

••••

Elnet til meget mere

Investeringer i eldistributionsnettet
2024-2040 og implementering af grønt tillæg



Indhold

1	Indledning samt sammenfatning af analyse og resultater	5
1.1	<i>Behov for markant udbygning af elnettet</i>	5
1.2	<i>Moderniseret regulering skal fremme investeringer</i>	6
1.3	<i>Resultater og anbefalinger</i>	7
1.4	<i>Forudsætninger og afgrænsning</i>	15
2	De danske elnetselskaber	18
2.1	<i>Behov for netudbygning</i>	18
3	Centrale forudsætninger for analysen	24
3.1	<i>Volumenforudsætninger</i>	24
3.2	<i>Fra volumen- til effektforudsætninger</i>	26
3.3	<i>Komponentomkostninger</i>	28
3.4	<i>Forbrugsfleksibilitet og det samtidige elforbrug</i>	29
3.5	<i>Beskrivelse af samtidighedsscenarier</i>	31
3.6	<i>Beredskab og cybersikkerhed</i>	34
4	Modellering og beregning af investeringsbehov	36
4.1	<i>Reinvestering i eldistributionsnettet</i>	36
4.2	<i>Forstærkning</i>	38
4.3	<i>Udbygning af eldistributionsnettet</i>	39
4.4	<i>Investeringer til VE-produktion</i>	40
4.5	<i>Overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning</i>	41
5	Samlet investeringsbehov for eldistributionsnettet frem mod 2040	45
5.1	<i>Samlet resultat for investeringsbehovet</i>	45
5.2	<i>Vurdering af investeringsusikkerheder</i>	48
6	Økonomiske konsekvenser for elnetselskaberne	51
6.1	<i>Beregning af totalomkostninger</i>	51
6.2	<i>Beregning af indtægtsrammen</i>	55
7	Regulatoriske indikatormodeller	58
7.1	<i>Centrale egenskaber for en ny indikator</i>	58
7.2	<i>Indikator baseret på leverede mængder el i lavspændingsnettet</i>	59
7.3	<i>Indikator baseret på elbiler og varmepumper</i>	59
7.4	<i>Samspil mellem en ny og eksisterende indikatorer</i>	60

8	Indtægtsrammetilpasninger og anbefalinger	61
8.1	<i>Driftsomkostninger (forbrug)</i>	<i>61</i>
8.2	<i>Totalomkostninger (forbrug).....</i>	<i>62</i>
8.3	<i>Indtægtsrammer (forbrug).....</i>	<i>63</i>
8.4	<i>Anbefalinger til ny regulering (forbrug)</i>	<i>64</i>
9	Udvikling af omkostninger pr. kWh (forbrug)	72
Bilag 1	Liste over komponenter inddelt efter benchmarking kategorier	73
Bilag 2	Samtidighed af elforbrug	74
Bilag 3	Volumenforudsætninger	78

1 Indledning samt sammenfatning af analyse og resultater

Green Power Denmark har udarbejdet en analyse af investeringsbehovet i eldistributionsnettet frem mod 2040 og vurderet tilpasningsbehovet af elnetselskabernes regulerede indtægtsrammer. Sidstnævnte er sket med udgangspunkt i den politiske aftale *En effektiv og fremtidssikret elinfrastruktur til understøttelse af den grønne omstilling og elektrificering* af 4. juni 2021 ("*Elsemesteraftalen*"). Formålet med denne publikation er at præsentere et opdateret bud på de fremadrettede investeringer og omkostninger i eldistributionsnettet, samt et forslag til hvordan indtægtsrammerne kan tilpasses, så de understøtter, at elnettet fortsat kan udgøre en stærk ryggrad i den grønne omstilling af det danske samfund.

Både Energinet (det statsejede selskab som driver eltransmissionsnettet) og de lokale, forbrugerejede elnet-selskaber (som ejer og driver eldistributionsnettene) skal udvide elinfrastrukturen, for at Danmark lykkes med den grønne omstilling. Denne analyse fokuserer på behov forbundet med *eldistributionsnettene*.

Kapitel 1 er en sammenfatning af analysens resultater, anbefalinger og afgrænsning. Afsnit 1.1 giver en introduktion til, hvorfor der er behov for investeringer i eldistributionsnettet for at kunne understøtte den politiske klimamålsætning. Afsnit 1.2 gengiver relevante dele af Elsemesteraftalen, og afsnit 1.3 præsenterer analysens resultater og anbefalinger. Afslutningsvis opsummerer afsnit 1.4 analysens forudsætninger og afgrænsning.

1.1 Behov for markant udbygning af elnettet

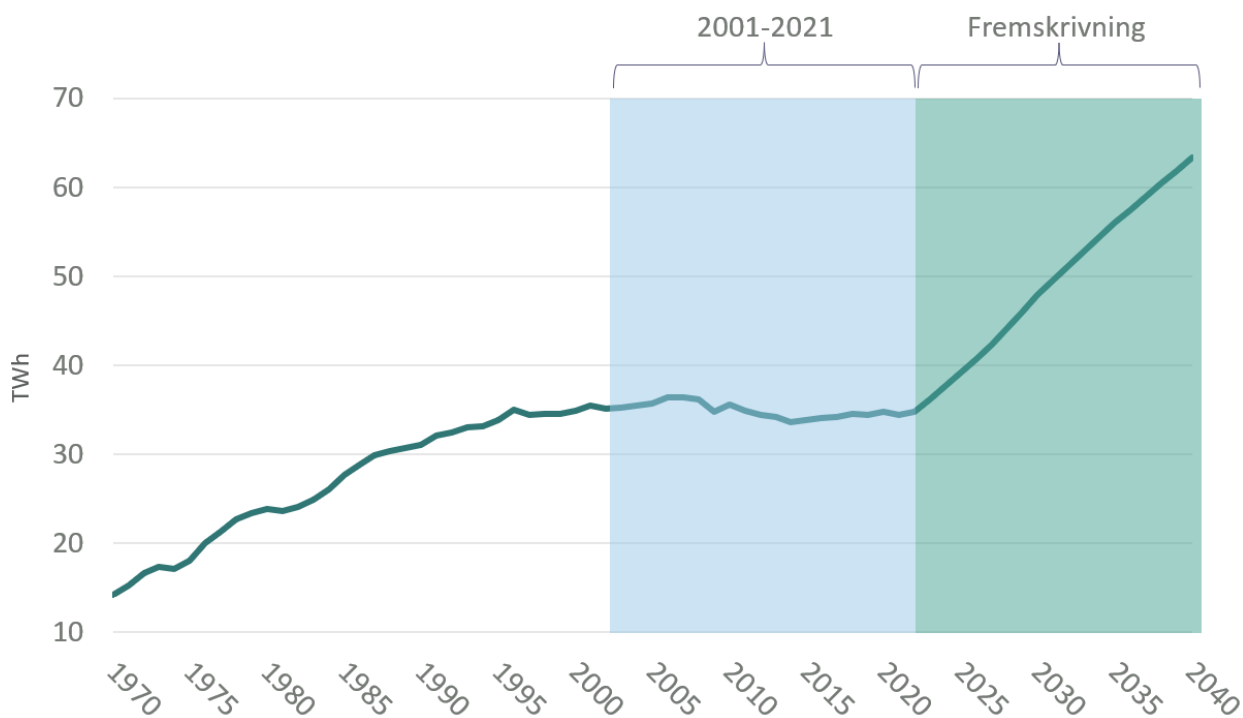
Klimaforandringerne er nutidens største udfordring. Det kræver hurtige og ansvarsbevidste valg og handlinger, hvis den globale opvarmning skal afbødes. Størstedelen af verdens drivhusgasudledere har med Parisaftalen i 2015 bundet sig til at bidrage til et langsigtet mål om at reducere drivhusgasudledningerne og begrænse den globale temperaturstigning til under 2 grader celsius. Parisaftalen og ikke mindst den danske befolknings pres på at løse klimaudfordringerne har ført til, at et bredt flertal i Folketinget i 2020 vedtog en klimalov med en ambitiøs målsætning om at reducere udledningen af drivhusgasser med 70% i 2030 i forhold til niveauet i 1990 og et endemål om klimaneutralitet i 2050. Målet om klimaneutralitet er kun blevet endnu vigtigere med den aktuelle energikrise, da den grønne omstilling mod uafhængighed af fossile energikilder muliggør en større grad af selvforsyning. Den nye regering har i sit regeringsgrundlag fremsat en ambition om at fremrykke målet om klimaneutralitet til 2045 og sætte et nyt mål for 2050 om 110% reduktion i forhold til 1990.

Grøn strøm er det primære klimavenlige alternativ til fossile brændsler, og en gennemgribende elektrificering af det danske samfund er derfor nødvendig for at nå klimamålsætningen. Det indebærer, at grøn strøm i højere grad end i dag anvendes til fx opvarmning, transport og i industrielle processer. Det er i sigens natur en forudsætning, at der er tilstrækkelig grøn elproduktion til at dække forbruget. Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme* af 25. juni 2022 ("*klimaaftalen af 2022*") er et bredt flertal af Folketingets partier blevet enige om at sikre ansvarlige rammevilkår, der muliggør en markant udbygning af VE-produktionen, som kan bidrage med grøn strøm til at dække det danske elforbrug samt nettoeksport af grøn strøm til resten af Europa.

Den markante elektrificering stiller ikke alene store krav til elproduktion og -forbrug, men også til det elnet, der skal transportere den grønne strøm ud til danske husholdninger og virksomheder. Det er på baggrund af klimaaftalen af 2022 Green Power Danmarks forventning, at der i Danmark skal produceres minimum 108 TWh grøn strøm i 2030, hvoraf minimum 48 TWh bliver forbrugt i eldistributionsnettet. Det samlede elforbrug i eldistributionsnettet har i perioden 2000-2020 ligget på et stabilt og nogenlunde uændret niveau. Lokale stigninger i elforbruget er således blevet modsvaret af et fald i elforbruget andre steder i landet. Ifølge

Green Power Denmarks egne beregninger, som er udarbejdet på baggrund af Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet for 2021 ("AF21"), forventes det i perioden 2021-2040, at elforbruget i eldistributionsnettet stiger med 84%, hvilket svarer til en årlig nettovækst på 3,3%. Udviklingen i elforbruget fra 1970-2040 er illustreret i nedenstående Figur 1.

Figur 1. Udvikling i elforbruget i eldistributionsnettet i perioden 1970-2040



Kilde: Green Power Denmarks beregninger på baggrund af tal fra Danmarks Statistik og egen fremskrivning af elforbrug (AF21+).

Anm.: Det bemærkes, at de historiske tal for elforbruget også indeholder elforbrug tilsluttet direkte til transmissionsnettet. Mængden af elforbrug tilsluttet direkte til transmissionsnettet har dog historisk været meget begrænset.

Den forventede stigning i elforbruget stiller krav til det eksisterende eldistributionsnet, der under etableringen ikke blev designet til et samfund med overvejende VE-produktion og en meget høj grad af elektrificering. Hvis vi skal sikre, at elnettet også i fremtiden skal kunne understøtte den grønne omstilling, er der behov for omfattende reinvesteringer, forstærkninger og udbygninger af eldistributionsnettet. Resultaterne, der præsenteres i denne analyse, viser, at det vil kræve investeringer i eldistributionsnettet i størrelsesordenen 49-57 mia. kr. i perioden 2024-2030 for at opretholde og udvide det eksisterende elnet, så det også kan understøtte den grønne omstilling i forbindelse med stigende elforbrug og VE-produktion. Investeringsbehovet omfatter reinvesteringer, der i perioden 2024-2030 udgør 19 mia. kr., som under alle omstændigheder skulle have været foretaget for at opretholde det eksisterende elnet uden en elektrificering.

Elnetselskaberne står over for en stor opgave i forhold til at imødekomme et samfund, der i stigende grad bliver afhængig af elsystemet. Det er derfor vigtigt, at indtægtsrammereguleringen sikrer hensigtsmæssige og robuste rammer for, at elnettet kan imødekomme det behov, som fremtiden bringer.

1.2 Moderniseret regulering skal fremme investeringer

Et bredt politisk flertal har med Elsemesteraftalen fundet det vigtigt, at elnetselskaberne er underlagt rammevilkår, der understøtter rettidige og effektive investeringer i elnettet. Aftalepartierne er derfor blevet enige om, at elnetselskabernes regulatorisk bestemte indtægtsgrundlag ("indtægtsrammerne") skal justeres,

så de nødvendige investeringer kan foretages rettidigt. Konkret er aftalepartierne blevet enige om at etablere en ny automatisk indikator og et nyt ansøgningsbaseret tillæg til indtægtsrammerne, der skal være gældende fra 2024, jf. uddrag af aftaleteksten i Boks 1 nedenfor.

Boks 1. Uddrag fra Elsemesteraftalen

Ifølge Elsemesteraftalen skal der implementeres en ny automatisk indikatormodel i netselskabernes økonomiske regulering fra 2024 til dækning af netselskabernes meromkostninger i forbindelse med elektrificering hos mindre relativt homogene grupper af forbrugere. Samtidig skal der indføres et ansøgningsbaseret tillæg til dækning af netselskabernes faktiske meromkostninger til elektrificering af større og mere uens forbrugere. Endelig skal det analyseres, om netselskaberne har (andre) strukturelt stigende investeringsomkostninger, som ikke bliver kompenseret af tillæg i reguleringen, så indtægtsrammerne fra 2024 samlet set kan dække de nødvendige omkostninger.

Af Elsemesteraftalen fremgår, at:

"En automatisk indikator fungerer ved, at netvirksomhedernes forventede meromkostninger som følge af elektrificeringen 'automatisk' tillægges deres indtægtsrammer. Indikatoren skal alene håndtere netvirksomhedernes meromkostninger til den ændrede belastning i elnettet fra relativt homogene grupper, som teknisk er til at håndtere."

Og:

"Tilsvarende vil ministeren udnytte sin bemyndigelse til at anmode Forsyningstilsynet om ved overgangen til en ny reguleringsperiode at analysere og vurdere, hvorvidt netvirksomhederne måtte opleve strukturelt stigende investeringsomkostninger som følge af fx øget digitalisering og behov for voksende reinvesteringer, der ikke håndteres i den økonomiske regulering. Analysen skal være klar, så eventuelle behov for tillæg til indtægtsrammen ud over den automatiske indikator for elektrificeringen, kan implementeres i 2024."

Og yderligere:

"Merinvesteringer i elnettet som følge af elektrificeringen kan også skyldes større og mere uens forbrugere – fx store varmepumper, industrivirksomheder, PtX-anlæg mv. De skal håndteres via ansøgningsbaserede tillæg, hvor netvirksomhederne ansøger Forsyningstilsynet om at få dækket faktiske meromkostninger ifm. konkrete projekter."

Med denne analyse leverer Green Power Denmark en model, der svarer på Elsemesteraftalens forespørgsel: En samlet indtægtsramme, der dækker omkostninger ifm. elektrificering og øvrige strukturelt stigende omkostninger, hvor vi bl.a. har indregnet stigende reinvesteringer.

1.3 Resultater og anbefalinger

Green Power Denmark har med udgangspunkt i Elsemesteraftalen analyseret, hvad den øgede elektrificering betyder for elnetselskabernes nødvendige investeringer, omkostninger, regulerede økonomi og tariffer (i form af enhedsomkostningerne ved eldistribution). Resultaterne for investeringer, driftsomkostninger og totalomkostninger præsenteres hhv. i underafsnit 1.3.1, 1.3.2 og 1.3.3. I underafsnit 1.3.4 fremlægges Green Power Denmarks anbefalinger om hvordan et grønt tillæg skal implementeres i indtægtsrammereguleringen via hhv. en ny automatisk indikator og et ansøgningsbaseret tillæg, mens underafsnit 1.3.5 belyser påvirkningen af den gennemsnitlige enhedsomkostning og 1.3.6 fremlægger en risikovurdering af det tidsmæssige aspekt for investeringerne.

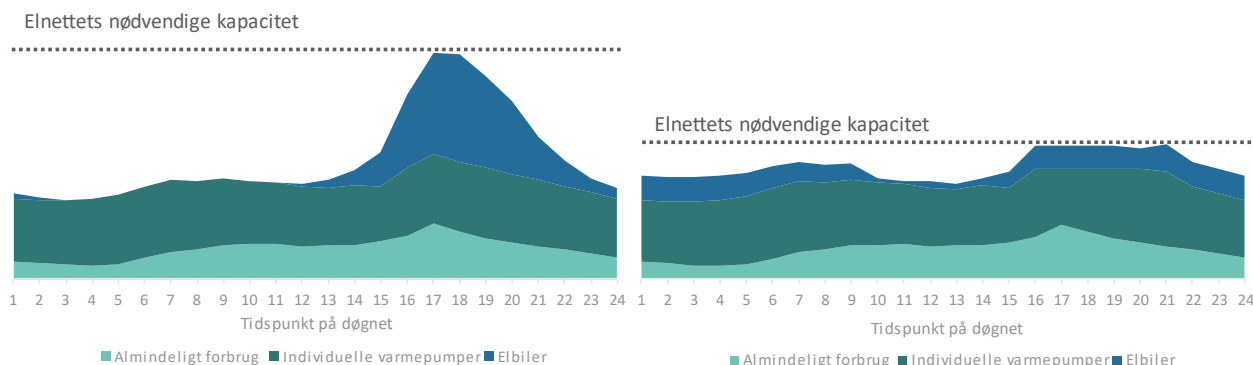
1.3.1 Ændret og øget brug af elnettet medfører højere investeringer (forbrug og produktion)

Analysens resultater viser, at der vil være behov for massive investeringer i eldistributionsnettet – både frem mod 2030 og i perioden 2031-2040. Det præcise investeringsbehov er svært at forudsige i en tid behæftet med betydelig uforudsigelighed – bl.a. vedrørende elforbrug og -produktion, omkostninger, udviklingen af fleksibilitet og forbrugsmønstre. Det står dog klart, at hvis eldistributionsnettet fortsat skal kunne understøtte en grøn omstilling, er der behov for væsentlige nye investeringer, samtidig med at eldistributionsnettet skal fornyes, i takt med at det eksisterende elnets levetid udløber.

I analysens investeringsfremskrivninger angives bidrag fra hhv. reinvesteringer, forstærkninger og udbygninger. Når konkrete investeringer foretages i praksis, er det ofte ikke på samme måde muligt at adskille, hvor stor en del af den enkelte investering, der skyldes øget eller ændret brug af eldistributionsnettet eller et udskiftningsmodent område i nettet. Elnetselskaberne vil i takt med fornyelse af eldistributionsnettet vurdere behovet for et stærkere og mere tidssvarende eldistributionsnet, end det der oprindeligt var kabellagt, for at høste synergieffekter de steder, hvor det er muligt. De regulatoriske forslag skal derfor kunne håndtere virkeligheden ved at betragte investeringer som en samlet størrelse.

Når elnettets nødvendige kapacitet – og dermed elnetselskabernes investeringsbehov – skal opgøres, afhænger det særligt af trængslen i elnettet ("*belastningen*") i spidsbelastningsperioderne, hvor der forbruges mest el samtidigt. Jo mere strømmen forbruges samtidigt, jo større kapacitet er der brug for, hvorfor investeringsbehovet afhænger af, hvordan forbruget fordeler sig tidsmæssigt (også kaldet "*samtidig*heden" af elforbruget). Figur 2 nedenfor illustrerer, hvordan en mere jævn fordeling af forbruget kan reducere den nødvendige kapacitet i elnettet.

Figur 2. Illustrativt eksempel på, hvordan samtidigheden i elforbruget har betydning for den nødvendige kapacitet



Kilde: Green Power Denmark.

Hvad angår udviklingen i elforbrugets samtidighed, har Green Power Denmark i denne analyse regnet på tre forskellige scenarier: A, B og C. Scenarie A er baseret på antagelser om uændret samtidighed i elforbruget i forhold til i dag. Scenarie B er baseret på antagelser om reduceret samtidighed i elforbruget i forhold til i dag, og scenarie C er baseret på antagelser om betragteligt reduceret samtidighed i elforbruget i forhold til i dag, jf. Boks 2 nedenfor. De tre samtidighedsscenarioer er udtryk for hvordan eldistributionsnettets nødvendige kapacitet kan reduceres, afhængigt af om elforbrugerne ønsker at reagere på nettets prissignaler og øvrige fleksibilitetsforanstaltninger.

Boks 2. Beskrivelse af analysens tre samtidighedsscenarioer

Scenarie A (uændret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet hverken øger eller reducerer samtidigheden af elforbruget, og hvor de forskellige teknologier derfor bruger elnettet på samme måde som i dag. I scenariet udbygges elnettet til at understøtte det effektbehov fra elbiler, varmepumper og øvrigt forbrug, som fremkommer ved de forbrugsmønstre og samtidigheder, der ses i dag.

Scenarie B (reduceret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden af elforbruget, fordi nogle kunder flytter forbrug fra de tidspunkter, hvor der er mest trængsel i elnettet, til andre tidspunkter. I scenariet udbygges elnettet til at understøtte det effektbehov fra elektrificering, som fremkommer ved et forbrugsmønster med reduceret samtidighed, i forhold til det der ses i dag.

Scenarie C (betragteligt reduceret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden af elforbruget *betragteligt*, fordi en betragtelig andel af kunderne flytter forbrug fra de tidspunkter, hvor der er mest trængsel i elnettet, til andre tidspunkter. I scenariet udbygges elnettet til at understøtte det effektbehov fra elektrificering, som fremkommer ved et forbrugsmønster med betragteligt reduceret samtidighed, i forhold til det der ses i dag.

De beskrevne scenarier i boks 2 er bud på udfald med forskellige bagvedliggende antagelser om, at forbrugernes anvendelse af elnettet er fleksibelt på en måde, hvor det samtidige elforbrug *reduceres* og dermed *reducerer* kapacitetsbehovet i eldistributionsnettet. Elkundernes fleksibilitet omhandler i praksis alt elforbrug (og -produktion), som kunderne er villige til at flytte til andre tidspunkter. I nogle tilfælde vil flytningen af forbruget *øge* de samtidige flows i elnettet og dermed *øge* kapacitetsbehovet. Det kan fx være i tilfælde, hvor fleksible elkunder reagerer på elspotprisen eller leverer systemydelse hvor forbruget *øges* for at matche produktionen midt i "*kogespidsen*", der er det tidspunkt på døgnet, hvor der er mest trængsel i elnettet. I sidste ende er det altså op til forbrugerne, om og hvordan deres elforbrug vil være fleksibelt. En kerneopgave for elnetselskaberne er at fastsætte omkostningsægte prissignaler for brugen af elnettet (tariffer) og herefter bygge tilstrækkeligt elnet til at understøtte kundernes efterspørgsel efter elnet.

I scenarie A antages, at det samtidige elforbrug er uændret i forhold til i dag, og at elkunderne ikke reagerer på elmarkedets prissignaler – hverken tariffer, elspotpriser, systemsydelsespriser eller andre. Denne antagelse er forsimplet og afspejler ikke virkeligheden, da elkunderne (som tydeligt illustreret ved den seneste tids forbrugsnedgang) i praksis reagerer på elmarkedets prissignaler. Som beskrevet ovenfor, så vil det ikke i alle situationer være tilfældet, at kundernes fleksible adfærd reducerer investeringsbehovet i elnettet, da fleksibel adfærd kan have modsatrettede effekter for samtidigheden i elnettet. Investeringsbehovet i scenarie A er derfor ikke et urealistisk scenarie på trods af, at antagelsen om uændret samtidighed ikke er en realistisk antagelse. Se analysens afsnit 3.4 og 3.5 for en nærmere beskrivelse af samtidighed og scenarier.

Investeringsberegningerne for de tre samtidighedsscenarioer omfatter de samlede investeringer i eldistributionsnettet som følge af et øget forbrug og øget VE-produktion frem mod 2040. I den forbindelse er der taget højde for synergieffekter mellem elproduktion og elforbrug. Det betyder, at beregningen af investeringsbehovet som følge af mere VE-produktion er simuleret i henhold til de fordele, der er ved elforbrug, der ligger tæt på elproduktion. I de tilfælde, hvor elforbruget er placeret tæt på elproduktionen, vil investeringsbehovet for at understøtte øget VE-produktion være lavere end ellers, idet strømmen skal transporteres over en kortere distance. Når investeringerne i analysen deles op på hhv. forbrug og produktion, indgår synergieffekterne i investeringerne for produktion. Dette vurderes at være en rimelig tilnærmelse, da produktion for langt hovedparten af eldistributionsnettet ikke giver nævneværdige synergieffekter for investeringerne til forbrug.

Resultaterne viser, at der i scenarie A med uændrede samtidighedsantagelser vil være et akkumuleret investeringsbehov til forbrug og produktion på 57 mia. kr. i perioden 2024-2030 og 106 mia. kr. i perioden 2031-2040.

I et scenarie, hvor samtidigheden i elnettet reduceres, vil der være et lavere investeringsbehov. Resultaterne for scenarie B med en reduceret samtidighed medfører et investeringsbehov på 51 mia. kr. i perioden 2024-2030 og 89 mia. kr. i perioden 2031-2040.

I scenarie C antages det, at samtidigheden er reduceret betragteligt, hvilket medfører et investeringsbehov på 49 mia. kr. i perioden 2024-2030 og 82 mia. kr. i perioden 2031-2040.

Ovenstående resultater svarer til et gennemsnitligt årligt investeringsbehov på 7-8 mia. kr. i perioden 2024-2030 og 8-11 mia. kr. i perioden 2031-2040 afhængigt af samtidighedsscenario.

Resultaterne for de tre samtidighedsscenarier er gengivet i Tabel 1 nedenfor.

Tabel 1. Akkumuleret og gns. årligt investeringsbehov i distributionsnettet (forbrug og produktion, 2021-priser)

Mia. kr.	2024-2030		2031-2040	
	Akkumuleret	Gns. årligt	Akkumuleret	Gns. årligt
Scenarie A (uændret samtidighed)	57	8	106	11
Scenarie B (reduceret samtidighed)	51	7	89	9
Scenarie C (betragteligt reduceret samtidighed)	49	7	82	8

Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21 og klimaaftalen af 2022.

Anm.: Tabellen indeholder de samlede investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i både elforbrug og decentral elproduktion.

1.3.2 Ændret og øget brug af elnettet medfører højere driftsomkostninger (forbrug)

Elektrificeringen og det forhold, at en stigende andel af eldistributionsnettet nærmer sig endt levetid, betyder også, at elnettets drifts- og vedligeholdelsesomkostninger vil stige. Driftsomkostningerne stiger bl.a. som følge af, at elnetselskaberne i højere grad skal digitalisere, kontrollere og monitorere den øgede belastning, der opstår i eldistributionsnettet, når det benyttes tættere på grænsen. En stigende anlægsmasse – dvs. flere kabler og transformerstationer – vil alt andet lige også betyde, at der kommer øgede driftsomkostninger. Dertil stiger vedligeholdelsesomkostningerne som følge af, at netkomponenternes stigende alder øger risikoen for fejl i eldistributionsnettet.

Endvidere vil elnetselskaberne have omkostninger til indkøb af markedsbaserede fleksibilitetsydelse, der reducerer det samtidige elforbrug. I forhold til udnyttelse af fleksibilitet, er omkostninger i forbindelse med prissætning ikke inkluderet, da det mere eller mindre er gratis for elnetselskaberne at fastsætte tariffer. Elnetselskaberne afholder i analysen dog nogle omkostninger til eksplicite fleksibilitetsydelse, fx markedsbaserede fleksibilitetsydelse, hvor et elnetselskab via en markedsplatform fx betaler en kunde for at afbryde strømmen i tilfælde af overbelastning af eldistributionsnettet.

Digitalisering spiller en vigtig rolle i forhold til, at driften af eldistributionsnettet løbende kan forbedres og effektiviseres, samt at et mere fleksibelt elforbrug kan understøttes. Digitalisering vil over tid blive en mere og mere integreret del af alle processer og kan ikke udskilles i et særskilt omkostningselement. Omkostninger i forbindelse med digitalisering er medregnet i analysens samlede estimat af fremadrettede driftsomkostninger. Den stigende grad af digitalisering og samfundets stigende afhængighed af el betyder, at it- og cybersik-

kerhed såvel som fysiske sikkerhedsforanstaltninger er et stadigt voksende fokusområde for elnetselskaberne. Det er endvidere et område, hvor der potentielt kan komme markant øgede krav fra dansk og europæisk lovgivning. Omkostninger til en strukturelt øget it- og cybersikkerhed samt et strukturelt øget niveau af fysiske sikkerhedsforanstaltninger er *ikke* medregnet i analysens omkostningsestimater. Beregningerne af driftsomkostningerne for de tre samtidighedsscenarier omfatter endvidere ikke driftsomkostninger som følge af øget VE-produktion, da denne del af driftsomkostningerne håndteres særskilt i reguleringen.

Resultaterne viser, at driftsomkostningerne i scenarie A med antagelser om uændret samtidighed akkumuleret set i perioden 2024-2030 er 17 mia. kr. og 28 mia. kr. i perioden 2030-2040. I scenarierne, hvor det samtidige elforbrug antages at være reduceret, estimeres de akkumulerede driftsomkostninger i både scenarie B og C at være 18 mia. kr. i perioden 2024-2030, samt hhv. 32 mia. kr. og 36 mia. kr. i perioden 2031-2040. De højere driftsomkostninger i scenarie B og C kan bl.a. tilskrives ekstra omkostninger ifm. fleksibilitetsydelse, der understøtter reduceret samtidighed.

Resultaterne for samtidighedsscenarierne giver anledning til gennemsnitlige årlige driftsomkostninger på ca. 2-3 mia. kr. i perioden 2024-2030 og ca. 3-4 mia. kr. i perioden 2031-2040. Se Tabel 2 nedenfor.

Tabel 2. Akkumulerede og gns. årlige driftsomkostninger i distributionsnettet (forbrug ekskl. nettab, 2021-priser)

Mia. kr.	2024-2030		2031-2040	
	Akkumulerede	Gns. årlige	Akkumulerede	Gns. årlige
Scenarie A	17	2	28	3
Scenarie B	18	3	32	3
Scenarie C	18	3	36	4

Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Tabellen indeholder alene investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug, men ikke investeringsomkostninger som følge af mere decentral elproduktion.

Fremskrivning af driftsomkostninger er behæftet med en betydelig usikkerhed. Det er vanskeligt at vurdere, hvordan driftsomkostningerne udvikler sig, da udviklingen bl.a. er stærkt påvirket af øgede krav fra lovgivning og myndigheder. Potentialet for anvendelse af fleksibilitetsydelse, der reducerer samtidigheden i elforbruget, udgør også en usikkerhedsfaktor. Samlet er resultatet af driftsomkostningerne et rimeligt bud på udviklingen, til trods for at der er stor usikkerhed forbundet hermed.

1.3.3 Totalomkostninger skal dækkes af indtægtsrammen (forbrug)

Hvis elnetselskaberne skal kunne udvide elnettet i det nødvendige tempo uden at opleve konstant udækkede omkostninger, skal elnetselskabernes totalomkostninger, herunder både kapitalomkostninger og driftsomkostninger, kunne dækkes af indtægtsrammen. Med gældende regulering, hvor der ikke er mulighed for at opnå tillæg til indtægtsrammen til dækning af meromkostninger som følge af elektrificering og et stigende reinvesteringsbehov, estimeres det i analysens afsnit 8, at elnetselskaberne frem mod 2040 risikerer at få gennemsnitlige udækkede omkostninger på mellem 0,7 og 2,2 mia. kr. om året med antagelse om 2% inflation og afhængigt af bl.a. reguleringsperiode og samtidighedsantagelser.

I Tabel 3 opsummeres forskellen mellem totalomkostninger og indtægtsrammer med nugældende regulering i de tre samtidighedsscenarier beregnet med inflationsantagelse på 2% fra 2024 og frem.

Tabel 3. Gns. årlig forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer med nugældende regulering (forbrug ekskl. nettab, 2021-priser, 2% inflation fra 2024)

Mia. kr.	2. reguleringsperiode (2024-2027)	3. reguleringsperiode (2028-2032)	4. reguleringsperiode (2033-2037)	5. reguleringsperiode (2038-2040)
Scenarie A	-0,8	-1,8	-2,2	-1,1
Scenarie B	-0,8	-1,6	-2,2	-1,0
Scenarie C	-0,7	-1,6	-2,0	-1,2

Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til øget elproduktion fra VE-anlæg. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040.

Resultaternes negative fortegn viser, at totalomkostningerne i alle perioder overstiger de indtægtsrammer, der vil blive fastsat under nugældende regler i reguleringen. Der er derfor behov for, at reguleringen tilpasses. Antagelsen om en inflation på 2% svarer til den europæiske centralbanks pengepolitiske mellemlange inflationsmål. Green Power Denmark har udarbejdet de samme resultater, hvor der er anvendt antagelser om inflation på hhv. 0% og 4% fra 2024 og frem. Resultaterne er vist i afsnit 8.4.

1.3.4 Den økonomiske regulering skal tilpasses den grønne omstilling (forbrug)

Den nuværende udformning af elnetskabernes økonomiske regulering er et godt udgangspunkt, men de nødvendige investeringer og omkostninger forbundet med den grønne omstilling vil ikke kunne blive dækket under indtægtsrammerne. Det er derfor nødvendigt, at reguleringen tilpasses, så den understøtter, at der fortsat foretages rettidige investeringer i elnettet. Udfordringen består i, at reguleringen har et bagudskende perspektiv, hvor indtægtsrammerne hvert femte år genberegnes baseret på *historiske* totalomkostninger fra den foregående femårsperiode. Det betyder, at indtægtsrammerne i gennemsnit stiger fem år efter, at omkostningerne er steget. Indenfor hver femårsperiode, hvor omkostningerne er stigende, vil der derfor opstå økonomiske tab, hvis omkostningerne ikke kan dækkes af de i reguleringen indlagte tillægsmuligheder for indtægtsrammeforhøjelse.

Der er imidlertid ikke behov for at ændre fundamentalt på den eksisterende økonomiske regulering, da indtægtsrammer i udgangspunktet giver et sundt og automatisk effektiviseringsincitament. Men det er vigtigt, at reguleringen tilpasses, så indtægtsrammernes størrelse er tidssvarende. I overensstemmelse med Elsemerestaftalen anbefales det, at reguleringen tilpasses med en ny automatisk indikator og et nyt ansøgningsbaseret tillæg.

En ny automatisk indikator skal være enkel, kendt på forhånd og sikre en løbende justering af indtægtsrammerne, der afhænger af det løbende behov for elnet. Det ansøgningsbaserede tillæg skal dække meromkostninger som følge af elektrificering, som ikke kan håndteres af den automatiske indikator. Tillægget skal være administrativt håndterbart med en smidig godkendelsesproces, så reguleringen ikke bremser udviklingen af et grønt samfund. Indtægtsrammerne justeret med den nye automatiske indikator og det ansøgningsbaserede tillæg skal således dække de nødvendige omkostninger, så elnettet kan være på forkant med efterspørgslen.

Anbefalingerne fremgår i sin helhed i nedenstående Boks 3 og Boks 4.

Boks 3. Analysens anbefalinger for så vidt angår en ny automatisk indikator**Ny automatisk indikator (udmøntning af Elsemesteraftalens pkt. 1.i)**

Det anbefales, at den nye automatiske indikator til justering af elnetskabernes indtægtsrammer baseres på kWh-forbruget fra mindre elkunder (kWh-forbruget fra lavspændingstilsluttede kunder, C- og B-lav-kunder), så:

- En ændring i indikatoren for kWh-forbruget i lavspændingsnettet medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag. Den præcise vægtning af indikatoren bør hænge sammen med eventuelt øvrige ændringer af reguleringen og bør således analyseres nærmere, men analysen peger på, at den skal være i omegnen af 0,7.
- Et eventuelt fald i det lokale kWh-forbrug i lavspændingsnettet fra et år til det næste år ikke medfører en nedjustering af indtægtsrammen, idet fx fraflytning ikke vil reducere mængden af allerede opført elnet.

Den nye automatiske indikator skal i overensstemmelse med Elsemesteraftalen bidrage til, at elnettets meromkostninger til den ændrede belastning i elnettet som følge af relativt homogene kundegrupper dækkes. Indikatoren bør derfor implementeres ud over de eksisterende automatiske indikatorer, der er udformet til at dække de mindre lokale omrøringer af forbrugere, der historisk har været, samt mindre byudvikling.

I henhold til Elsemesteraftalen skal strukturelt stigende omkostninger, fx som følge af øget digitalisering og voksende reinvesteringer, også håndteres af den økonomiske regulering. Green Power Denmark har indregnet nødvendige reinvesteringer og øgede digitaliseringsomkostninger i de totalomkostninger, der skal dækkes af den nye indikatorsammensætning.

Metoden for den anbefalede nye kWh-indikatorers justering af indtægtsrammerne følger de eksisterende automatiske indikatorers justering af indtægtsrammerne. En kWh-indikator er desuden en velafprøvet automatisk indikator i både national og øvrig europæisk elnetregulering.

Resultaterne indikerer, at den nye kWh-indikator skal vægtes, så én procent ændring i indikatoren medfører en ændring svarende til 0,7 procent i omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget, mens de eksisterende indikatorer vægtes som nuværende, hvor én procent ændring medfører en justering på 0,5 procent i omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget.

Vægtningen af indikatorer er følsom overfor antagelser om inflation, mulighederne for ansøgningsbaserede tillæg og eventuelt øvrige ændringer af reguleringen.

I overensstemmelse med Elsemesteraftalen skal den nye automatiske indikator evalueres inden udgangen af den femårige reguleringsperiode, der løber til og med 2027. Såfremt evalueringen foretages i første halvdel af 2027, vil der alene være tilgængelige data for 2024 og 2025. Det bør derfor overvejes, om evalueringen skal foregå i løbet af og inden udgangen af den femårige reguleringsperiode, der løber til og med 2032.

Der kan være situationer, hvor et elnetselskab har relativt mange (eller alene) kunder i form af underliggende net, hvor deres omkostninger i forbindelse med elektrificering ikke i tilstrækkelig grad dækkes af en lavspændingsindikator. De situationer skal undersøges og håndteres separat.

Boks 4. Analysens anbefalinger for så vidt angår et nyt ansøgningsbaseret tillæg

Nyt ansøgningsbaseret tillæg (udmøntning af Elsemesteraftalens pkt. 1.ii)

Det anbefales, at det nye ansøgningsbaserede tillæg til dækning af elnettets meromkostninger i forbindelse med elektrificering ved større forbrugere konkret dækker meromkostninger ved a) større eksisterende kunders øgede leveringsomfang, samt b) it- og cybersikkerhed. Det anbefales, at tillægget har følgende egenskaber:

- *Teknologineutralitet ift. kundernes konkrete forbrugsanlæg.*
- *Løsningsneutralitet, så tillægget ikke diskriminerer i forhold til, om elnetselskaberne løser konkrete netforstærkninger og -udvidelser ved investeringer og/eller tiltag, der øger driftsomkostningerne.*
- *Administrerbarhed, herunder at Forsyningstilsynet skal offentliggøre påkrævet dokumentation og forhøjelsesmodel inden ikrafttrædelse.*
- *Hastighed, herunder at tillægget skal afgøres og udmøntes rettidigt og sikre, at elnetselskaberne opnår kompensation i takt med omkostningerne.*

Det nye ansøgningsbaserede tillæg skal i overensstemmelse med Elsemesteraftalen bidrage til at dække meromkostninger i elnettet i forbindelse med elektrificering af større og mere uens forbrugere såsom store varmeværker og industrivirksomheder. De nugældende bestemmelser gør det muligt at ansøge om dækning af meromkostninger ved bl.a. konkrete nye (større) forbrugere eller nye forsyningsområder. Det anbefalede nye ansøgningsbaserede tillæg angår meromkostninger i forbindelse med eksisterende kunders elektrificering samt it- og cybersikkerhed og bør derfor implementeres ud over de gældende ansøgningsmuligheder.

Det er ikke trivielt at kalibrere kWh-indikatoren på en måde, så den alene dækker den andel af de strukturelt stigende omkostninger i elnettet, der ikke dækkes ved det nye ansøgningsbaserede tillæg. Det skyldes, at indikatoren ganges på det samlede (historiske) omkostningsgrundlag. Derfor har Green Power Danmarks anbefaling i udgangspunktet også været, at der ikke skulle fastsættes nye ansøgningsbaserede tillægsmuligheder men alene en ny, automatisk indikator, som skulle være dækkende for alle elnettets strukturelt stigende omkostninger.

Elsemesteraftalen specificerer imidlertid, at der både skal indføres en ny, automatisk indikator og et ansøgningsbaseret tillæg, så dette har været udgangspunktet for denne analyse. Det vurderes, at der indenfor Elsemesteraftalen er to måder, hvorpå sammenhængen kan håndteres. Ved den første måde vægtes den nye indikator, så de beregnede indtægtsrammer ikke fuldt ud dækker de beregnede totalomkostninger. Forskellen forventes dækket af ansøgningsbaserede tillæg. Ved den anden måde baseres den nye indikator på kWh leveret på alle spændingsniveauer, således at kWh relateret til investeringer, der er givet forhøjelse for, kan modregnes indikatoren.

Set i forhold til den første metode medfører den anden metode indtægtsrammeberegningerne en ekstra kompleksitet, idet der skal ske en modregning af kWh. Da en forbrugt kWh på lavspændingsniveau medfører betydeligt flere netomkostninger end en forbrugt kWh på de højere spændingsniveauer, vil metoden både være mere kompleks og medføre mindre præcision i resultatet. I nærværende analyse er det derfor valgt at benytte den første metode.

1.3.5 Gennemsnitlige enhedsomkostninger (forbrug)

I analysens kapitel 9 analyseres effekten af det øgede investeringsbehov på forbrugernes tariffer. Effekten analyseres ved at se på den gennemsnitlige enhedsomkostning beregnet som forholdet mellem totalomkostningerne og de leverede mængder kWh i hele distributionsnettet. Hvor enhedsomkostningen i 2020 var 0,18 kr./kWh, estimeres enhedsomkostningerne ligeledes til 0,18 kr./kWh i perioden 2024-2030 og til mellem 0,20 og 0,21 kr./kWh i perioden 2031-2040 afhængigt af samtidighedsscenario.

På trods af, at investeringsniveauet skal stige markant, viser analysen altså, at det er muligt at holde forbrugernes gennemsnitlige pris pr. transporteret kWh i ro frem til 2030, fordi der skal transporteres markant mere el i fremtiden. I perioden 2031-2040 indikerer analysen en mindre stigning i den gennemsnitlige pris pr. transporteret kWh. Jo længere vi kigger ud i fremtiden, jo større usikkerhed er analysens resultater dog behæftet med. En fordel ved en indikator med ophæng i leverede mængder kWh er netop, at en stigning i indtægtsrammen i udgangspunktet modsvares af en større mængde leverede kWh, som rammen fordeles ud på. Da udviklingen i enhedsomkostningerne er begrænset, lever den anbefalede model således op til Else-mesteraftalens målsætning om at understøtte den grønne omstilling med fortsat rimelige priser for elforbrugere.

1.3.6 Risikovurdering

Selvom eldistributionsnettet er aldrende, har det kunnet håndtere den del af den grønne omstilling, som samfundet allerede har været igennem. Manglende kapacitet vil dog uundgåeligt opstå, hvis ikke eldistributionsnettet udvides rettidigt. Det betyder, at elnetselskaberne allerede nu skal øge deres investeringsomfang og opskalere deres generelle aktivitetsniveau.

Elnettets særlige karakter med de betydelige omkostninger, der er ved både reinvestering, forstærkning og udbygning, gør, at det er samfundsøkonomisk mest rentabelt at investere på forkant af behovet. Hvis der investeres for tidligt ift. behovet, vil kapaciteten i elnettet i de fleste tilfælde blive udnyttet i fremtiden, i takt med at elforbruget stiger. Omvendt er der betydeligt flere omkostninger forbundet med at udvide til et kapacitetsbehov, som få år senere skal udvides igen.

Ydermere vil der være en betydelig samfundsøkonomisk omkostning forbundet med, at den grønne omstilling forsinkes, hvis elnettets kapacitet bliver en begrænsning herfor, herunder risiko for flere afbrydelser og længere tilslutningstid for nye kunder.

1.4 Forudsætninger og afgrænsning

Omstillingen af Danmark til et grønt samfund stiller krav til udbygning af elnettet. Nærværende analyse kvantificerer det samlede fremtidige investeringsbehov i eldistributionsnettet som følge af øget VE-produktion og øget elektrificering af elforbruget, hvor leveringskvaliteten er uændret i forhold til niveauet i dag. Beregningerne går frem til 2040 og baseres på de seneste politiske udmeldinger for så vidt angår VE-produktion, og Green Power Danmarks forventninger til udviklingen i elforbruget, der er en justeret udgave af Energistyrelsens analyseforudsætninger. Eltransmissionsnettet er ikke inkluderet i beregningerne, da det er statsejet og historisk har været hvile-i-sig-selv-reguleret og derfor ikke haft samme reguleringstype som elnetselskaberne.

1.4.1 Produktion og forbrug i eldistributionsnettet

For at give et overblik over det samlede investeringsbehov i eldistributionsnettet, estimeres investeringerne som følge af hhv. øget VE-produktion tilkoblet eldistributionsnettet og øget elforbrug. Det bemærkes, at investeringer som følge af øget VE-produktion ikke indgår i beregningen af elnetselskabernes driftsomkostninger, totalomkostninger og indtægtsrammer, selvom øget VE-produktion medfører højere omkostninger til

nettilslutninger, opsamlingsnet samt forstærkning og udbygning af bagvedliggende kollektivt net. Det skyldes, at omkostningerne foranlediget af VE-produktionen indtil udgangen af 2021 har været holdt ude af indtægtsrammereguleringen, og at omkostningerne fra 2022 og frem bl.a. håndteres ved ansøgningsbaserede tillæg. Hertil bemærkes det, at det med Elsemesteraftalen er hensigten, at de nye tilpasninger af elnetselskabernes økonomiske regulering er rettet mod omkostninger som følge af øget elforbrug. Derfor anvendes investeringer som følge af øget elforbrug i forbindelse med beregning af elnetselskabernes totalomkostninger og indtægtsrammer med henblik på at vurdere behovet for en ny automatisk indikator, der kan sikre en rimelig indtægtsrammedækning af totalomkostningerne. Det er også denne del af investeringerne, der indgår i beregningen af enhedsomkostningerne til distribution af el.

Investeringsberegningerne baserer sig på en udvikling i elforbrug og -produktion, der følger Green Power Denmark's egne analyseforudsætninger (AF21+). AF21+ bygger fsva. elforbrug på Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet (AF21), som er de senest tilgængelige analyseforudsætninger fra Energistyrelsen, som det har været muligt at indarbejde i nærværende analyse¹. AF21 angiver bl.a. et sandsynligt udviklingsforløb for det danske elsystem frem mod 2040 i forhold til at opnå klimalovens 70%-målsætning i 2030 og det langsigtede mål om klimaneutralitet i 2050. AF21+ er et følsomhedsscenario, hvor det forudsættes, at udviklingen i elforbruget på udvalgte områder går hurtigere frem mod 2030 og 2040 ift. AF21. Fsva. elproduktion bygger AF21+ endvidere på klimaafspraken af 2022.

Analysen er afgrænset til perioden 2024-2040. Det følger af, at det politisk er bestemt, at indtægtsrammereguleringen skal justeres fra 2024, og at elforbruget i AF21, som AF21+ tager udgangspunkt i, fremskrives til 2040.

Elforbrug til PtX-anlæg og datacentre er ikke inkluderet i investeringsberegningerne. Det følger af, at der er betydelig usikkerhed forbundet med, om disse anlæg bliver tilsluttet på transmissions- eller distributionsniveau. Omfanget af tilslutninger af kollektive varmepumper og elkedler i eldistributionsnettet er desuden usikkert, og det antages, at størstedelen tilsluttes transmissionsnettet. Det vurderes derfor, at eldistributionsnettets meromkostninger som følge af elektrificering reelt kan blive højere end estimeret i analysens investeringsresultater.

1.4.2 Komponentomkostninger

Green Power Denmark har i forbindelse med den lovpålagte opgave med at udforme en producentbetaling for eldistributionsnettet indsamlet data og opgjort de komponentomkostninger (samlet omkostning for at installere en ny netkomponent, bl.a. materialeomkostninger, mandetimer og graveomkostninger), som beskrives nærmere i afsnit 3.3. Komponentomkostningerne er anvendt til at opgøre summen af de fremtidige årlige investeringer. Komponentomkostningerne er dog steget betydeligt siden indsamling af data for 2021. Det medfører, at investeringsbehovet reelt set kan være højere.

1.4.3 Timing af investeringer

Ved beregning af merinvesteringerne i de forskellige scenarier, der er nærmere beskrevet i kapitel 4, tages der udgangspunkt i kapacitetsbehovet i et givent år. Analysens resultater kan derfor tolkes som behovet for kapacitet for et givent år og størrelsen på de deraf afledte merinvesteringer (og øvrige meromkostninger), der skal til for at understøtte det behov. I virkeligheden foretager elnetselskaberne investeringer (og afholder øvrige omkostninger) efter en vurdering af, hvad behovet vil være en række år ude i fremtiden.

¹ Den endelige udgave af AF22 har ikke været tilgængelig i forbindelse med udarbejdelsen af nærværende analyse.

I elnetskabernes regulering er der indlagt en mekanisme, der medfører, at elnetskaberne udtages til kontrol af ineffektivitet, hvis de faktiske omkostninger i en reguleringsperiode stiger med over 5% af de fastsatte omkostningsrammer. Der er i analysen ikke taget højde for denne begrænsning i forbindelse med beregning af netskabernes indtægtsrammer.

Det timingmæssige perspektiv i forhold til investeringstidspunkt er således en skrivebordsopgørelse i nærværende analyse. Det følger af, at det beregningsmæssigt er svært at afspejle elnetskabernes egentlige investeringspraksis, der inddrager mange flere hensyn, end det centralt er muligt at tage højde for.

1.4.4 Investeringshastighed

Beregningerne i analysen er baseret på, at elnetskaberne i overensstemmelse med reguleringens effektiviseringsincitament er i vidt omfang optimerer driften ved at omkostningsminimere på samme måde som i dag. Det indebærer bl.a., at anlægsarbejder sker indenfor normal arbejdstid, at tilgængeligt mandskab minimeres, og at opgaver derfor spredes jævnt ud over tid, samt at lagerbeholdninger og indkøbspriser minimeres med potentielt længere materialeleverancetider til følge. Hastigheden, hvormed anlægsarbejder i elnettet gennemføres, er i analysen derfor den samme som i dag.

1.4.5 Energikrisen 2022

Energipriserne har i perioder været steget kraftigt, siden Rusland invaderede Ukraine i februar 2022, herunder også elpriserne. De stigende elpriser har fået mange forbrugere til at tænke over, hvordan deres penge kan spares ved fx at reducere strømforbruget eller bruge strømmen, når den er billigst. Samtidig har krisen i Ukraine og afhængigheden af russisk gas accelereret udfasningen af naturgas og understreger behovet for, at selvforsyningsgraden af strøm forhøjes. Den igangværende energikrise kan medføre en hurtigere indfasning af fx individuelle varmepumper eller fjernvarme og hurtigere udbygning af VE-produktion, end der er forudsat i analysen. Det betyder, at investeringsbehovet reelt set kan være højere end angivet i analysens resultater.

Energikrisen understreger også vigtigheden af højt beredskab og høj sikkerhed. I takt med at samfundet bliver mere afhængig af strøm kombineret med en stigende grad af digitalisering, er cybertruslen et stadigt stigende fokusområde for netskaberne.

I lyset af den aktuelle situation i Ukraine udestår ikke bare en afklaring af, om elnetskaberne i fremtiden skal være beredt på en anden fremtid og et andet trusselsbillede, end det el- og energisektoren kommer fra, men også til hvilket niveau elnetskaberne forventes at skulle være beredt, robust og modstandsdygtig. Dette gælder også et eventuelt forhøjet fysisk sikkerhedsniveau. Alle niveauer af sikkerhed og beredskaber har i sagens natur en omkostning. Omkostningerne ved et eventuelt forhøjet niveau for cybersikkerhed samt et forhøjet fysisk sikkerhedsniveau er ikke medtaget i analysen. Omkostninger i forbindelse med øgede krav til it- og cybersikkerhed foreslås dækket ved ansøgningsbaserede indtægtsrammeforhøjelser.

2 De danske elnetselskaber

Elnetselskaberne er ejet af danskerne i form af en ejerstruktur, der primært er forbruger- og fonds- men også kommunalejet. Ejerskabet stammer helt tilbage fra den tid, hvor elforbrugerne gik sammen i lokale fællesskaber om at bygge elnet. Sektoren er siden blevet professionaliseret, og selskaber er lagt sammen i de tilfælde, hvor det har været hensigtsmæssigt. Men ejerskabet er forblevet hos kunderne, og det har været en central driver for, at elnetselskaberne historisk har investeret ansvarligt, langsigtet og med fremtidige generationer for øje. Det har været medvirkende til, at elnettet har været i stand til at håndtere den første del af elektrificeringen.

Den økonomiske regulering, som de danske elnetselskaber i dag er underlagt, er designet til at fremme en effektiv drift af elnettet i en verden, hvor i morgen ser ud som i går, og hvor elforbruget ikke stiger væsentligt i forhold til niveauet i dag. Den økonomiske regulering har således ikke fulgt med samfundets klimaambitioner. Der er derfor behov for at tilpasse den eksisterende regulering for at understøtte, at elnetselskaberne kan forstærke og udbygge elnettet i takt med behovet.

Der er med Elsemesteraftalen fastsat en politisk ambition om at imødekomme en central del af de reguleringsmæssige udfordringer forbundet med indtægtsrammernes niveau. Elsemesteraftalen fastsætter, at reguleringen skal tilpasses med en ny automatisk indikator, der skal kompensere elnetselskaberne for omkostninger i forbindelse med den ændrede belastning i elnettet som følge af homogene kundegrupper, fx elbiler og individuelle varmepumper, og et nyt ansøgningsbaseret tillæg, der skal kompensere elnetselskaberne for merinvesteringer som følge af ændret belastning fra større og mere uens forbrugere, fx kollektive varmepumper og industrivirksomheder. Dette er i overensstemmelse med en af løsningsmodellerne, der blev præsenteret af Energistyrelsen i *Analyse af fremtidssikret eldistributionsnet* fra april 2021. Forsyningstilsynet har haft til opgave at fremlægge løsningsmodeller ved udgangen af 2022, så den endelige løsning kan være i drift fra den 1. januar 2024.

I det efterfølgende afsnit 2.1 beskrives behovet for netudbygning.

2.1 Behov for netudbygning

Det danske elsystem består bl.a. af selve elproduktionen, eltransmissionsnettet og eldistributionsnettet, som i sidste ende forsyner elforbrugerne med el. Transmissions- og distributionsnettet fungerer som bindeleddet mellem elproduktion og -forbrug. Transmissionsnettet har den primære funktion at transportere strøm over længere afstande, herunder aftage produktion fra de store centrale kraftværker, havvindmølleparker og etablere udlandsforbindelser. Fra transmissionsnettet løber strømmen ned i eldistributionsnettet. Eldistributionsnettet udgør nettet mellem eltransmissionsnettet og langt den største del af elforbrugerne og er i dag også tilslutningspunkt for størstedelen af elproduktionen fra vindmøller på land, solceller og decentrale kraftvarmeværker. Eltransmissionsnettet drives af det statsejede Energinet, mens eldistributionsnettet drives af de primært forbrugerejede elnetselskaber. Nærværende analyse tager udgangspunkt i den grønne omstillings betydning for eldistributionsnettet og elnetselskabernes økonomi.

Elnettet er med det historiske udgangspunkt opbygget til at håndtere central elproduktion på land og relativt forudsigelige forbrugsmønstre, men i takt med udbygningen af mere decentral VE-produktion og ændrede forbrugsmønstre er der opstået behov for at ændre opbygningen og dimensioneringen af eldistributionsnettet.

I forbindelse med elektrificering af samfundet forventes elforbruget frem mod 2030 at stige betydeligt, bl.a. som følge af en væsentlig omstilling af bilparken fra benzin- og dieseldrevne biler til elbiler og plug-in hybri-

der, udskiftning af gas- og oliefyr til individuelle varmepumper, omstilling af fjernvarmen til kollektive varmepumper og omstilling af gasdrevne processer i industrien til grøn strøm. Opgaven med at håndtere det stigende elforbrug kompliceres yderligere af, at fremtidens elforbrug er behæftet med markant uforudsigelighed – vi ved ikke, hvor meget, hvor hurtigt og hvor forbruget stiger, hvordan forbrugsmønstrene vil se ud, og i hvilket omfang det nye elforbrug tilkøbes i distributionsnettet eller transmissionsnettet. Den samme uforudsigelighed gælder også i en vis grad elproduktionen. Krisen i Ukraine tydeliggør desuden behovet for elektrificering og uafhængighed af naturgas. Dette er med til at understrege, at elnetselskaberne skal navigere i en verden, der er under vedvarende forandring, men hvor udviklingen går i retning af, at eldistributionsnettet bliver et endnu mere centralt element i energiforsyningen.

2.1.1 Elnetselskabernes økonomiske regulering

I Danmark er der ca. 40 elnetselskaber med bevilling til at drive netvirksomhed i et afgrænset geografisk område. De er hver især naturlige monopoler i det givne område, fordi der er betydelige omkostninger forbundet med at etablere, udvikle og drive elnet, og det derfor ikke er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at have parallelle elnet. Derfor er de samfundsøkonomiske omkostninger lavere, når et enkelt elnetselskab forsyner et givent område, end hvis markedet skulle deles mellem konkurrerende virksomheder.

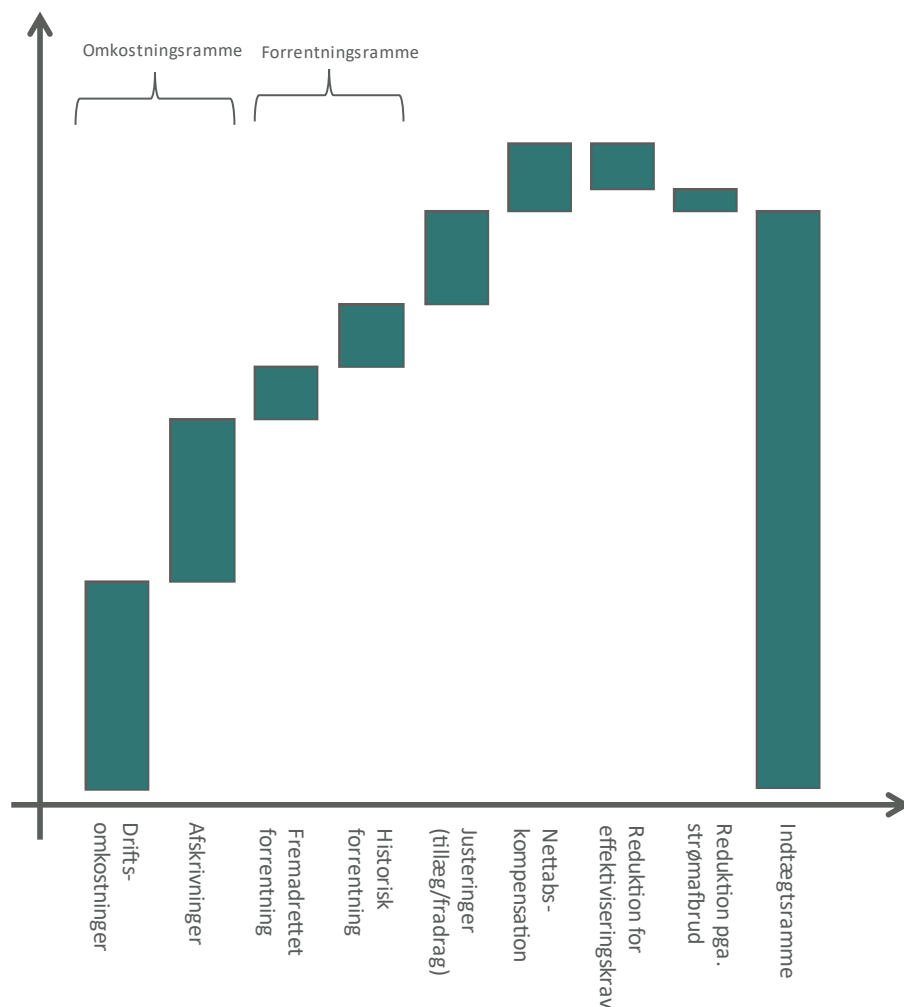
Da elnettet er et naturligt monopol, reguleres elnetselskabernes maksimalt tilladte indtægter i elforsyningsloven² og indtægtsrammebekendtgørelsen³. Den nuværende regulering af elnetselskaber er incitamentsbaseret i form af indtægtsrammer og effektiviseringskrav, hvor elnetselskaberne maksimalt må opkræve det, som indtægtsrammen tillader, til at dække driftsomkostninger, afskrivninger og forrentning af den investerede kapital. Den gældende indtægtsrammeregulering af de danske elnetselskaber blev indført i 2018.

Elnetselskaberne får fastsat et tilladt årligt opkrævningsgrundlag ("*indtægtsramme*"), som fastlægger de maksimale indtægter, elnetselskaberne må opkræve hos kunderne. Indtægtsrammerne baseres på historiske omkostninger og er i udgangspunktet faste i en femårig reguleringsperiode. Indtægtsrammerne er i første reguleringsperiode fra 2018-2022 fastsat på baggrund af omkostninger i basisperioden 2012-2014. Fra anden reguleringsperiode (2023-2027) og frem fastsættes elementerne i indtægtsrammen på baggrund af omkostninger i den foregående reguleringsperiode. De forskellige elementer i indtægtsrammereguleringen er illustreret i nedenstående Figur 3.

² Bekendtgørelse af lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 som senest ændret ved lov nr. 1594 af 28. december 2022.

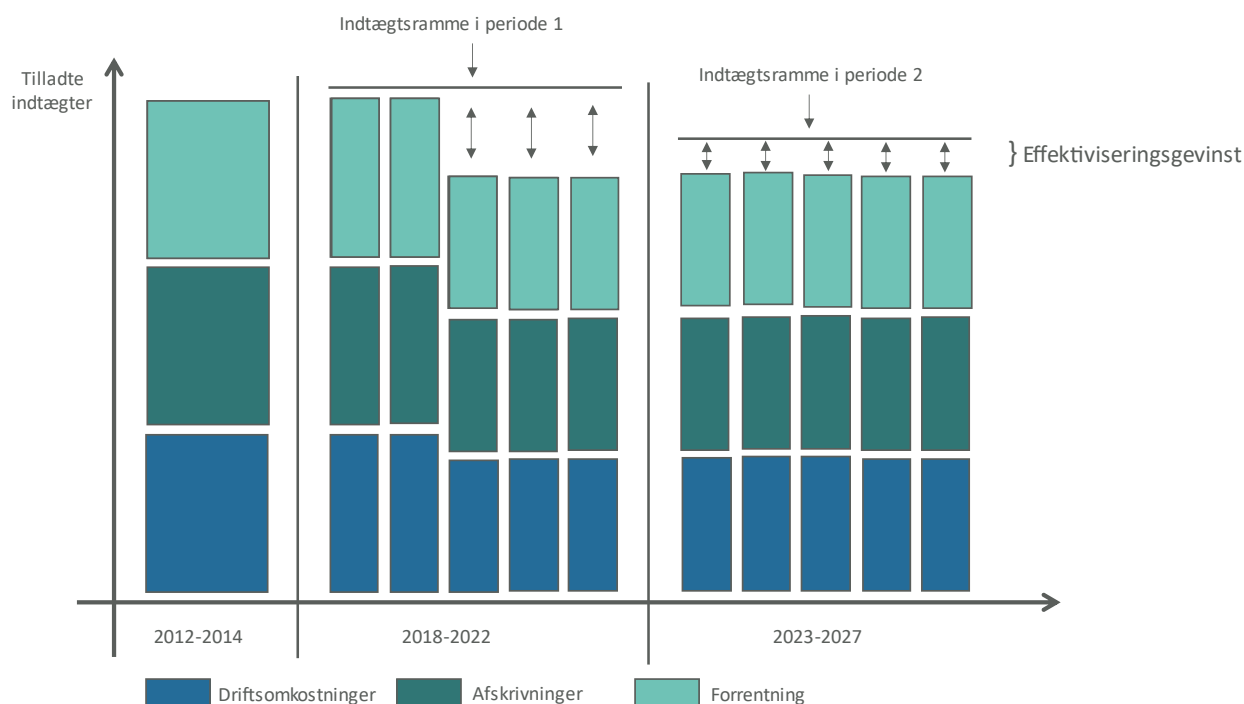
³ Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder jf. bekendtgørelse nr. 1009 af 27. juni 2022.

Figur 3. Centrale elementer i indtægtsrammens opbygning



Indtægtsrammereguleringen tilskynder en effektiv drift af eldistributionsnettet, da elnetselskaberne i en reguleringsperiode kan beholde en del af de ekstraordinære effektiviseringsgevinster, som elnetselskabet opnår inden for perioden i forhold til rammen. Når indtægtsrammen genberegnes i forbindelse med overgangen til en ny reguleringsperiode, overgår effektiviseringsgevinsten til kunderne, idet elnetselskabet får en lavere indtægtsramme. Nedenstående Figur 4 er et illustrativt eksempel på, hvordan en effektiviseringsgevinst opstår i den første reguleringsperiode. I den følgende reguleringsperiode nedsættes indtægtsrammen til gennemsnittet af omkostningerne i første reguleringsperiode, hvorfor noget af effektiviseringsgevinsten kan beholdes af elnetselskabet. I tredje reguleringsperiode nedsættes indtægtsrammen med sidste del af effektiviseringsgevinsten. Mekanismen betyder samlet set, at et elnetselskab kan beholde en ekstraordinær effektiviseringsgevinst (der går ud over de pålagte effektiviseringskrav) i fem år, hvorefter gevinsten overgår til kunderne.

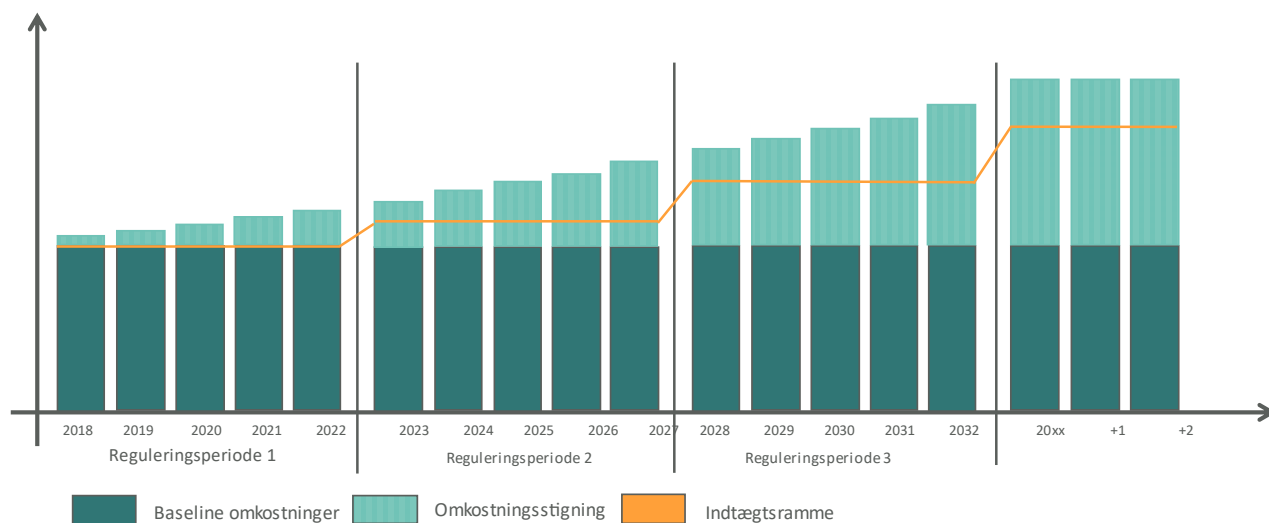
Figur 4. Illustration af indtægtsrammens indbyggede effektiviseringsincitament



Selvom indtægtsrammen i sig selv giver et stærkt incitament til effektiviseringer, reduceres indtægtsrammerne yderligere hvert år med et benchmarkingkrav og et generelt effektiviseringskrav. Benchmarkingkravet fastsættes på baggrund af en sammenligning af elnetselskabernes omkostninger på tværs af branchen. Det generelle effektiviseringskrav fastsættes på baggrund af udvalgte produktivitetsindeks fra Danmarks Statistik.

Hvor indtægtsrammereguleringens bagudskuende perspektiv tillader elnetselskaberne, at de midlertidigt kan beholde effektiviseringsgevinster udover de løbende effektiviseringskrav, medfører det omvendt, at en omkostningsforøgelse først bliver dækket i indtægtsrammen fem år efter omkostningsstigningen. Det betyder, at elnetselskaberne konstant vil have økonomiske tab, når omkostningerne er stigende i en længere periode. Tabet forværres af de økonomiske effektiviseringskrav, der fratrækkes indtægtsrammen. Indtægtsrammereguleringen egner sig godt, når behovet for elnet og dermed elnetselskabernes drift og investeringer er i en stationær tilstand, der er nogenlunde uforandret over tid. Dette er imidlertid ikke tilfældet i den nuværende situation med øget elektrificering. Figur 5 viser, at strukturelt stigende omkostninger og den bagudskuende justering af indtægtsrammerne medfører en negativ forskel mellem indtægtsrammen og de faktiske omkostninger i en lang fremadrettet årrække.

Figur 5. Eksempel på indtægtsrammeforløb, når elnettets omkostninger stiger strukturelt



Anm.: Figuren viser et eksempel på, hvordan meromkostninger først forsinket fanges op i den løbende justering af indtægtsrammen.

Med et bagudskuende perspektiv kombineret med et kortsigtet fokus på effektiviseringer modvirker reguleringen således, at de nødvendige investeringer i eldistributionsnettet i en virkelighed med grøn omstilling kan foretages. Hvis eldistributionsnettet skal kunne håndtere og understøtte den grønne omstilling, er det nødvendigt, at reguleringen sikrer robuste rammer for de fremadrettede investeringer og omkostninger i en foranderlig verden.

2.1.2 Politiske aftaler

I marts 2020 udkom regeringens *Klimapartnerskab for energi og forsyning* med en rapport⁴, der på baggrund af 70%'s målsætningen bl.a. estimerede elforbruget i 2030 og de nødvendige investeringer i elnettet. Klimapartnerskabet anbefalede i den forbindelse bl.a. et grønt tillæg til elnetselskabernes indtægtsrammer til den nødvendige udbygning af elinfrastrukturen.

Klimapartnerskabets rapport dannede baggrund for første del af regeringens klimahandlingsplan *Klimaaf tale for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 (klimaaf talem af 2020). Aftalepartierne var enige om, at der er behov for et fremtidssikret elnet, hvor elnetselskaberne underlægges rammevilkår, der understøtter rettidige og effektive investeringer i takt med den grønne omstilling og øgede elektrificering. I den forbindelse præsenterede regeringen initiativer for at understøtte den fortsatte udvikling af elinfrastrukturen.

Regeringen igangsatte som opfølgning på klimaaf talem af 2020 et analysearbejde, som bl.a. skulle vurdere elnetselskabernes rammevilkår i forhold til at understøtte grøn omstilling og øget elektrificering. Det udmundede i Energistyrelsens rapport *Analyse af fremtidssikret eldistributionsnet*, hvis formål var at vurdere, hvorvidt den nuværende regulering i tilstrækkelig grad understøtter rettidige investeringer ifm. elektrificering af samfundet. Analysen konkluderede, at den økonomiske regulering er utilstrækkelig til at håndtere meromkostninger til udvidelse af elnettet som følge af et markant og vedvarende stigende elforbrug hos eksisterende forbrugere. Analysen konkluderede endvidere, at der er behov for at justere reguleringen for at sikre en robust fremtidssikret regulering.

⁴ Klimapartnerskabet for energi- og forsyningssektoren 2020, "I mål med den grønne omstilling 2030".

Regeringen og et politisk flertal i Folketinget indgik efterfølgende i juni 2021 den politiske elsemesteraftale⁵ om, at klimamålsætningen skal understøttes med en tidssvarende og agil regulering af elnetselskaberne. For at reguleringen er robust over for den øgede elektrificering, blev parterne enige om at justere den eksisterende regulering på to punkter:

- i) Etablering af en ny automatisk indikator
- ii) Etablering af et nyt ansøgningsbaseret tillæg.

Det er på den baggrund, at Green Power Denmark har analyseret, hvad den øgede elektrificering har af betydning for eldistributionsnettets investeringer og øvrige omkostninger, hvis elnetselskaberne skal udbygge elnettet til fremtidens behov og fortsat understøtte den grønne omstilling. Se en uddybning af Elsemesteraftalen i Boks 1 ovenfor.

⁵ Stemmeaftale om *”En effektiv og fremtidssikret elinfrastruktur til understørelse af den grønne omstilling og elektrificering”* af 4. juni 2021.

3 Centrale forudsætninger for analysen

For at analysere det fremtidige investeringsbehov foreligger der en række forudsætninger. Forudsætningerne er afgørende for analysens resultater, og resultaterne skal derfor vurderes ud fra en sammenhæng med de forudsætninger, som analysen er udarbejdet på baggrund af.

Forudsætningerne dækker over en lang række forhold, fx hvordan elproduktionen og elforbruget på landsplan forventes at udvikle sig, hvordan elproduktion og elforbrug vil blive fordelt på forskellige teknologier og geografiske områder, og hvordan kunderne vil anvende eldistributionsnettet, herunder antagelser om samtidighed og mulig fleksibilitet i elforbruget.

I dette kapitel gennemgås de mest centrale forudsætninger, som danner baggrund for analysen. Kapitlet er struktureret som følgende: Afsnit 3.1 beskriver forudsætningerne vedrørende volumen af forbrug og produktion i eldistributionsnettet. Afsnit 3.2 forklarer koblingen mellem volumenforudsætningerne og forudsætningerne for effektbehovet i elnettet. Afsnit 3.3 forklarer forudsætninger bag komponentomkostningerne, der anvendes til at omsætte resultaterne bag effekt- og volumenforudsætninger til økonomiske investeringstal. Afsnit 3.4 forklarer, hvordan fleksibilitet påvirker det sammenfaldende elforbrug og investeringerne, og afsnit 3.5 beskriver de forskellige scenarier, der er anvendt i analysen. Afslutningsvist belyser afsnit 3.6, hvordan fremtidige krav til beredskab og cybersikkerhed påvirker elnetselskabernes økonomi.

3.1 Volumenforudsætninger

Energistyrelsen har i AF21 givet et bud på den mest sandsynlige udvikling i Danmarks elforbrug og elproduktion. Siden publiceringen af AF21 har der dog været flere indikationer på, at udviklingen vil ske endnu hurtigere, end hvad der er forudsat i AF21. Green Power Denmark har derfor justeret disse forudsætninger for at opnå et mere opdateret og dermed retvisende bud på den fremtidige udvikling i elforbrug og elproduktion. Disse opdaterede forudsætninger benævnes i det følgende AF21+. Den primære forskel mellem AF21 og AF21+ er, at AF21+ forudsætter en hurtigere elektrificering af transport og varme, samt en markant hurtigere udvikling i VE-produktion. Ændringerne er baseret på ændrede politiske målsætninger⁶ og salgstal for elbiler. Siden har krigen i Ukraine og afhængigheden af russisk gas yderligere accelereret udfasningen af naturgas. Den igangværende energikrise kan medføre en endnu hurtigere indfasning af fx individuelle varmepumper og fjernvarme og hurtigere udbygning af VE-produktion, end der er forudsat i analysen.

3.1.1 Elforbrug

I AF21+ forventes elforbruget i både eltransmissions- og eldistributionsnettet at blive fordoblet frem mod 2030 og tredoblet frem mod 2040.

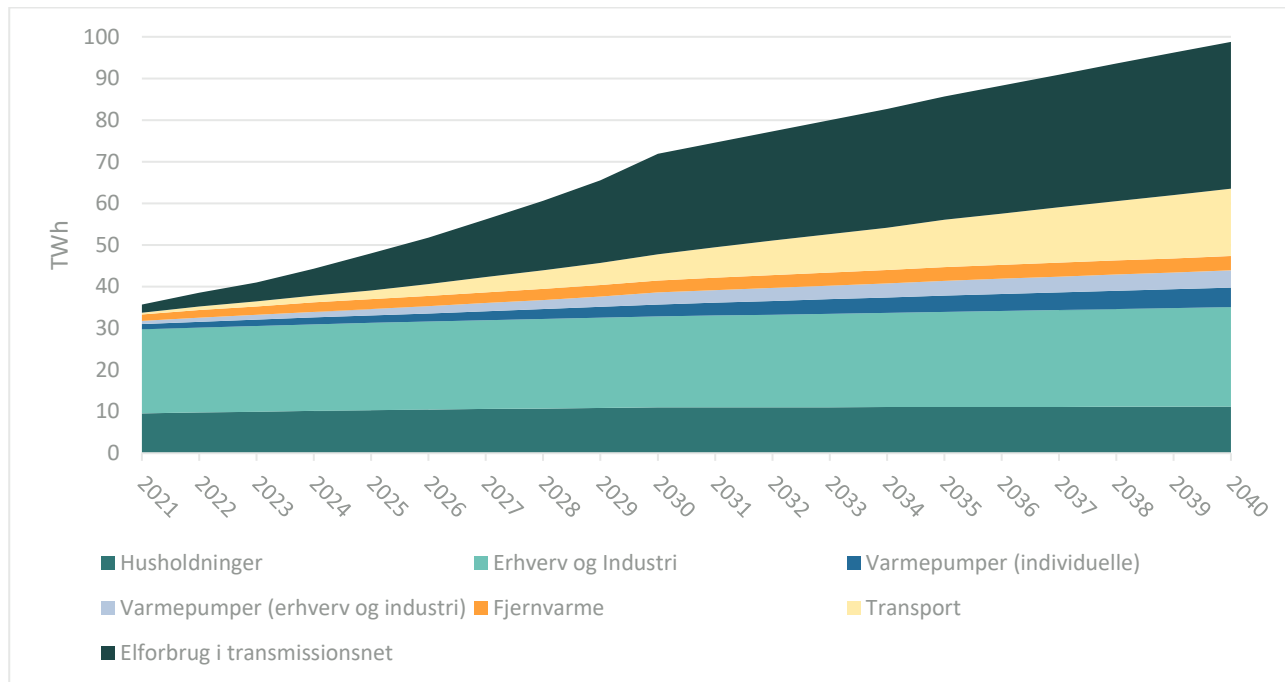
En stor del af det nye elforbrug forventes at blive tilsluttet i transmissionsnettet, hvor elforbruget forventes at blive mangedoblet i forhold til i dag. Udviklingen er primært drevet af forventninger til PtX og store datacentre. Der er dog stadig stor usikkerhed om, hvorvidt PtX og store datacentre vil blive tilsluttet i distributionsnettet eller i transmissionsnettet. I denne analyse er det antaget, at de tilsluttes i transmissionsnettet.

Stigningen i elforbruget fra eldistributionsnettet forventes at være 50% frem mod 2030, og det forventes at blive fordoblet frem mod 2040. Udviklingen er primært drevet af elektrificering af transport og varme. På transportsiden er det særligt den lette transport (personbiler og varebiler), som forventes at gennemgå omfattende omstilling til el. På varmesiden er det husholdningernes, erhvervlivets og fjernvarmens omstilling til elbaseret opvarmning, som forventes at stå for det stigende elforbrug.

⁶ Jf. "Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022" af 25. juni 2022.

Volumenforudsætningerne for elforbrug er illustreret i Figur 6 og gengivet i Tabel 9 i Bilag 3.

Figur 6. Illustration af volumenforudsætninger for elforbrug i AF21+



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

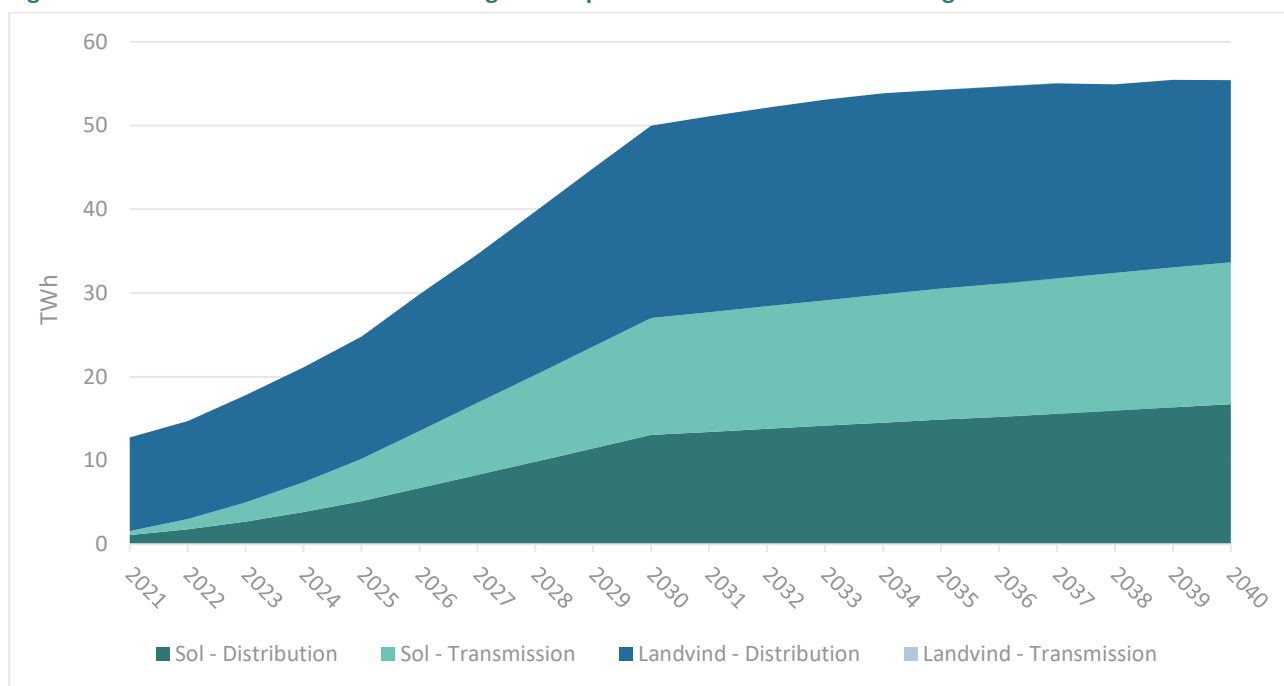
3.1.2 Elproduktion

Volumenforudsætningerne for elproduktion er baseret på en kombination af AF21 og klimaaftalen af 2022. I klimaaftalen af 2022 antages det, at der i 2030 vil være 108 TWh produktion, hvoraf 103 TWh kommer fra sol og vind og 5 TWh kommer fra konventionelle kraftværker. Det antages, at 50 TWh vil komme fra landbaseret sol og vind, mens resten af den VE-baserede elproduktion vil komme fra havvind. Havvind er historisk blevet tilsluttet i eltransmissionsnettet, og i denne analyse forudsættes, at dette fortsat vil være tilfældet for fremtidig havvind. Havvind er derfor ikke relevant for denne analyse, da det ikke forventes tilsluttet i eldistributionsnettet. Det er derfor kun elproduktion fra landbaseret sol og vind, som er relevant for denne analyse.

Elproduktionen fra landbaseret sol og vind forventes at være hhv. 27 og 23 TWh i 2030. I forhold til forløbet frem mod 2030 antages, at den nye elproduktion, som er nødvendig frem mod 2030, er 30% indfaset i 2025 og fuldt indfaset 2030. Efter 2030 antages det, at den videre stigning frem mod 2040 følger stigningen i AF21. Volumenforudsætningerne for elproduktion fra landbaseret sol og vind er illustreret i Figur 7 nedenfor og gengivet i Tabel 10 i Bilag 3. Det bemærkes at udbygningen af landvind i 2022 ikke har fulgt det tempo, som er forudsat i denne fremskrivning. Der er fortsat udfordringer med udbygning af landvind i forhold til ambitionerne. Det har vi valgt at se bort fra i denne analyse.

Det antages, at ny elproduktion fra sol i overvejende grad vil komme fra store markanlæg, og omkring halvdelen antages at komme fra markanlæg, der er så store, at de vil blive tilsluttet i transmissionsnettet. Ny elproduktion fra landvind antages primært at komme fra repowering af enkeltmøller og mindre vindmølleparker, som er tilsluttet i eldistributionsnettet.

Figur 7. Illustration af volumenforudsætninger for elproduktion fra landbaseret sol og vind for AF21+



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21 og klimaaftalen af 2022.

3.2 Fra volumen- til effektforudsætninger

For at kunne vurdere, hvordan det nye elforbrug og elproduktion påvirker eldistributionsnettet, skal der tilføjes en række forudsætninger om, hvordan det nye elforbrug og elproduktion fordeler sig i eldistributionsnettet både geografisk og med hensyn til elnettets forskellige spændingsniveauer. Derudover skal der også udarbejdes en række forudsætninger om, hvornår på døgnet og året el forbruges og produceres. Disse forudsætninger er lige så afgørende for analysens resultater som volumenforudsætningerne, idet betragtningen af effekten vil have indflydelse på den kapacitet, som elnettet skal dimensioneres til.

Hvordan nyt elforbrug og elproduktion vil fordeles geografisk og hen over døgnet og året vil bl.a. afhænge af udviklingen i elpriserne, elforbrugernes præferencer, typen af elforbrug og typen af elproduktion. For alle typer af elforbrug og elproduktion er der lavet dybdegående analyser for at fastsætte disse tekniske forudsætninger. Disse dybdegående analyser og forudsætninger er nærmere beskrevet i dokumentationen af Green Power Danmarks elektrificeringsmodel TEGRA⁷, som beregner, hvordan eksisterende elnet påvirkes af stigende elforbrug og elproduktion, samt hvordan de kan forstærkes for at imødekomme det nye niveau af elforbrug og elproduktion.

Forudsætningerne beskriver blandt andet:

- Hvordan elbiler fordeler sig geografisk på tværs af Danmark og på tværs af forskellige boligtyper
- Hvordan varmepumper fordeler sig geografisk på tværs af Danmark og på tværs af forskellige typer af boliger og erhverv
- Hvordan og hvornår på døgnet elbiler oplader ud fra bl.a. typen af bolig og erhverv
- Hvordan små og store solcelleanlæg fordeler sig på tværs af Danmark.

⁷ Dokumentationen kan findes på Green Power Danmarks hjemmeside under "Vejledninger" → "Netteknik" → "TEGRA".

Placeringen af det nye elforbrug og elproduktion er afgørende for, hvordan eldistributionsnettet påvirkes, hvor der er behov for at udvide eldistributionsnettets kapacitet, og i hvor høj grad kapaciteten skal udvides. Eldistributionsnettet i byer, forstæder og opland vil blive påvirket meget forskelligt af fx elektrificeringen af transport og varme. Omkostningerne til at udvide eldistributionsnettets kapacitet vil også være stærkt afhængig af, om det er eldistributionsnettet i byer, forstæder eller opland, som skal forstærkes.

For at fordele elforbrug og elproduktion opdeles hele Danmark i fem geografiske områder – høj bebyggelse, lav bebyggelse, opland, sommerhus og industri. Disse er nærmere defineret i Green Power Danmarks rapport *Definition af netområder og arketyper i distributionsnettet*⁸. Hvert af disse fem geografiske områder har en række karakteristika, som er unikke for området.

På baggrund af disse karakteristika for hvert af de fem geografiske områder fordeles nyt elforbrug og elproduktion ud i områderne. Metoden til at fordele elforbrug og elproduktion på de fem geografiske områder samt de resulterende fordelinger er beskrevet i Green Power Danmarks rapport *Analyseforudsætninger for distributionsnettet, Del 1*⁹.

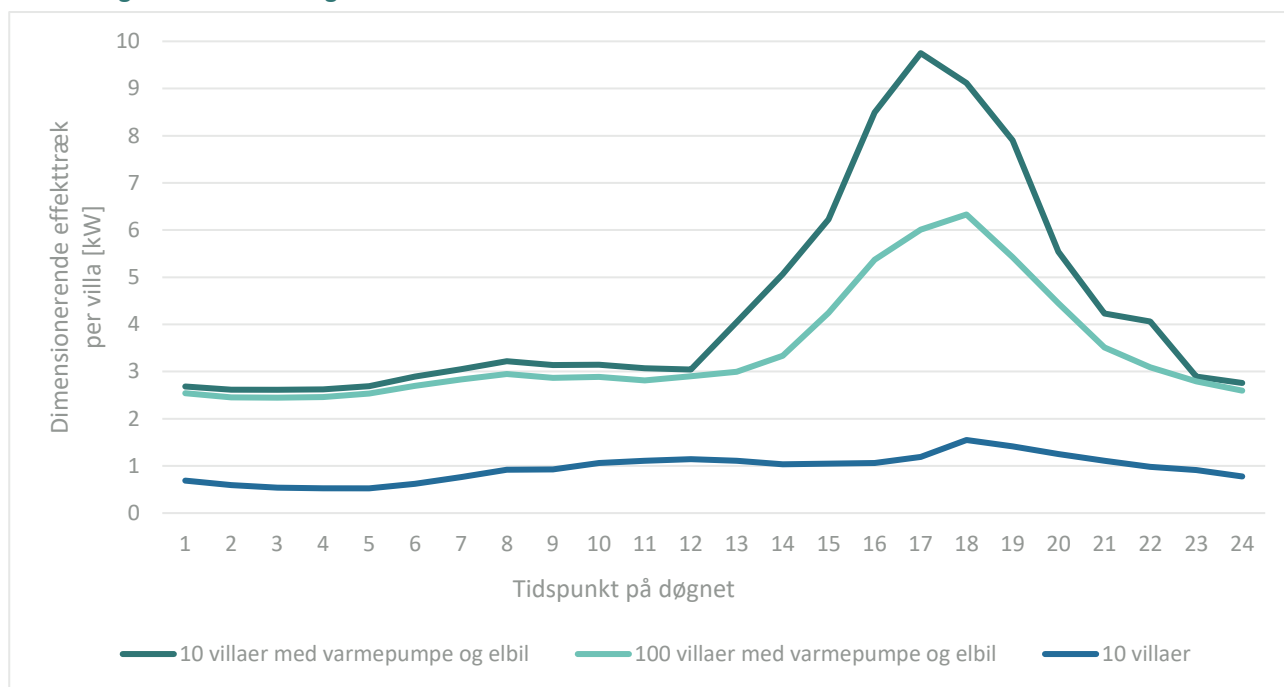
Når elforbruget og elproduktionen først er fordelt geografisk, skal det også fastsættes, hvornår på døgnet og året forbruget og produktionen ligger. Dette gøres via døgnprofiler for hver type af elforbrug og elproduktion. Døgnprofilerne beskriver, hvordan det enkelte elforbrug eller elproduktion opfører sig hen over døgnet på forskellige tider af året. De beskriver således, hvornår elnettet anvendes af kunderne. Det er gennem døgnprofilerne, at bl.a. samtidigheden af elforbrug fastsættes.

Samtidighed af elforbrug fortæller, i hvor høj grad alle bruger el på samme tidspunkt i løbet af døgnet. Jo flere kunder der ses på, jo lavere vil samtidigheden være, fordi alle bruger el forskelligt. Ved mange kunder er der derfor også mindre sandsynlighed for at alle fx lader elbilen på samme tid, end der er ved få kunder. Når samtidigheden falder, vil det dimensionerende effekttæk per kunde falde. I Figur 8 vises et eksempel på det maksimale elforbrug pr. villa på forskellige timer af døgnet for hhv. 10 og 100 villaer med varmepumpe og elbil. Til sammenligning vises også det maksimale elforbrug pr. villa for 10 villaer uden varmepumpe og uden elbil. Samtidighed af elforbrug er yderligere forklaret i Bilag 2.

⁸ "RA619: Definition af netområder og arketyper i distributionsnettet, Anvendelse af GIS til klassificering af lav-, mellem- og højspændingsnettet" af december 2022. Rapporten kan findes på Green Power Danmarks hjemmeside under "Vejledninger" → "Netteknik" → "TEGRA".

⁹ "RA620: Analyseforudsætninger for distributionsnettet DEL 1: Metodebeskrivelse for fordeling af elbiler, varmepumper og solcelleanlæg mellem netområder" af november 2019. Rapporten kan findes på Green Power Danmarks hjemmeside under "Vejledninger" → "Netteknik" → "TEGRA".

Figur 8. Eksempel på maksimalt elforbrug pr. villa til illustration af varmepumper og elbilers betydning og effekten af samtidigheden af elforbrug



Anm.: Når der er mange kunder, falder samtidigheden af elforbruget.

Døgnprofilerne omsætter et elforbrug fra en energimængde til et effektbehov. Det er effektbehovet, som er afgørende for, hvilken kapacitet elnettet skal have. Elnettet skal have kapacitet til at dække det største effektbehov, som forekommer i løbet af året. Hvis effektbehovet overskrider elnettets kapacitet, vil det overbelaste elnettet og medføre et afbrud. Når et elnet overbelastes, er der komponenter, som risikerer at gå i stykker, hvilket kan lede til afbrud. Disse komponenter skal potentielt udskiftes med nye komponenter, for at elnettet igen kan forsyne kunderne.

Døgnprofilerne for de forskellige typer af elforbrug og elproduktion er nærmere beskrevet i Green Power Danmarks rapport *Analyseforudsætninger for distributionsnettet, Del 2*¹⁰.

3.3 Komponentomkostninger

Green Power Denmark har udarbejdet et sæt komponentomkostninger for de enkelte netkomponenter. I forbindelse med fastsættelsen af komponentomkostninger er der indsamlet omkostningsdata medio 2021 fra 12 elnetselskaber, som tilsammen forsyner 90% af de danske elkunder.

Omkostningerne dækker "nøglefærdige" projektomkostninger, det vil sige inklusive alle omkostningselementer relateret til faktiske, historiske anlægsprojekter, som vil blive aktiveret i elnetselskabernes regnskaber, når aktivet idriftsættes.

De komponentomkostninger, som Green Power Denmark har indsamlet fra elnetselskaberne, er sammenvægtet og summeret til nationale gennemsnit fordelt på de 32 komponentkategorier og de fire geografiske zoner, der anvendes i Forsyningstilsynets benchmarkingmodel. De fire geografiske zoner er efterfølgende omregnet til de fem netområder, som benyttes i TEGRA. Komponentomkostningerne bruges til at beregne

¹⁰ "RA623: Analyseforudsætninger for distributionsnettet, DEL 2: Simuleringsprofiler" af februar 2021. Rapporten kan findes på Green Power Danmarks hjemmeside under "Vejledninger" → "Netteknik" → "TEGRA".

det samlede investeringsbehov som følger af reinvestering, forstærkning og udbygning af eldistributionsnettet.

3.4 Forbrugsfleksibilitet og det samtidige elforbrug

Elnetselskabernes investeringsbehov drives primært af den effekt, som eldistributionsnettet skal kunne levere på de mest belastede tidspunkter – altså belastningen i dén time, hvor der forbruges mest el. Effektbehovet i dén time bliver derfor et udtryk for eldistributionsnettets maksimale kapacitetsbehov. Det er det maksimale kapacitetsbehov, som afgør, hvordan eldistributionsnettet dimensioneres for at kunne understøtte elforbruget. Investeringsbehovet vil udvikle sig proportionalt med eldistributionsnettets kapacitetsbehov.

Samtidighed af elforbrug fortæller, i hvor høj grad alle bruger el på samme tidspunkt på døgnet. Hvis alle bruger el på samme tidspunkt af døgnet, er der en høj samtidighed af elforbrug. Hvis elforbruget er spredt mere jævnt ud over døgnet, så er der en lav samtidighed af elforbrug. Samtidigheden af elforbruget er altså afhængig af, hvornår den enkelte elforbruger efterspørger elektricitet og det kan være mere eller mindre sammenfaldende med de øvrige elforbrugere. I sidste ende er det op til elforbrugerne at aktivere fleksibilitet i eldistributionsnettet.

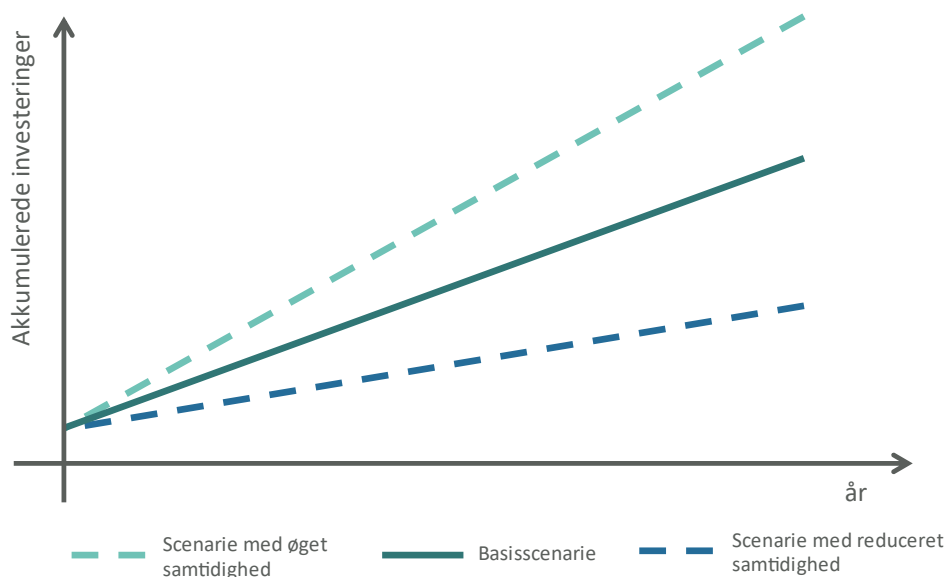
Elforbruget er i dag relativt sammenfaldende og topper mellem kl. 17 og 21, hvor mange husholdninger laver aftensmad, vasker tøj, tænder opvaskemaskinen og ser fjernsyn. Fremadrettet vil flere elbiler, individuelle varmepumper og andet nyt elforbrug, i kombination med stigende decentral elproduktion, øge eldistributionsnettets kapacitetsbehov yderligere. Da det eksisterende eldistributionsnet ikke er designet til et samfund med en høj grad af elektrificering og decentral produktion, skaber de nye forbrugs- og produktionsmønstre flaskehalse i nettet. Elnetselskaberne kan øge kapaciteten ved at investere i traditionelle anlægsløsninger, fx flere og større kabler. Behovet for at investere i traditionelle anlægsløsninger kan begrænses ved at aktivere forbrugsfleksibilitet. Elforbrugerne har derfor selv en vis indflydelse på kapacitetsbehovet.

Hvis elforbrugerne er villige til at forbruge el fleksibelt og uden for spidsbelastningsperioderne, er der potentiale for, at stigningen i kapacitetsbehovet kan reduceres, og at elnetselskaberne kan udskyde, og i bedste fald helt undgå, nogle investeringer. Elnetselskaberne kan benytte forskellige værktøjer til at motivere kunderne til at flytte dele af deres elforbrug væk fra spidsbelastningsperioder. Det primære og mest omkostningseffektive værktøj er tidsdifferentierede tariffer. De tidsdifferentierede tariffer kan suppleres med aftaler om begrænset netadgang og markedsbaserede fleksibilitetsydelse, som begge medfører øgede driftsomkostninger for elnetselskaberne.

Omvendt kan forbrugsfleksibilitet også resultere i højere grad af sammenfaldende elforbrug og i stedet øge kapacitetsbehovet i eldistributionsnettet og de deraf afledte omkostninger. Dette kan for eksempel ske, når elspotprisen (markedsprisen for el) varierer meget i løbet af døgnet, og kunderne flytter deres elforbrug på grund af elprisen til tidspunkter, hvor der i forvejen er højt forbrug, eller når elsystemet har udfordringer med at balancere elforbrug og elproduktion og søger at løse udfordringen med balance ved hjælp af forbrugsfleksibilitet.

Den afledte effekt på de samlede investeringer i eldistributionsnettet, afhængigt af hvorvidt forbrugsfleksibilitet øger eller reducerer samtidigheden af elforbruget i eldistributionsnettet, er illustreret i Figur 9.

Figur 9. Illustrativt eksempel på forskellige udfald af investeringsbehovet afhængigt af, om forbrugsfleksibilitet reducerer eller øget kapacitetsbehovet i eldistributionsnettet



Forbrugsfleksibilitet har altså både potentialet til at øge og reducere kapacitetsbehovet i eldistributionsnettet. Udfaldene i de forskellige scenarier, der fremgår af Figur 9, er afhængige af en række forhold, som på nuværende tidspunkt er forbundet med væsentlig usikkerhed.

I tilfælde, hvor kunderne af fx komfortmæssige hensyn ikke ønsker at reagere på elnettets signaler eller har større økonomisk gevinst ved at reagere på andre prissignaler, fx fra elmarkedet eller systemydelsesmarkedet, vil elnettet ikke få gavn af forbrugsfleksibilitet. I de tilfælde skal elnetselskaberne imødekomme kundernes behov ved at gøre brug af andre værktøjer, navnlig traditionelle anlægs løsninger, for at sikre tilstrækkelig kapacitet i eldistributionsnettet. Det er med andre ord i sidste ende kunderne, der ud fra en samlet afvejning af komfort og forskellige prissignaler afgør, hvor meget elnet, der skal bygges.

Den aktuelle situation på de europæiske energimarkeder har vist, at elkunderne i visse situationer er villige til at flytte noget af deres elforbrug, hvis det økonomiske incitament er tilstrækkeligt højt. Det vurderes derfor, at forbrugsfleksibilitet vil kunne blive en del af det fremtidige elsystem. Der er dog stor usikkerhed om, hvordan elkunderne vil anvende denne forbrugsfleksibilitet i forhold til eldistributionsnettet, og hvorvidt forbrugsfleksibiliteten vil øge eller reducere samtidigheden af elforbruget, da eldistributionsnettets tarif, som beskrevet ovenfor, kun er den del af den samlede elregning. Det er dog forventningen, at tidsdifferentierede tariffer vil trække i retning af et mindre sammenfaldende elforbrug end ellers.

Grundet den store usikkerhed om forbrugsfleksibilitet har Green Power Danmark valgt at se på flere samtidighedsscenarioer, der reducerer det samtidige elforbrug. Der er derimod ikke regnet på samtidighedsscenarioer, der øger det samtidige elforbrug som illustreret i scenariet med øget samtidighed i Figur 9. Formålet med at analysere forbrugsfleksibilitet, der kan reducere det samtidige elforbrug, er at belyse størrelsen på usikkerheden forbundet med forbrugsfleksibilitet og betydningen for investeringer og omkostninger i elnettet. En yderligere forklaring af samtidighed kan findes i Samtidighed af elforbrug. De forskellige samtidighedsscenarioer med reduceret samtidighed af elforbrug er beskrevet i afsnit 3.5.

3.5 Beskrivelse af samtidighedsscenarioer

Elforbrugsudvikling, forbrugsmønstre og forbrugsfleksibilitet er de afgørende faktorer for kapacitetsbehovet til at understøtte det fremadrettede elforbrug og dermed størrelsen af det fremadrettede investeringsbehov. Som illustreret ovenfor kan det stigende kapacitetsbehov begrænses, hvis elforbrugerne er fleksible og bruger denne fleksibilitet til at flytte elforbrug væk fra de tidspunkter, hvor der er trængsel i elnettet. Uden denne forbrugsfleksibilitet vil investeringsbehovet være større. Investeringsbehovet er afhængigt af en række faktorer og kan derfor ses som et bredt udfaldsrum med en række mulige scenarier.

Implikationerne for eldistributionsnettet af målsætningen om 70% reduktion af drivhusgasser i 2030 og klimalovens målsætning om klimaneutralitet i 2050 er analyseret på baggrund af tre samtidighedsscenarioer med estimater for det fremtidige kapacitetsbehov. De tre samtidighedsscenarioer baserer sig alle på forbrugs- og produktionsfremskrivningen i afsnit 3.1. Scenarierne adskiller sig udelukkende fra hinanden i anvendelsen af forbrugsfleksibilitet, der reducerer samtidigheden i brugen af elnettet. Omkostningsniveauerne i de tre samtidighedsscenarioer vil være forskellige som konsekvens heraf. Et overblik over hovedantagelserne bag scenarierne er beskrevet i Boks 5 nedenfor.

Boks 5. Beskrivelse af analysens samtidighedsscenarioer

Scenarie A (uændret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet hverken øger eller reducerer samtidigheden af elforbruget, og hvor de forskellige teknologier derfor bruger eldistributionsnettet på samme måde som i dag. I scenariet udbygges eldistributionsnettet til at understøtte det effektbehov fra elbiler, varmepumper og øvrigt forbrug, som fremkommer ved de forbrugsmønstre og samtidigheder, der ses i dag.

Scenarie B (reduceret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden af elforbruget, fordi nogle kunder flytter forbrug fra de tidspunkter, hvor der er mest trængsel i eldistributionsnettet, til andre tidspunkter. I scenariet udbygges eldistributionsnettet til at understøtte det effektbehov fra elektrificering, som fremkommer ved et forbrugsmønster med reduceret samtidighed i forhold til det, der ses i dag.

Scenarie C (betragteligt reduceret samtidighed): Scenarie, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden af elforbruget *betragteligt*, fordi en betragtelig andel af kunderne flytter forbrug fra de tidspunkter, hvor der er mest trængsel i eldistributionsnettet, til andre tidspunkter. I scenariet udbygges eldistributionsnettet til at understøtte det effektbehov fra elektrificering, som fremkommer ved et forbrugsmønster med betragteligt reduceret samtidighed i forhold til det, der ses i dag.

De forskellige antagelser om forbrugsfleksibilitet i 2040 for de tre samtidighedsscenarioer er vist i Tabel 4. Procenterne i Tabel 4 skal forstås som et udtryk for, hvor stor en andel af de forskellige forbrugsenheder, der anvender elnettet fleksibelt i 2040. Fx oplader 64% af de elbiler, der oplades hjemme ved brugeren, fleksibelt i 2040 i scenarie C.

Tabel 4. Oversigt over antagelser om forbrugsfleksibilitet i 2040 i de tre samtidighedsscenarioer

Scenarier	Scenarie A (uændret samtidighed)	Scenarie B (reduceret samtidighed)	Scenarie C (betragteligt reduceret samtidighed)	
Hjemmeopladning	Ingen forbrugsfleksibilitet	43%	64%	
Hurtigopladning		Ingen forbrugsfleksibilitet		25%
Lynopladning				25%
Individuelle VP				5%
Kollektive VP				25%
Elpatron	100%		100%	100%

Anm.: Procenterne angiver, hvor stor en andel af de forskellige forbrugsenheder der anvendes fleksibelt.

Samtidighedsscenarioerne beskrives mere detaljeret i de følgende underafsnit.

3.5.1 Scenarie A (uændret samtidighed)

Scenarie A er et samtidighedsscenario, hvor samtidigheden af elforbruget svarer til samme niveau, som det historisk har ligget på. Det antages, at elforbrugerne næsten ikke agerer fleksibelt i forhold til elnetskabernes tidsdifferentierede tariffer og øvrige tiltag for at aktivere forbrugsfleksibilitet. Da elforbruget antages uflexibelt, vil elnetselskaberne ikke have øgede driftsomkostninger til aktivering af forbrugsfleksibilitet. Til gengæld vil kapacitetsbehovet være højt, da eldistributionsnettet skal understøtte en høj samtidighed af elforbrug. Det høje kapacitetsbehov vil medføre tilsvarende høje investeringsbehov i fysiske komponenter.

Tabel 5 viser udviklingen i forbrugsfleksibilitet over tid for forskellige typer af elforbrug i scenarie A i perioden 2020-2040.

Tabel 5. Udviklingen i elforbrugernes fleksible elforbrug med uændret samtidighed over tid i scenarie A

Scenarie A	2020	2025	2030	2035	2040
Hjemmeopladning	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet I
Hurtigopladning					
Lynopladning					
Individuelle VP					
Kollektive VP					
Elpatron	100%	100%	100%	100%	100%

Anm.: Procenterne angiver, hvor stor en andel af de forskellige forbrugsenheder der anvendes fleksibelt.

Som det fremgår af Tabel 5, antages det, at det kun er elpatroner, som anvender eldistributionsnettet fleksibelt, mens de øvrige forbrugsenheder ikke antages at agere fleksibelt. Elpatroner tilsluttes i dag ofte med begrænset netadgang og kan derfor begrænses eller afbrydes i spidsbelastningsperioder, så de ikke giver anledning til øget samtidighed i elforbruget. Denne antagelse fastholdes gennem hele perioden. Antagelsen for elpatroner er den samme i de to øvrige samtidighedsscenarioer.

Antagelsen om, at det samtidige elforbrug er uændret i forhold til i dag, er forsimplet og afspejler ikke virkeligheden, da elkunderne i praksis reagerer på elmarkedets prissignaler. Særligt den seneste tids forbrugsnedgang understreger, at elkunderne faktisk reagerer på tariffer, elspotpriser, systemydelsespriser, mv. Som beskrevet i afsnit 3.4, vil det ikke i alle situationer være tilfældet, at kundernes fleksible adfærd reducerer investeringsbehovet i eldistributionsnettet, da fleksibel adfærd kan have modsatrettede effekter for samtidigheden i eldistributionsnettet. Investeringsbehovet i scenarie A er derfor ikke et urealistisk scenarie på trods af, at antagelsen om uændret samtidighed ikke er en realistisk antagelse.

3.5.2 Scenarie B (reduceret samtidighed)

Scenarie B er et samtidighedsscenario, hvor der antages reduceret samtidighed i elforbruget. Det antages, at elforbrugerne i nogen grad reagerer på elnetselskabernes tidsdifferentierede tariffer og øvrige tiltag, som skal aktivere forbrugsfleksibilitet på en måde, der reducerer samtidigheden i brugen af elnettet. Da elforbruget er fleksibelt, vil elnetselskaberne have øgede driftsomkostninger til bl.a. it og aktivering af forbrugsfleksibilitet. Kapacitetsbehovet vil være mindre end i scenarie A, da forbrugsfleksibiliteten giver reduceret samtidighed i elforbruget. Investeringsbehovet i fysiske komponenter vil derfor også være mindre end i scenarie A, men nogle af de sparede investeringer i fysiske komponenter vil skulle bruges til at dække driftsomkostninger til bl.a. mere it og forbrugsfleksibilitet. Tabel 6 viser udviklingen i forbrugsfleksibilitet over tid i perioden 2020-2040 for forskellige typer af elforbrug i scenarie B.

Tabel 6. Udviklingen i elforbrugernes fleksible elforbrug med reduceret samtidighed over tid i scenarie B

Scenarie B	2020	2025	2030	2035	2040
Hjemmeopladning			21%	21%	43%
Hurtigopladning	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet	Ingen forbrugsfleksibilitet
Lynopladning					
Individuelle VP					
Kollektive VP					
Elpatron	100%	100%	100%	100%	100%

Anm.: Procenterne angiver, hvor stor en andel af de forskellige forbrugsenheder der anvendes fleksibelt.

Som det fremgår af Tabel 6, antages det, at mængden af forbrugsfleksibilitet stiger over tid. Det antages, at flere og flere elforbrugere over tid vil agere på elnetselskabernes tidsdifferentierede tariffer og øvrige tiltag, efterhånden som elforbrugerne vænner sig til tarifferne, ændrer vaner og den teknologiske udvikling gør det nemmere at agere fleksibelt.

Scenarie B antager, at elforbrugerne kun i begrænset omfang er villige til at flytte deres elforbrug i forhold til elnettet. Af denne årsag antages også, at det kun er det elforbrug, som kommer fra hjemmeopladning af elbiler, som vil agere fleksibelt. Dette fordi opladning af elbiler er let at udskyde, da bilen holder længe på samme lokation, og behovet for at oplade typisk ikke vil være akut. Teknologi til at flytte hjemmeopladning af elbiler er allerede tilgængelig og gør det let for elforbrugere at flytte opladningen væk fra spidsbelastningsperioder. Derudover belønner nogle ladeoperatører kunderne for at oplade deres elbil om natten, hvor elprisen typisk er lavest og elnettet typisk mindst belastet. Teknologier til at flytte opladningen forventes at blive både bedre og mere udbredt over tid.

Det antages endvidere, at elforbrug til hurtig- eller lynopladning af elbiler vil være ufleksibelt, da behovet for opladning her er akut.

Både individuelle og kollektive varmepumper antages at være ufleksible, da der er en del tekniske udfordringer ved at flytte elforbrug til varme. Udover at elforbruget fra varmepumper kun kan reduceres i kortere perioder, vil der også være en kick-back-effekt, hvor varmepumpen skal arbejde ekstra hårdt for at modvirke det temperaturfald, der er opstået, mens varmepumpen var begrænset/slukket.

3.5.3 Scenarie C (betragtligt reduceret samtidighed)

Scenarie C er et samtidighedsscenario, hvor der antages en betydelig reduktion i samtidigheden af elforbruget. Det antages, at elforbruget i høj grad reagerer på elnetselskabernes tidsdifferentierede tariffer og øvrige tiltag, som skal aktivere forbrugsfleksibilitet. Da forbruget regnes for fleksibelt, vil elnetselskabet have øgede driftsomkostninger til aktivering af forbrugsfleksibilitet. Kapacitetsbehovet vil være mindre end i scenarie A

og scenarie B, da forbrugsfleksibiliteten giver en betydelig reduktion i samtidigheden af elforbruget. Som følge heraf vil investeringsbehovet i fysiske komponenter også være mindre end i de andre scenarier. Nogle af de sparede investeringer vil skulle anvendes til at dække driftsomkostninger til it og forbrugsfleksibilitet. Tabel 7 viser udviklingen i anvendelsen af fleksibilitet over tid for forskellige typer af elforbrug i scenarie C.

Tabel 7. Udviklingen i elforbrugernes fleksible elforbrug med betragteligt reduceret samtidighed over tid i scenarie C

Scenarie C	2020	2025	2030	2035	2040
Hjemmeopladning	Ingen forbrugsfleksibilitet	21%	43%	64%	64%
Hurtigopladning		6%	13%	25%	25%
Lynopladning		6%	13%	25%	25%
Individuelle VP		Ingen forbrugsfleksibilitet	3%	5%	5%
Kollektive VP			13%	13%	25%
Elpatron	100%	100%	100%	100%	100%

Anm.: Procenterne angiver, hvor stor en andel af de forskellige forbrugenheder der anvendes fleksibelt.

I scenarie C antages, at flere og flere forbrugere over tid vil agere på elnetselskabernes tidsdifferentierede tariffer og øvrige tiltag, og at forbrugsfleksibilitet derfor vil stige med tiden.

Scenarie C antager, at elforbrugerne i betydeligt omfang er villige til at flytte deres elforbrug. Af denne årsag antages det også, at en række forskellige typer elforbrug vil være fleksible. Hvad angår opladning af elbiler, antages det, ligesom i Scenarie B, at en stor del af elforbruget til hjemmeopladning vil være fleksibelt.

Det antages endvidere, at en del af elforbruget til hurtig- og lynopladning af elbiler vil være fleksibelt. Selvom det, ligesom i Scenarie B, antages, at behovet for at oplade på hurtig- og lynopladere vil være akut, vurderer Green Power Denmark, at det vil være muligt at gøre dele af dette elforbrug fleksibelt, hvilket skal ses i sammenhæng med, at det er de færreste elbiler, som er i stand til at lade med den maksimale ladeeffekt gennem hele opladningsforløbet. En reduktion i ladeeffekt i eldistributionsnettets spidsbelastningsperioder vil derfor ikke give markant længere opladningstid for elbiler, som hurtig- og lynlader.

Elforbruget til både individuelle og kollektive varmepumper antages at være fleksibelt. Det antages, at villigheden til at flytte elforbruget er høj nok til at overkomme de tekniske udfordringer (fx kick-back-effekt), der er ved at flytte elforbrug til varme.

Scenariet vurderer samlet set omkostningsniveauet i det tilfælde, hvor elforbrugerne har en betydelig villighed til at agere fleksibelt, og hvor store dele af det elforbrug, som teknisk kan flyttes, flyttes væk fra spidsbelastningsperioder.

3.6 Beredskab og cybersikkerhed

Beredskab- og cybersikker er et voksende fokusområde for elnetselskaberne, og energikrisen har understreget vigtigheden af højt beredskab og høj sikkerhed. Historisk har ekstremvejrshændelser som fx orkaner og skybrud samt andre aktørers gravemaskiner været den største udefrakommende trussel mod elnettets leveringsikkerhed, som vi i Danmark gennem mange år har været nærmest både europa- og verdensmestre i. I takt med at samfundet bliver mere afhængig af strøm kombineret med en stigende grad af digitalisering, er cybertruslen blevet et stadigt stigende fokusområde.

Ny lovgivning på beredskabs- og cybersikkerhedsområdet er på vej til at skulle implementeres i el- og energisektorerne. Bare i 2023/2024 forventes både NIS2-direktivet¹¹, CER-direktivet¹² og en ny network code for cybersikkerhed¹³ at skulle implementeres i dansk lovgivning. Desuden forventes, at implementeringen af de nationale strategier for cyber- og informationssikkerhed¹⁴, herunder den sektorspecifikke for energisektorerne¹⁵, også vil skulle rulles ud.

I lyset af den aktuelle situation i Ukraine udestår ikke bare en afklaring af, om elnetselskaberne i fremtiden skal være beredt på en anden fremtid og et andet trusselsbillede, end det el- og energisektoren kommer fra, men også til hvilket niveau som elnetselskaberne forventes at skulle være beredt, robust og modstandsdygtig til. Dette gælder også et eventuelt forhøjet fysisk sikkerhedsniveau. Alle niveauer af sikkerhed og beredskaber har i sagens natur en omkostning. Omkostningerne ved et eventuelt forhøjet niveau for cybersikkerhed samt et forhøjet fysisk sikkerhedsniveau er ikke medtaget i analysen. Omkostninger i forbindelse med øgede krav til it- og cybersikkerhed foreslås dækket ved ansøgningsbaserede indtægtsrammeforhøjelser.

¹¹ Europa Parlamentets og Rådets direktiv 2022/2555 af 14. december 2022 om foranstaltninger for et højt fælles niveau af cybersikkerhed i hele Unionen.

¹² Europa Parlamentets og Rådets direktiv 2022/2557 af 14. december 2022 om kritiske enheders modstandsdygtighed.

¹³ The EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) Network Code for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows of 14th July 2022.

¹⁴ Forsvarsministeriets national strategi for cyber- og informationssikkerhed af december 2021.

¹⁵ Energistyrelsens cyber- og informationssikkerhedsstrategi af 22. september 2022.

4 Modellering og beregning af investeringsbehov

For at beregne investeringsbehovet i de beskrevne samtidighedsscenerier, der fremgår af kapitel 3, er der foretaget en omfattende modellering af det danske eldistributionsnet, og påvirkningen af eldistributionsnettet for hvert scenarie. Beregningerne er foretaget ved at regne på en række individuelle bidrag til det samlede investeringsbehov efterfulgt af en konsolidering til ét samlet investeringsbehov for hvert af samtidighedsscenerierne.

Det fremtidige investeringsbehov i eldistributionsnettet kan i Green Power Denmarks beregninger indeles i fire overordnede bidrag:

- 1) Reinvestering
- 2) Forstærkning
- 3) Udbygning
- 4) Produktion.

Det bemærkes, at inddelingen i bidrag i høj grad er teoretisk. I praksis betragter elnetselskaberne det samlede behov og vil altid overveje, om der skal forstærkes, samtidig med at der reinvesteres mv.

I de følgende afsnit defineres de fire bidrag, samtidig med at det forklares, hvordan de enkelte bidrag er beregnet og konsolideret til ét samlet investeringsbehov. Således beskriver afsnit 4.1 bidrag fra reinvesteringer, afsnit 4.2 beskriver bidrag fra forstærkninger, afsnit 4.3 beskriver bidrag fra udbygninger, og afsnit 4.4 beskriver bidrag fra produktion. Afslutningsvist forklares korrelationen mellem reinvesteringer og forstærkninger i afsnit 4.5.

4.1 Reinvestering i eldistributionsnettet

Reinvestering dækker over fornyelse af det eksisterende eldistributionsnet, hvor komponenter fornyes som følge af teknisk ophørt levetid. Det antages her, at de udtjente komponenter udskiftes med tilsvarende moderne komponenter af samme kapacitet. Der er altså tale om investeringer, som er nødvendige for at opretholde det eksisterende eldistributionsnet med dets nuværende kapacitet.

Den nuværende praksis for udskiftning af komponenter for det eksisterende danske eldistributionsnet er, at komponenter først udskiftes, når levetiden er ved at være opbrugt, for at minimere omkostningerne til eldistributionsnettet. Komponenter i eldistributionsnet har typisk meget lange levetider og afskrives typisk over 40 år. Nogle komponenter kan dog rent teknisk bruges i endnu længere perioder, hvorfor de kan være mere end 40 år gamle og stadig være og forblive i drift. Det eksisterende elnet er primært opbygget i 1960-80'erne, hvor elforbruget steg markant. Der er løbende reinvesteret i eldistributionsnettet efterhånden, som komponenter har opbrugt deres levetid, men en del komponenter fra 1960-1980'erne er stadig i brug. Disse komponenter er meget tæt på at have opbrugt deres levetid. Der er dermed forhøjet risiko for at der sker fejl i eldistributionsnettet og derfor skal den del af netkomponenterne udskiftes med nye inden for en relativ kort tidshorisont.

I forbindelse med nærværende analyse har Green Power Denmark udarbejdet en fremskrivning af behovet for reinvesteringer i det danske eldistributionsnet frem mod 2040. I forbindelse med reinvesteringer i eldistributionsnettet vil elnetselskaberne almindeligvis vurdere nettets kapacitetsbehov og samtidig med reinvesteringen forstærke nettet i forhold til forventningerne til fremtiden. Ved udarbejdelse af fremskrivningen af behovet for reinvesteringer er der set bort fra elektrificeringen og kun regnet på investeringsbehovet til at vedligeholde den eksisterende kapacitet af eldistributionsnettet. I nedenstående afsnit beskrives Green Power Denmarks fremgangsmetode og resultater.

4.1.1 Datagrundlag

I foråret 2021 har 11 elnetselskaber bidraget til Green Power Danmarks dataindsamling vedrørende reinvesteringer baseret på elnetselskabernes egne fremskrivninger af deres planlagte reinvesteringer frem mod 2040. Disse 11 elnetselskaber repræsenterer ca. 88% af det danske eldistributionsnet.

Elnetselskaberne er blevet bedt om at sende fremskrivninger af deres planlagte investeringer med udgangspunkt i et scenarie med uændret effektbehov. Der tages dermed ikke højde for, at elforbruget i fremtiden stiger, hvormed investeringsbehovet stiger, fx som følge af tilslutning af lynladestationer, forstærkninger, osv.

Hensigten er teoretisk at kategorisere reinvesteringer i eldistributionsnettet som følge af et aldrende net og merinvesteringer som følge af forstærkning og udbygning. Reinvesteringerne er som udgangspunkt 1:1-udskiftninger med tidssvarende komponenter ("*Modern Equivalent Asset*") og omfatter ikke omkostninger til øget kapacitet eller omkostninger til nyinvesteringer.

Fremskrivningerne indeholder anskaffelser i antal for netkomponenterne i følgende 11 hovedgrupper:

- 30-60 kV-kabler
- 30-60 kV-luftledninger
- 30-60 kV-station, 30-60 kV-felter
- 30-60 kV-transformer
- 30-60 kV-shuntreaktor
- 30-60 kV-stationer, 10-20 kV-felter
- 10-20 kV-kabler
- 10-20 kV/0,4 kV-netstationer
- 0,4 kV-kabler
- 0,4 kV-kabelskabe
- Målere.

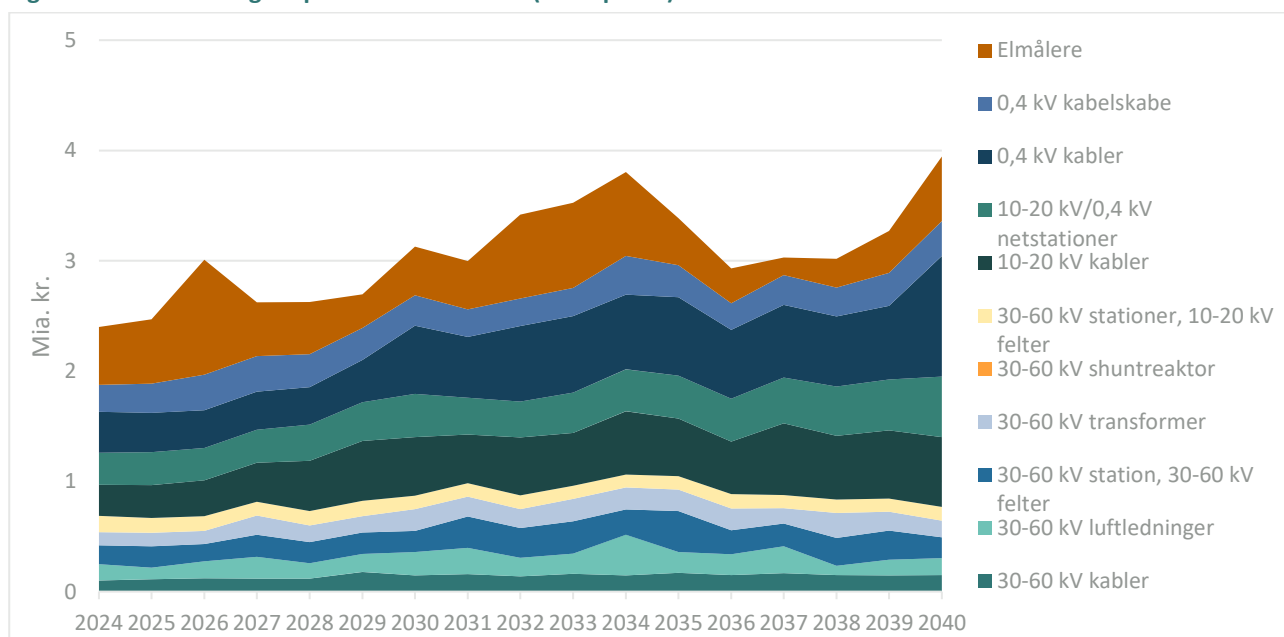
De indsamlede antal komponenter, der skal reinvesteres i, er for de 11 elnetselskaber er summeret for hvert år og for hver hovedgruppe. Herefter er reinvesteringerne skaleret op til landsplan med udgangspunkt i beholdningen af netkomponenter pr. 31. december 2019.

Prognoserne for reinvesteringerne frem til 2040 er efterfølgende omregnet til mio. kr. ved brug af komponentomkostningerne, som er beskrevet i afsnit 3.3.

4.1.2 Konsolidering af fremskrivninger af reinvesteringer

I perioden 2024-2030 forventes der reinvesteringer på i alt 19 mia. kr. Dette stiger til 33 mia. kr. i perioden 2031-2040. Stigningen skyldes især øgede investeringer i 0,4 kV-kabler, 10-20 kV-kabler, 30-60 kV-felter, 10-20/0,4 kV-netstationer og målere. Forløbet for reinvesteringer er vist i Figur 10.

Figur 10. Reinvesteringer i perioden 2024-2040 (2021-priser)



Kilde: Green Power Denmark pba. dataindsamling vedrørende reinvesteringer i et scenarie med et uændret effektbehov i eldistributionsnettet i forhold til i dag.

De fremtidige reinvesteringer forventes at starte på et niveau, som er på linje med elnetskabernes historiske investeringer i perioden 2011-2020. Dette niveau forventes frem til 2025, hvorefter behovet for årlige reinvesteringer stiger frem mod 2040, hvor det udgør 4 mia. kr. Stigningen skyldes bl.a. behovet for at reinvestere i komponenter fra 70'erne og 80'erne, som endnu ikke er udskiftet. Niveaulet for reinvesteringer ligger i det leje, der må forventes givet det samlede historiske investeringsniveau.

4.2 Forstærkning

Forstærkning består af to separate bidrag – komponentforstærkning og forstærkning ved nybyg. Komponentforstærkning dækker over forstærkning af eldistributionsnettet, hvor eldistributionsnettets kapacitet udvides ved at erstatte en eksisterende komponent med en ny komponent, som har større kapacitet (fx udskiftning af en transformer til en større transformer). I disse tilfælde ændres opbygningen af eldistributionsnettet ikke, og antallet af komponenter er uændret. Modsat reinvestering er udskiftningen af komponenter her drevet af manglende kapacitet, og eksisterende komponenter erstattes dermed før deres levetid er udtjent.

Forstærkning ved nybyg dækker over forstærkning af eldistributionsnettet, hvor eldistributionsnettets kapacitet udvides ved at forøge antallet af komponenter og ændre opbygningen af eldistributionsnettet. Der er her tale om mere omfattende og komplicerede indgreb end ved komponentforstærkning.

Til at beregne investeringsbehovet til forstærkning som følge af stigende elforbrug og elproduktion benyttes Green Power Danmarks TEGRA-model. TEGRA beregner behovet for komponentforstærkning og forstærkning ved nybyg fordelt på de 32 komponentkategorier, som benyttes i Forsyningstilsynets benchmarkingmodel og de tilhørende omkostninger til forstærkning, se også afsnit 3.3 om komponentomkostninger.

Der er stor kompleksitet forbundet med at beregne investeringsbehov til forstærkning. Som følge heraf er TEGRA en meget stor og omfattende model, som ikke vil blive nærmere beskrevet her. I stedet henvises til

den omfattende dokumentation om TEGRA, som kan findes på Green Power Denmarks hjemmeside¹⁶, hvor modellen er beskrevet i en række offentligt tilgængelige tekniske rapporter.

4.2.1 Investeringsbehov til elforbrug, som ikke er modelleret i TEGRA

Der er imidlertid visse typer af elforbrug, som TEGRA på nuværende tidspunkt ikke kan regne på. Dette drejer sig om:

- Landbrug
- Elvarebiler
- Tung transport (elbusser og ellastbiler)
- Søtransport (elfærger)

Investeringsbehovet til at dække disse typer af elforbrug modelleres ved en simpel energibaseret skalering af forstærkningsbehovet fra TEGRA. For hver af de fire typer af elforbrug er det vurderet, hvordan elforbruget skal fordeles på de forskellige spændingsniveauer, så der kan laves en vægtet skalering på tværs af de 32 komponentkategorier. For hver komponent beregnes ændringen i elforbrug og ganges med forstærkningsbehovet fra TEGRA jf. nedenstående formel:

$$\text{Forstærkning} = \frac{\text{Forbrug med landbrug, etc. [TWh]}}{\text{Forbrug uden landbrug, etc. [TWh]}} \cdot \text{Forstærkning fra TEGRA}$$

Den energibaserede skalering er udarbejdet for både komponentforstærkning og forstærkning ved nybyg.

4.3 Udbygning af eldistributionsnettet

Udbygning dækker over udvidelser af eldistributionsnettet til at forsyne nye kunder, fx når eldistributionsnettet skal udvides til at forsyne et helt nyt boligområde. Da der skal bygges helt nyt eldistributionsnet, vil udbygning forøge antallet af komponenter.

En tilvækst i elforbrugere vil kræve en udbygning af eldistributionsnettet for at forsyne de nye kunder. Det antages, at tilvæksten i antal elforbrugere vil fordele sig, ligesom den har gjort historisk – dvs. at væksten hovedsageligt vil skyldes nye bolig- og erhvervsområder. Disse områder vil kræve, at der bygges nyt eldistributionsnet.

Det antages, at de nye elforbrugere vil opføre sig ligesom eksisterende elforbrugere både i forhold til deres energibehov, og hvornår på døgnet de bruger el. Under denne antagelse kan investeringsbehovet til nye elforbrugere beregnes ved skalering af den eksisterende netvolumen (det samlede antal komponenter).

Forstærknings- og investeringsbehovet for nye elforbrugere kan derfor beregnes på følgende vis:

$$\text{Komponenter til nye kunder} = \text{relativ stigning i antal kunder} \cdot \frac{\text{Eksisterende komponenter}}{\text{Eksisterende kunder}}$$

For at forsyne en gennemsnitlig elforbruger skal der bruges en vis mængde komponenter inden for hver af de 32 komponentkategorier, som benyttes i Forsyningstilsynets benchmarkingmodel. Dette behov vil ikke være anderledes for nye elforbrugere. Antallet af komponenter i hver af de 32 komponentkategorier deles med antallet af eksisterende elforbrugere for at finde antallet af komponenter pr. elforbruger. Da der ikke er en fast opgørelse af antallet af elforbrugere, benyttes antallet af elmålere. Antallet af elmålere er en rimelig

¹⁶ Dokumentationen kan findes på Green Power Denmarks hjemmeside under "Vejledninger" → "Netteknik" → "TEGRA".

erstatning, idet små produktionsanlæg er tilknyttet en elforbruger og ikke har separat måler, og antallet af store produktionsanlæg med egen måler er meget lille i forhold til antallet af elforbrugere.

Antallet af komponenter pr. elforbruger ganges med stigningen i antal elforbrugere for at beregne, hvor mange nye komponenter inden for hver af de 32 komponentkategorier, der er nødvendige for at forsyne de nye elforbrugere.

Beregningen skal udføres for hvert år, da antallet af komponenter pr. elforbruger vil være stigende i takt med elektrificeringen. Et parcelhus, som i dag hverken har elbil eller elvarme/varmepumpe, vil i fremtiden, når det får disse ting, kræve mere elnet, end det gør i dag. Dette vil naturligvis også gøre sig gældende for nye kunder, som også må forventes at have samme grad af elektrificering. Derfor vil antallet af komponenter pr. elforbruger ændre sig over tid.

Når forstærkningsbehovet i antal komponenter er kendt, kan investeringsbehovet findes ved at gange antallet af komponenter med de tilhørende komponentomkostninger, på samme måde som der gøres i TEGRA.

Forstærknings- og investeringsbehovet til nye elforbrugere summeres med behovet fra afsnit 4.2 for at få den samlede stigning i antal komponenter som følge af stigende elforbrug.

Antallet af elmålere, som er brugt i beregningen, er vist i Tabel 8.

Tabel 8. Antal elmålere og den relative tilvækst benyttet til beregning af investeringsbehov til nye elforbrugere

	2021	2025	2030	2035	2040
Elmålere (i mio.)	3,48	3,55	3,65	3,75	3,85
Relative tilvækst for elmålere ift. 2021	0	2,20%	5,01%	7,91%	10,88%

Antallet af elmålere er beregnet på baggrund af den gennemsnitlige årlige procentvise udvikling i antallet af elmålere i perioden 2012-2017, som fremgår af netselskabernes reguleringsregnskaber. På den baggrund beregnes en årlig stigningen i antallet af elmålere på 0,55%.

4.4 Investeringer til VE-produktion

Investeringer til produktion dækker over den forstærkning og udbygning af eldistributionsnettet, der er nødvendig for at tilslutte landbaserede VE-anlæg (solceller og landvind) og aftage deres elproduktion. Bidraget beregnes separat, fordi produktion håndteres anderledes i reguleringen af elnetselskaber end forbrug.

Investeringsbehovet til stigende elproduktion er beregnet ved separate kørsler af TEGRA. Disse separate kørsler skal sikre, at der tages hensyn til udligning mellem elforbrug og elproduktion, når disse er sammenfaldende i placering og tid på døgnet. Det vil sige, at der i beregningerne er taget højde for, at der kan være synergieffekter, når elproduktionen er placeret tættere på elforbruget, så der skal mindre elnet til at transportere elektriciteten.

De separate kørsler medtager kun udbygning og elforbrug, som er modelleret i TEGRA – altså er forbrug jf. afsnit 4.2.1 (landbrug, elvarebiler, tung transport og søtransport) og 4.3 (udbygning til nye kunder) ikke med i disse beregninger. Det vurderes at fraværet af disse bidrag til elforbruget ikke har nævneværdig indflydelse på beregningen af synergieffekter, da disse bidrag udgør en begrænset del af det samlede elforbrug. Derudover forventes det øgede elforbrug fra disse bidrag primært at komme i forbrugsdominerede områder af elnettet, mens den øgede VE-produktion forventes primært at komme i produktionsdominerede områder af elnettet. TEGRA-beregningerne med stigende elproduktion sammenholdes med de tilsvarende TEGRA-be-

regninger, som er lavet uden stigende elproduktion. Forstærknings- og investeringsbehovet til stigende elproduktion findes som forskellen på beregninger med og uden stigende elproduktion. Investeringsbehovet til stigende elproduktion summeres med de øvrige bidrag for at få det samlede investeringsbehov.

4.5 Overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning

Som beskrevet tidligere er de enkelte bidrag til hhv. reinvestering og forstærkning beregnet uafhængigt af hinanden. I praksis er disse bidrag dog ikke uafhængige af hinanden, og der kan derfor være overlap imellem dem. Fx kan der være synergi i at forstærke et lokalt eldistributionsnet på det tidspunkt, hvor der skal reinvesteres i komponenterne, selvom behovet for forstærkning først forventes at opstå flere år frem i tid. På tilsvarende vis kan reinvestering fremrykkes, og i nogle tilfælde udskydes, så det er sammenfaldende med nødvendig forstærkning af det lokale eldistributionsnet. Ved at udføre reinvestering og forstærkning samtidigt kan det fx undgås, at der skal graves flere gange på den samme strækning inden for få år – med deraf følgende besparelser.

Denne form for sammenfald og synergi vil hovedsageligt kunne forekomme mellem reinvestering og komponentforstærkning. For at sikre, at investeringsbehovet ikke overvurderes, er beregningerne justeret for dette overlap. I det følgende forklares, hvordan det estimeres, hvor stort overlap der kan forventes mellem reinvestering og komponentforstærkning.

4.5.1 Korrektion for overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning

For at beregne, hvor stort et overlap der kan forventes mellem reinvestering og komponentforstærkning, benyttes en model. I modellen antages det, at reinvestering og komponentforstærkning er sammenfaldende, hvis de ligger inden for få år af hinanden. Modellen giver et groft estimat af overlappet. For at vurdere overlappet ses der i modellen på tre parametre:

- Alder af komponenter
- Tempo for reinvestering
- Tempo for komponentforstærkning

De tre parametre beskrives i de efterfølgende afsnit.

4.5.2 Alder af komponenter

Komponenternes alder er afgørende for, hvor vidt der kan forekomme et overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning. For at der kan forekomme et overlap, skal den komponent, som komponentforstærkes, være gammel og skulle reinvesteres inden for få år af komponentforstærkningen. Da de fleste komponenter i eldistributionsnettet har levetider på 40 år eller derover og afskrives økonomisk over 40 år, er det kun en andel af komponenterne, hvor der kan være sammenfald mellem reinvestering og komponentforstærkning.

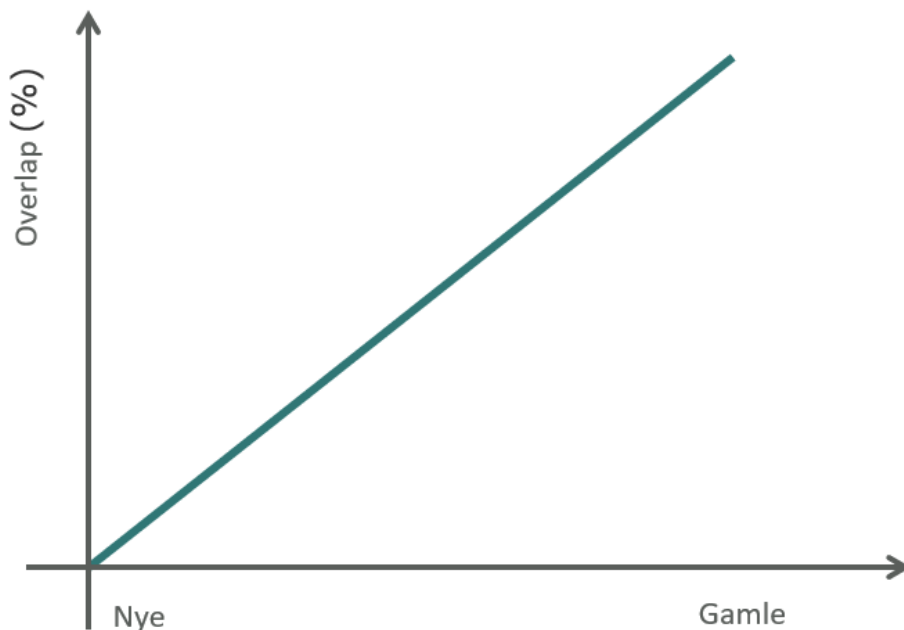
I samtidighedsscenerierne ses der frem til 2040. Dermed vil det kun være de komponenter, som i dag er mere end 20 år gamle, hvor der kan forekomme sammenfald mellem reinvestering og komponentforstærkning. For de komponenter, hvor der har været et jævnt tempo for reinvestering, betyder det, at højst 50% af dem har en alder, hvor overlap er en mulighed. Dette kan variere mellem de 32 komponentkategorier, da der ikke er investeret og reinvesteret i et jævnt tempo i alle komponentkategorier. Dette vil også give udslag i tempoet for reinvestering frem mod 2040.

Da den præcise aldersfordeling af komponenterne ikke er fuldt kendt, antages det, at 50% af komponenterne i dag er ældre end 20 år. Eneste undtagelse er lavspændingskabler, hvor det antages, at 75% af komponent-

terne i dag er ældre end 20 år. Denne separate antagelse for lavspændingskabler skyldes den store kabellægning af luftledninger, som skete i 90'erne og 00'erne, og som betyder, at en stor del af lavspændingsnettet er fra denne tidsperiode.

En grafisk repræsentation af forholdet mellem alder og overlap er vist på Figur 11. Den praktiske implementering er dog bedre repræsenteret af Figur 12, da hældningen af kurven bestemmes af, hvor stor en andel komponenter der er ældre end 20 år, og placeringen på kurven bestemmes af tempoet for reinvestering. Jo flere gamle komponenter, jo stejlere hældning.

Figur 11. Grafisk repræsentation af forholdet mellem alder og overlap



Anm.: Figuren viser alderen af komponenter angivet som andelen af komponenter, som er "gamle" – dvs. udtjent. Der kan kun være overlap for de komponenter, som er udtjent og skal reinvesteres.

4.5.3 Tempo for reinvestering

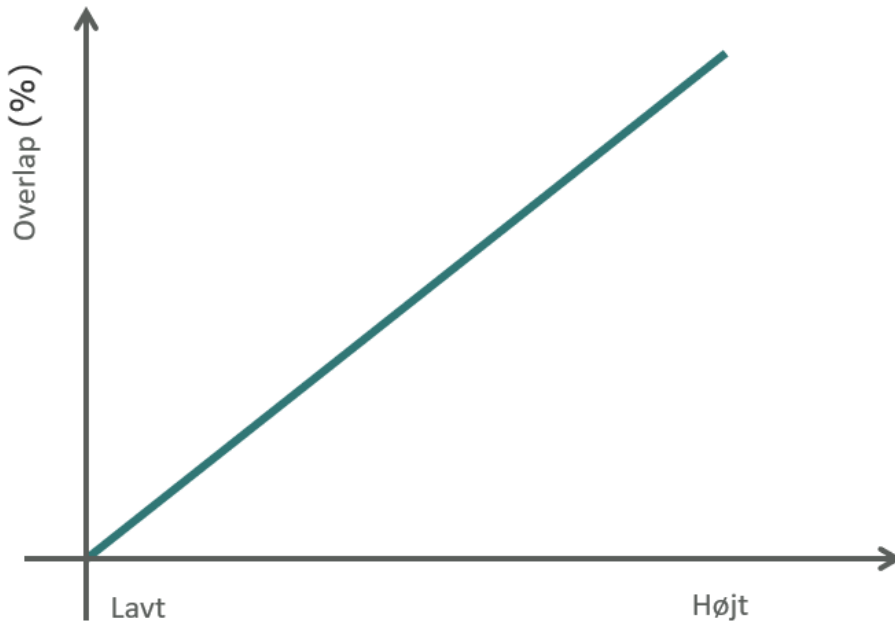
Tempoet for reinvestering har også en afgørende rolle for, hvorvidt der kan forekomme overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning. Med en afskrivningshorisont på 40 år vil der være et nominelt tempo af reinvestering, som svarer til, at alle komponenter udskiftes i løbet af 40 år.

Er tempoet for reinvestering højere end dette nominelle tempo for reinvestering, er det udtryk for, at der er mange komponenter, som er gamle og skal udskiftes på grund af alder. Jo flere gamle komponenter der skal udskiftes på grund af alder, jo større sandsynlighed for at en komponentforstærkning vil være sammenfaldende med en reinvestering med deraf følgende stigning i overlap.

Hvis tempoet for reinvestering derimod er lavere end det nominelle tempo, er det udtryk for, at komponenterne ikke er gamle, og at der derfor ikke kan være sammenfald mellem reinvestering og opgradering. Dermed vil overlappet også være lavere.

En grafisk repræsentation af forholdet mellem tempo for reinvestering og overlap er vist på Figur 12. Hældningen af kurven bestemmes af afskrivningstiden på de 40 år. Placeringen på kurven bestemmes af det faktiske tempo for reinvestering.

Figur 12. Grafisk repræsentation af forholdet mellem tempo for reinvestering og overlap



Anm.: Figuren viser tempoet for reinvestering som andel af beholdningen, som skal udskiftes pr. år. Når tempoet for reinvestering er højt, er sandsynligheden for overlap større.

4.5.4 Tempo for komponentforstærkning

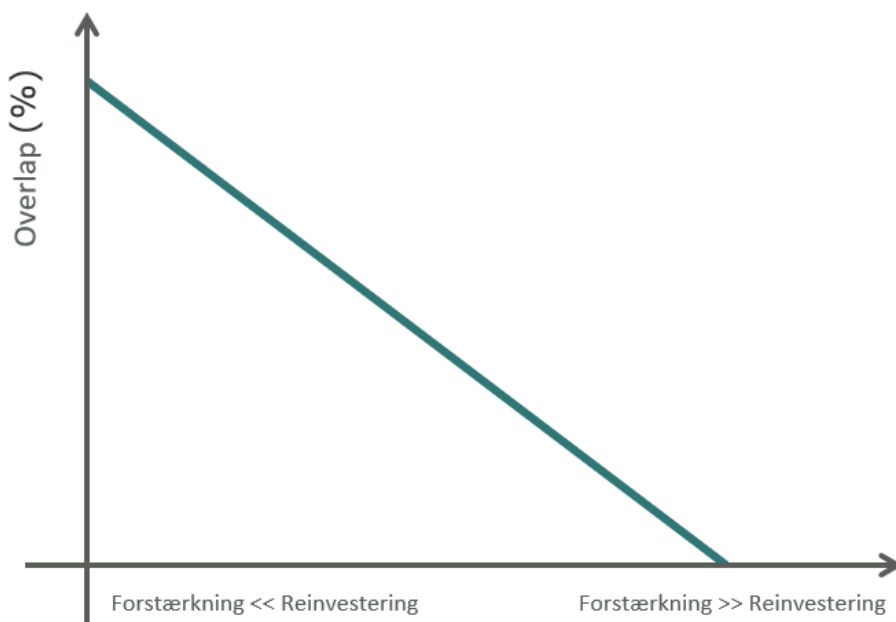
Tempoet for komponentforstærkning er også afgørende for, hvorvidt der kan forekomme overlap mellem reinvestering og komponentforstærkning. Dog skal dette ses i forhold til tempoet for reinvestering.

Hvis tempoet for komponentforstærkning er markant lavere end tempoet for reinvestering, vil der være stor sandsynlighed for, at en komponentforstærkning er sammenfaldende med en reinvestering. Overlappet må derfor antages at være stort.

Hvis tempoet for komponentforstærkning derimod er markant højere end tempoet for reinvestering, vil der være lille sandsynlighed for, at en komponentforstærkning er sammenfaldende med en reinvestering – og overlappet vil aldrig kunne overstige tempoet for reinvestering. Overlappet må derfor antages at være lille.

En grafisk repræsentation af forholdet mellem tempoet for hhv. komponentforstærkning og reinvestering og overlap er vist på Figur 13. Hældningen af kurven bestemmes af forholdet mellem tempoet for komponentforstærkning og tempoet for reinvestering. Placeringen på kurven bestemmes af tempoet for reinvestering.

Figur 13. Grafisk repræsentation af forholdet mellem tempoet for hhv. komponentforstærkning og reinvestering



Anm.: Figuren viser forholdet mellem tempo for komponentforstærkning og reinvestering. Hvis der er få komponentforstærkninger og mange reinvesteringer, er sandsynligheden for overlap høj. Hvis komponentforstærkninger overstiger reinvesteringer, er sandsynligheden for overlap lav.

4.5.5 Det samlede overlap

De tre parametre er ikke uafhængige af hinanden, men kan dog adskilles tilstrækkeligt til, at de kan ganges sammen for at få et groft estimat for overlappet mellem reinvestering og komponentforstærkning. Det samlede overlap i procent kan findes ved at gange de tre parametres værdier med hinanden i hvert enkelt år jf. nedenstående formel:

$$\text{Overlap [\%]} = \text{Alder af komponenter} \cdot \text{Tempo for reinvestering} \cdot \text{Tempo for komponentforstærkning}$$

Overlappet ganges med den del af investeringsbehovet, som kan tilskrives komponentforstærkning. Dette bidrag fratrækkes det samlede investeringsbehov for at korrigere for overlappet.

Der findes visse begrænsninger for overlappet. Overlappet kan aldrig overstige 100% af komponentforstærkning. Da overlappet tilskrives komponentforstærkning, kan overlappet heller ikke overstige værdien af tempo for reinvestering/tempo for forstærkning, da det samlede overlap ellers ville overskride niveauet af reinvesteringer. Overlappet rundes derfor ned til den laveste af disse to grænseværdier i de tilfælde, hvor formlens resultat overstiger disse grænser.

For at undgå potentielt kraftig variation fra år til år beregnes en middelværdi for hver femårsperiode frem mod 2040.

5 Samlet investeringsbehov for eldistributionsnettet frem mod 2040

Metoden til at estimere det fremadrettede investeringsbehov er beskrevet i kapitel 4. Investeringsbehovet estimeres primært på baggrund af de netkomponenter, der reinvesteres i, og de netkomponenter, der skal tilføjes for at understøtte et ændret effektbehov fra eldistributionsnettets kunder.

Resultaterne for det fremadrettede investeringsbehov i de tre samtidighedsscenarioer (uændret samtidighed, reduceret samtidighed og betragteligt reduceret samtidighed) er beskrevet i afsnit 5.1, hvorefter der foretages en risikovurdering af investeringsusikkerhederne i afsnit 5.2.

5.1 Samlet resultat for investeringsbehovet

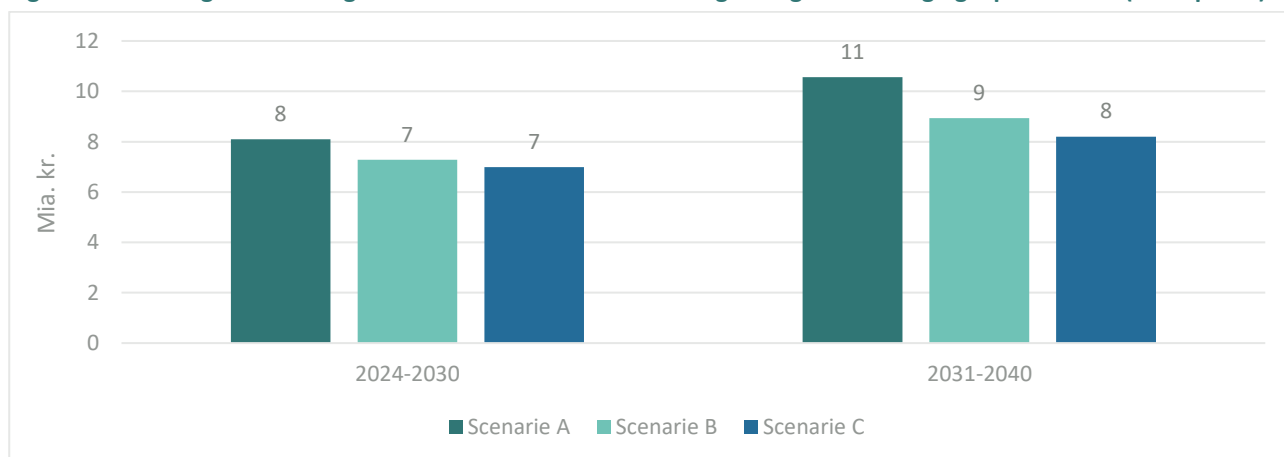
I dette afsnit beskrives det fremadrettede investeringsbehov i eldistributionsnettet for samtidighedsscenarioerne A, B og C. Det samlede investeringsbehov omfatter forskellige årsager til, at elnetselskaberne har behov for at foretage investeringer. Årsagerne til investeringer i eldistributionsnettet dækker bl.a. over følgende:

- Reinvesteringer
- Forstærkninger i form af:
 - komponentforstærkninger
 - forstærkninger ved nybyg
- Udbygninger
- VE-produktion.

Resultaterne er et udtryk for, hvad behovet er i det givne år. Der er således ikke taget højde for, at elnetselskaberne investerer på forkant af det fremtidige kapacitetsbehov.

Nedenstående Figur 14 viser de gennemsnitlige årlige investeringsbehov i eldistributionsnettet som følge af øget elektrificering af forbrug og øget VE-produktion for at kunne understøtte de politiske mål om en grøn omstilling. Det gennemsnitlige årlige investeringsbehov i perioden 2024-2030 estimeres til at ligge omkring 7-8 mia. kr. Resultaterne viser, at størstedelen af investeringerne ligger i perioden 2031-2040 ift. perioden 2024-2030, idet de gennemsnitlige årlige investeringer stiger til ca. 8-11 mia. kr. for de tre samtidighedsscenarioer.

Figur 14. Gns. årlige investeringer i eldistributionsnettet som følge af øget elforbrug og elproduktion (2021-priser)

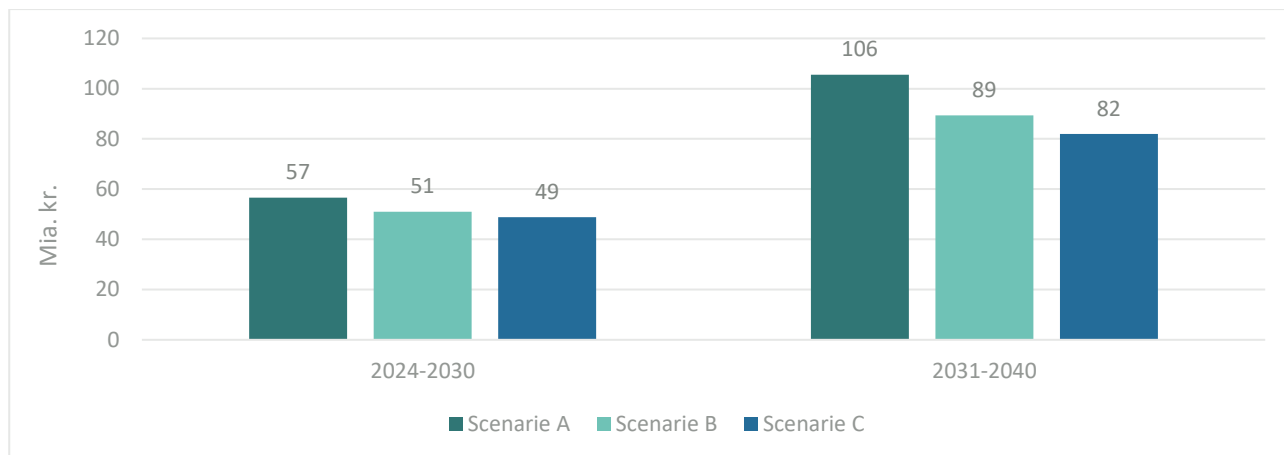


Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21 og klimaaftalen af 2022.

Anm.: Figuren viser de samlede investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i både elforbrug og decentral elproduktion.

Det akkumulerede investeringsbehov som følge af øget elektrificering og øget VE-produktion er illustreret i Figur 15 for perioden 2024-2030 og 2031-2040. På landsplan viser resultaterne, at der for de tre valgte scenarier er behov for at investere mellem 49 og 57 mia. kr. frem mod 2030, mens der i perioden fra 2031 er behov for at investere mellem 82 og 106 mia. kr. frem mod 2040. Bemærk, at de to perioders længde er forskellige.

Figur 15. Akkumulerede investeringer i eldistributionsnettet som følge af øget elforbrug og elproduktion (2021-priser)



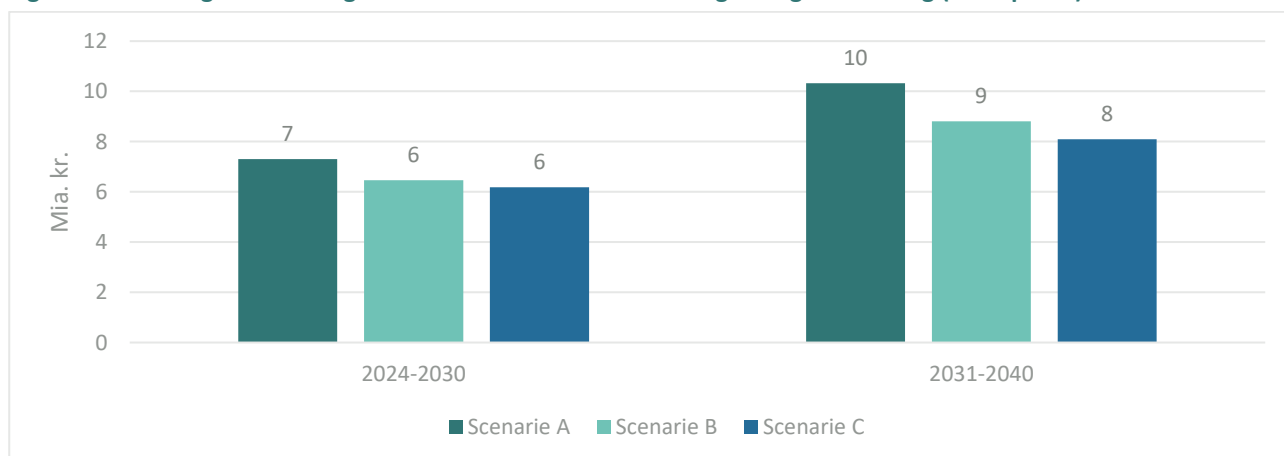
Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21 og klimaaftalen af 2022.

Anm.: Figuren viser de samlede investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i både elforbrug og decentral elproduktion.

Investeringsbehovet til at understøtte elforbruget alene er også beregnet (dvs. eksklusiv investeringsbehovet til øget VE-produktion). Dette er beregnet til brug for beregning af indtægtsrammer og totalomkostninger, idet investeringer og driftsomkostninger i forbindelse med øget VE-produktion håndteres særskilt i reguleringen.

Det gennemsnitlige årlige investeringsbehov som følge af øget elforbrug (dvs. eksklusiv investeringsbehovet til øget VE-produktion) i perioden 2024-2030 fremgår af Figur 16 og estimeres årligt at ligge omkring 6-7 mia. kr. Af figuren fremgår også, at de gennemsnitlige årlige investeringer i perioden 2031-2040 stiger til ca. 8-10 mia. kr. for de tre scenarier.

Figur 16. Gns. årlige investeringer i eldistributionsnettet som følge af øget elforbrug (2021-priser)

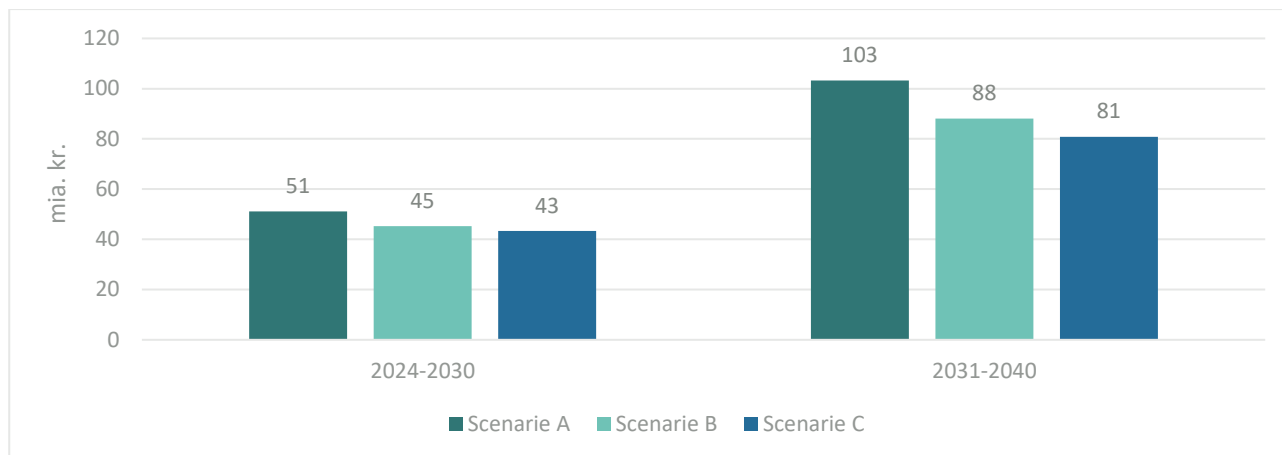


Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

Det akkumulerede investeringsbehov som følge af øget elforbrug (dvs. eksklusiv investeringer til øget VE-produktion) i perioden 2024-2030 er illustreret i Figur 17 og estimeres akkumuleret set at ligge omkring 43-51 mia. kr. Da størstedelen af investeringerne ligger i perioden 2031-2040 ift. perioden 2024-2030, stiger de akkumulerede investeringer som følge af øget elektrificering til ca. 81-103 mia. kr. for de tre samtidigheds-scenarier.

Figur 17. Akkumulerede investeringer i eldistributionsnettet som følge af øget elforbrug (2021-priser)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

Resultaterne viser, at eldistributionsnettets investeringsbehov vil stige i en lang periode, hvis vi skal nå i mål med den grønne omstilling. Investeringsbehovet som følge af øget elforbrug for de tre samtidigheds-scenarier er samlet set mellem 124 og 154 mia. kr. over hele perioden fra 2024-2040 og forventes fortsat at stige efter 2040. Det bemærkes, at spændet mellem resultaterne for de tre samtidigheds-scenarier er et udtryk for forventningen til udfald af investeringsniveauet. Der kan være flere udfald for investeringsniveauet, som ligger over eller under de angivne resultater. Det kan fx forekomme, hvis elforbruget er mere eller mindre sammenfaldende end antaget i scenarierne, da det vil betyde, at investeringsbehovet vil være mindre hhv. større end angivet i resultaterne for de tre scenarier.

Ved beregning af investeringerne i de forskellige scenarier, tages der udgangspunkt i kapacitetsbehovet i et givent år. Analysens resultater kan derfor tolkes som behovet for kapacitet for et givent år og størrelsen på de deraf afledte investeringer (og øvrige omkostninger), der skal til for at understøtte det behov. I virkeligheden foretager elnetselskaberne investeringer (og afholder øvrige omkostninger) efter en vurdering af, hvad behovet vil være en række år ude i fremtiden. Det skyldes bl.a., at kabellægning er en bekostelig anlægsomkostning, hvorfor elnetselskaberne nedlægger kabler, der kan understøtte et fremtidigt kapacitetsbehov for at sikre en så effektiv drift af eldistributionsnettet som muligt. Optimalt set ville elnetselskabernes investeringer være fordelt, så de fleste investeringer afholdes i starten af investeringshorisonten.

Det timingmæssige perspektiv i forhold til investeringstidspunkt er således en skrivebordsteknisk opgørelse i nærværende analyse. Det følger af, at det beregningsmæssigt er svært at afspejle elnetselskabernes egentlige investeringspraksis, der inddrager mange flere hensyn, end det centralt er muligt at tage højde for. Når elnetselskabet beslutter at foretage en investering, kan den enkelte investering fx sprede sig ud over en længere periode, og elnetselskaberne vil i den forbindelse tilrettelægge netplanlægningen ud fra de ressourcer, der er tilgængelige. Investeringsomfanget vil også være afhængigt af de konkrete tekniske tilstande på komponenter og udviklingen i elforbruget i lokalområdet.

I det efterfølgende afsnit foretages en risikovurdering af udvalgte usikkerheder, der påvirker elnetselskabernes investeringsomfang.

5.2 Vurdering af investeringsusikkerheder

Der er en høj grad af uforudsigelighed forbundet med det fremadrettede behov for elnet, og en række ubekendte kan påvirke det nødvendige investeringsbehov. Usikkerhederne om investeringsbehovet omhandler fx udrulningshastigheden af elbiler og varmepumper, teknologiudviklingen, elkundersnes fleksibilitet og ændring af politiske målsætninger. Green Power Denmark har set nærmere på betydningen af nogle af de ubekendte faktorer i forhold til investeringsniveauet.

I underafsnit 5.2.1 vil usikkerheden om den tidsmæssige udvikling af elektrificeringen blive analyseret. I underafsnit 5.2.2 analyseres forbrugsfleksibilitetens potentiale til at reducere samtidigt elforbrug og udskyde investeringer i en periode.

5.2.1 Elektrificeringshastighed

Investeringsbehovet er analyseret i forhold til en forventning i AF21+ om, at en betydelig del af bilparken vil bestå af el- og pluginhybridbiler, og at mange forbrugere vil have udskiftet gasfyr med individuelle varmepumper i 2030. Beregningerne er foretaget med udgangspunkt i, at netforstærkninger skal kunne understøtte 1,5 mio. el- og pluginhybridbiler og 500.000 individuelle varmepumper i 2030. Antallet af grønne biler og individuelle varmepumper forventes at stige til hhv. ca. 4 mio. og 770.000 i 2040. Ifølge AF21¹⁷ er det Energistyrelsens forventning, at udviklingen i antal el- og pluginhybridbiler i 2030 vil svare til knap 1 mio. og 2,8 mio. i 2040, mens antallet af individuelle varmepumper forventes at stige til 420.000 og i 2030 og 660.000 i 2040. Forskellene i forventninger illustrerer den betydelige uforudsigelighed, der er forbundet med omstillingshastigheden af den danske bilpark og udfasning af gas samt øvrig elektrificering. Eldistributionsnettet skal kunne håndtere begge situationer.

Hvis elnetselskaberne investerer til alene at kunne understøtte 1 mio. grønne biler og 420.000 individuelle varmepumper i 2030, men det viser sig, at der faktisk er behov for at kunne understøtte 1,5 mio. grønne biler og 500.000 individuelle varmepumper, risikerer elnetselskaberne at skulle forstærke de samme net flere gange inden for få år, så eldistributionsnettet kan understøtte det faktiske behov. Det vil ikke alene være meget omkostningsfuldt, men også i praksis umuligt at nå indenfor en kort årrække.

Hvis der omvendt er investeret til, at eldistributionsnettet kan understøtte 1,5 mio. grønne biler og 500.000 individuelle varmepumper i 2030 frem for 1 mio. og 420.000, vil elnetselskaberne have investeret på forkant af behovet, hvis der alene viser sig behov for sidstnævnte. Det er ikke givet, at den ekstra kapacitet over tid vil blive benyttet til elbiler eller varmepumper, men da der skal elektrificeres så meget frem mod 2050, må det forventes, at kapaciteten over tid vil blive benyttet – enten til elbiler, varmepumper eller til andre formål. Derfor vil de investeringer, der foretages på forkant af behovet, ikke været gået til spille, da kapaciteten kan anvendes senere hen.

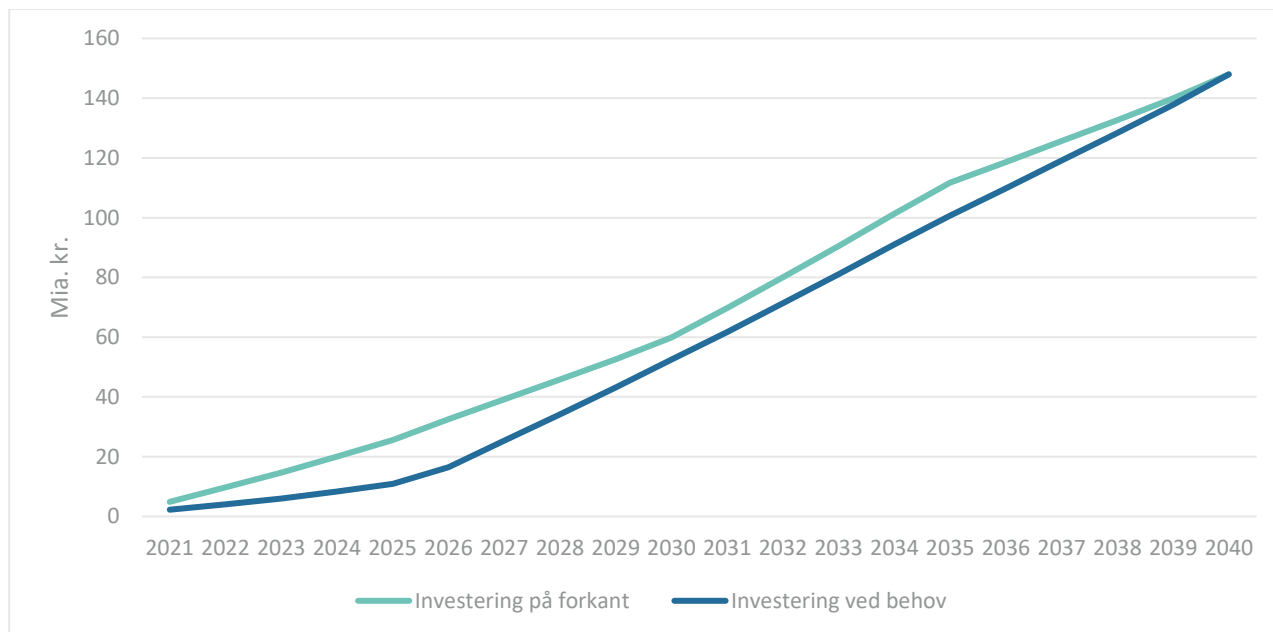
Ovenstående eksempler med indfasningshastighed for elbiler og individuelle varmepumper er en del af den uforudsigelighed, der er forbundet med at opgøre investeringsbehovet. Der er også usikkerhed omkring hastigheden for den øvrige del af elektrificeringen.

Konsekvenserne ved at investere på forkant af eldistributionsnettets behov kan illustreres i et eksempel, hvor der tages udgangspunkt i to udfald af investeringshastigheden. I det ene udfald antages, at investeringerne til elektrificeringen starter i 2021. I det andet udfald antages, at investeringerne begyndes fem år senere i

¹⁷ Forskellen mellem AF21 og AF21+ er nærmere beskrevet i afsnit 3.1.

2026, men at behovet vil være det samme i 2040 som i første udfald. Antagelserne vedrørende reinvesteringer som følge af aldring af det eksisterende eldistributionsnet er ens for begge udfald, hvor reinvesteringerne foretages, som behovet opstår. De akkumulerede investeringer for de to udfald er vist i Figur 18 for scenarie B (reduceret samtidighed) og er et udtryk for forskellen på de investeringer, der ligger ud over reinvesteringerne. Effekten vil være den samme for øvrige scenarier.

Figur 18. Akkumulerede investeringer i eldistributionsnettet med og uden investering på forkant (2021-priser).



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser de samlede investeringsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug jf. AF21+ og en situation, hvor udviklingen i investeringer til at understøtte bl.a. 1,5 mio. el- og hybridbiler og 500.000 individuelle varmepumper sker fem år senere end forudsat i AF21+. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

Forskellen på de årlige investeringer afhænger af investeringshastigheden. Hvis der investeres på forkant, hvor det viser sig, at behovet først opstår fem år senere, vil de ekstrainvesteringer, der er foretaget, ikke være spildt, da den ekstra kapacitet vil kunne udnyttes senere. Ekstrainvesteringen vil desuden have begrænset betydning for elforbrugernes elregning. Renteeffekten med udgangspunkt i en rente på 5,44% på ekstrainvesteringerne vil medføre, at elforbrugernes elregning med et årligt forbrug på 4.000 kWh gennemsnitligt stiger med 41 kr. om året i perioden 2021-2040. Det kan oversættes til den forsikringspræmie, man som elforbruger i situationen betaler for, at eldistributionsnettet med større sandsynlighed kan understøtte det faktiske behov.

Omvendt vil konsekvensen ved at underestimere behovet for elnet og investere på bagkant forventeligt være betydeligt højere, da det risikeres, at tidligere nedgravede og velfungerende kabler skal suppleres med flere nye kabler. Derudover er der i situationen en risiko for, danskerne ikke kan oplade deres grønne biler, når de har brug for det, eller at industrien ikke kan elektrificere i den hast, som ønskes. Det vil i sidste ende blive en barriere for at nå klimamålsætningen og risikere at bremse den grønne omstilling af samfundet.

Idet konsekvenserne ved at investere på bagkant af behovet er betydeligt større, end hvis der er investeret på forkant, er det vigtigt at sikre, at den økonomiske regulering giver tilstrækkeligt incitament til, at elnetsselskaberne fortsat kan investere rettidigt og før behovet opstår.

5.2.2 Grad af forbrugsfleksibilitet

Det fremgår af resultaterne, at elnetselskabernes investeringsomfang i en vis grad afhænger af elforbrugernes villighed til at rykke elforbrug til tidspunkter, hvor der er mindre trængsel i elnettet og dermed reducere det samtidige elforbrug. Der kan dog også opstå den situation, at elforbrugerne rykker elforbrug fra tidspunkter med god plads i eldistributionsnettet til tidspunkter med trængsel, fordi de udnytter deres fleksibilitet til andre formål, fx til at reagere på elspotprisen eller udbyde systemydelse. Det risikerer at skabe flaskehalse i elnettet og vil medføre et øget investeringsbehov.

Hvis man sammenligner scenarie A (uændret samtidighed) og scenarie B, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden, er de gennemsnitlige årlige investeringer i perioden 2024-2040 ca. 1 mia. kr. lavere i scenarie B. Hvis scenarie A (uændret samtidighed) sammenlignes med scenarie C, hvor forbrugsfleksibilitet reducerer samtidigheden betragteligt, er de gennemsnitlige årlige investeringer 1 mia. kr. lavere i perioden 2021-2030 og 2 mia. kr. lavere i perioden 2031-2040 i scenarie C.

Når der kan undgås eller udskydes investeringer i elnettet, fordi elforbrugerne mindsker deres samtidige elforbrug, reduceres investeringsomkostningerne. Forbrugsfleksibiliteten vil dog samtidig medføre, at driftsomkostningerne stiger. Det følger af, at elnetselskaberne vil have stigende omkostninger til monitorering, automatisering og evt. betaling for markedsbaserede fleksibilitetsydelser. Effekten på driftsomkostningerne er analyseret i kapitel 6.

Hvor meget og hvordan elforbrugerne i fremtiden vil være villige til at flytte deres forbrug og dermed reducere samtidigheden i elnettet er usikkert. Det tre forskellige samtidighedsscenarier er dermed udtryk for mulige udfald for elnettets nødvendige omkostninger til at imødekomme den grønne omstilling.

6 Økonomiske konsekvenser for elnetselskaberne

Omstillingen af Danmark til et grønt samfund baseret på elektrificering kræver betydelige investeringer i el-distributionsnettet. For at elnetselskaberne ikke skal opleve perioder med vedvarende finansierings efterslæb, skal deres indtægtsrammer i videst muligt omfang dække deres totalomkostninger ved en effektiv drift af nettet.

I dette kapitel beskrives beregningen af elnetselskabernes samlede totalomkostninger og indtægtsrammer. Afsnit 6.1 beskriver således beregningen af totalomkostningerne, mens afsnit 6.2 beskriver beregningen af indtægtsrammen.

6.1 Beregning af totalomkostninger

For at vurdere behovet for nye justeringer af indtægtsrammen er elnetselskabernes årlige totalomkostninger (afskrivninger, driftsomkostninger og forrentning) for perioden 2024-2040 estimeret med udgangspunkt i de estimerede investeringer i de tre scenarier.

Beregningen af afskrivninger, driftsomkostninger og forrentning samt totalomkostningerne er beskrevet i de følgende underafsnit. Det bemærkes, at omkostninger til nettab ikke er medtaget i analysen.

6.1.1 Forrentning og afskrivninger

Elnetselskabernes investeringer holder typisk i en længere årrække, hvorfor de regnskabsmæssigt afskrives over fx 40 år. Elnetselskaberne har dermed også en kapitalbindingsomkostning (forrentning). De samlede kapitalomkostninger (afskrivning og forrentning) udgør en betydelig del af elnetselskabernes omkostninger.

Analysen skelner ligesom den økonomiske regulering af elnetselskaberne mellem aktiver, der økonomisk er idriftsat senest den 31. december 2017 ("*historiske aktiver*"), og aktiver, der økonomisk er idriftsat fra og med den 1. januar 2018 ("*fremadrettede aktiver*"). Disse påregnes i reguleringen – og derfor også i nærværende analyse – forskellige forrentningssatser, hvorfor aktivbaser, afskrivninger og forrentning nedenfor klassificeres som hhv. historiske og fremadrettede.

6.1.1.1 Fælles forudsætninger for aktivbaser og afskrivninger

I analysen opdeles både de historiske og fremadrettede aktivbaser og afskrivninger i to kategorier: "*Elmålere*" og "*Øvrige anlæg*". I beregningerne afskrives elmålere over en periode på 15 år, mens øvrige anlæg afskrives over en periode på 40 år.

Inden forrentningen beregnes, tillægges aktivbaserne ligesom i reguleringen 2% omsætningskapital.

6.1.1.2 Historiske kapitalomkostninger (historiske afskrivninger og forrentning)

De historiske kapitalomkostninger regnes som afskrivninger på den historiske aktivbase baseret på data fra elnetselskabernes reguleringsregnskaber og tillagt en forrentning.

For at opgøre forrentningen af den historiske aktivbase anvendes en historisk forrentningssats, som beregnes som gennemsnittet af den lange obligationsrente, som udmeldes af Finans Danmark tillagt 1%-point i perioden uge 1 2021 til og med uge 38 2022. Den lange byggeobligationsrente beregnes på den baggrund til 3,21%.

De historiske kapitalomkostninger kan derved udtrykkes ved nedenstående formel:

$$\text{Kapitalomkostninger}_t^H = \text{Afskrivninger}_t^H + \text{Aktivbase}_t^H * 1,02 * 0,0321$$

hvor $\text{Kapitalomkostninger}_t^H$ er elnetselskabernes samlede historiske kapitalomkostninger, Afskrivninger_t^H er elnetselskabernes samlede afskrivninger på aktiver idriftsat senest den 31. december

2017, $Aktivbase^H$ er elnetselskabernes samlede ultimoværdi af aktiver idriftsat senest den 31. december 2017, og t er et reguleringsår.

6.1.1.3 Fremadrettede kapitalomkostninger (fremadrettede afskrivninger og forrentning)

De fremadrettede kapitalomkostninger regnes som afskrivninger på den fremadrettede aktivbase tillagt en forrentning. De fremadrettede aktiver består af både reinvesteringer og merinvesteringer til elektrificering i et givent samtidighedsscenario. Derfor afhænger størrelsen af de fremadrettede kapitalomkostninger af, hvilket samtidighedsscenario der analyseres.

For at opgøre forrentningen af den fremadrettede aktivbase anvendes den fremadrettede forrentningsssats, som er fastsat i medfør af bekendtgørelse om forrentningsssats for elnetselskabers fremadrettede forrentningsgrundlag. Den fremadrettede forrentningsssats er opgjøret som et vægtet gennemsnit af afkastkravet for egen- og fremmedkapitalen for et gennemsnitligt elnetselskab (WACC). Forsyningstilsynet har beregnet den fremadrettede forrentningsssats (nominelt, før skat) til 3,66% gældende for første reguleringsperiode (2018-2022). Pr. 1. januar 2023 er WACC'en fastsat til 5,44%. I forhold til nærværende analyse forudsættes det, at WACC'en er 5,44% og forbliver uændret i fremtidige reguleringsperioder løbende til og med 2040.

De fremadrettede kapitalomkostninger kan derved udtrykkes ved nedenstående formel:

$$Kapitalomkostninger_t^F = Afskrivninger_t^F + Aktivbase_t^F * 1,02 * 0,0544$$

hvor $Kapitalomkostninger_t^F$ er elnetselskabernes samlede fremadrettede kapitalomkostninger, $Afskrivninger_t^F$ er elnetselskabernes samlede afskrivninger på aktiver idriftsat tidligst den 1. januar 2018, $Aktivbase_t^F$ er elnetselskabernes samlede ultimoværdi af aktiver idriftsat tidligst den 1. januar 2018, og t er et reguleringsår.

6.1.1.4 Samlede kapitalomkostninger

De samlede kapitalomkostninger beregnes på baggrund af de ovenstående beregninger som summen af de historiske og fremadrettede kapitalomkostninger. Beregningen af de samlede kapitalomkostninger i et samtidighedsscenario kan udtrykkes ved nedenstående formel:

$$Totale\ kapitalomkostninger_t = Kapitalomkostninger_t^H + Kapitalomkostninger_t^F$$

hvor $Totale\ kapitalomkostninger$ er elnetselskabernes samlede kapitalomkostninger, og t er et reguleringsår.

6.1.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Fremskrivningen af driftsomkostninger kan opdeles under tre kategorier: Driftsomkostninger til eksisterende elanlæg, merdriftsomkostninger til nye komponenter og driftsomkostninger til markedsbaserede fleksibilitetsydelse. Driftsomkostningerne til eksisterende net dækker over de driftsomkostninger, som elnetselskaberne har ved drift af elnettet, som det ser ud i dag. Merdriftsomkostningerne er de øgede omkostninger til drift af nye netkomponenter, som er nødvendige for at kunne understøtte en øget elektrificering, herunder ved udbygning og forstærkning af nettet. Driftsomkostninger til fleksibilitetsydelse vedrører de omkostninger, elnetselskaberne afholder i forbindelse med fleksibilitet. Det bemærkes, at driftsomkostninger til fleksibilitetsydelse ikke omfatter omkostninger i forbindelse med prissætning, da elnetselskaberne ikke afholder væsentlige omkostninger i forbindelse med fx tarifiering.

Fremskrivningen af drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er forbundet med betydelig usikkerhed, da fremskrivningen er baseret på antagelser om fremtiden, herunder udviklingen i elforbrug, fleksibilitetsmarkedet mv. Derudover er driftsomkostningernes udvikling kraftigt påvirket af fx øgede krav fra myndigheder

og lovgivning samt øgede krav til cybersikkerhed. Green Power Denmark har i forbindelse med analysen set på flere metoder for fremskrivning af driftsomkostninger og vurderet den anvendte metode som den mest retvisende metode, der giver et rimeligt bud på udvikling til trods for de forbundne usikkerheder.

Der er anvendt forskellige metoder til opgørelse af omkostninger i de tre kategorier, som beskrives i de følgende afsnit.

6.1.2.1 Driftsomkostninger til eksisterende net

Driftsomkostningerne til eksisterende net er baseret på gennemsnittet af alle elnetselskabernes driftsomkostninger, der fremgår af reguleringsregnskaberne for 2018-2021, hvor driftsomkostningerne inden gennemsnitsberegning er justeret med reguleringsprisindekset til 2021-priser.

$$\text{Driftsomkostninger}_t = \frac{1}{4} * \sum_{i=2018}^{2021} \left(\frac{RP_{2021}}{RP_i} \right) * D_i$$

hvor *Driftsomkostninger* er elnetselskabernes samlede driftsomkostninger til det eksisterende elnet, D_i er driftsomkostningerne i et af årene i 2018-2021, RP er reguleringsprisindekset, som er opgjort efter reglerne i indtægtsrammebekendtgørelsen, og t er et reguleringsår. Omkostninger til nettab medtages ikke i denne analyse.

Omkostningerne forbundet med driften af det eksisterende elnet antages konstant over hele perioden.

6.1.2.2 Merdriftsomkostninger til nye komponenter

Merdriftsomkostninger til nye komponenter dækker over de omkostninger, som følger af at eldistributionsnettet udvides og forstærkes og følger udviklingen i eldistributionsnettets anlægsmasse. Omkostningerne inkluderer også administrationsomkostninger, omkostninger til digitalisering og andre faste omkostninger relateret til drift af netkomponenter.

Merdriftsomkostningerne er baseret på antal komponenter fra TEGRA-modellens resultater og standardiserede forudsætninger for drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (omkostningsækvivalenter), som COWI har udarbejdet for Forsyningstilsynet fordelt på forskellige anlægskategorier.

Når de årlige omkostningsækvivalenter for drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ganges med det samlede antal komponenter (eksisterende og nye) for en given anlægskategori fra TEGRA-modellen, opnås resultat for branchens samlede driftsomkostninger, som udgør ca. halvdelen af branchens driftsomkostninger i dag. Det bemærkes, at omkostningsækvivalenterne har været udarbejdet på et datagrundlag med en vis usikkerhed, da elnetselskaberne har indberettet data til COWI's opgørelse baseret på fordelingsnøgler og skøn, forskellige konteringsprincipper og variationer i periodisk vedligehold. Dette vurderes at være årsagen til, at omkostningsækvivalenterne afviger væsentligt fra de faktiske drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Da niveauet udgør ca. halvdelen af de faktisk realiserede driftsomkostninger, er omkostningsækvivalenterne ganget med en faktor to i forbindelse med opgørelsen af merdriftsomkostningerne for at opnå et mere retvisende niveau for driftsomkostningerne. Omkostningsækvivalenterne er efterfølgende ganget med antallet af komponenter, der er fremkommet i forbindelse med beregningerne i TEGRA-modellen. Se kapitel 4 for modellering og beregning af investeringsbehovet i TEGRA.

Elnetselskabernes merdriftsomkostninger til nye komponenter kan udtrykkes ved følgende formel:

$$\text{Merdriftsmkostninger}_t = \sum_{i=1}^n \text{Omk. ækvivalent}_i * 2 * \text{Komponent}_{it}$$

hvor *Merdriftsmkostninger* er elnetselskabernes samlede meromkostninger til drift af nye komponenter, *Omk. ækvivalent* er omkostningsækvivalent, *Komponent* er elnetselskabernes samlede antal komponenter, *i* er en komponentkategori, og *t* er et reguleringsår.

6.1.2.3 Driftsomkostninger til markedsbaserede fleksibilitetsydelse

Som tidligere beskrevet i afsnit 3.4 kan elnetselskabet potentielt opnå lavere investeringer, hvis samtidigheden ved anvendelse af eldistributionsnettet reduceres ved hjælp af forbrugsfleksibilitet, herunder markedsbaserede fleksibilitetsydelse. En del af samtidigheden i eldistributionsnettet kan reduceres ved, at elforbrugere tilskyndes et fleksibelt elforbrug ved tarifiering. Et fleksibelt elforbrug gennem tarifiering vil i udgangspunktet ikke medføre omkostninger for elnettet.

Derudover kan en andel af forbrugernes fleksibilitetspotentiale potentielt aktiveres gennem markedsbaserede fleksibilitetsydelse. Udbud og indkøb af fleksibilitetsydelse medfører en driftsomkostning for elnetselskaberne, da det vil nødvendiggøre flere IT-systemer og ændre forretningsgange mod mere aktiv drift af elnettet. Elnetselskabernes omkostninger til fleksibilitet estimeres på baggrund af den besparelse, som en reduceret samtidighed i eldistributionsnettet medfører i forhold til elnetselskabernes totalomkostninger. Som det bedste bud antages det, at driftsomkostningerne til fleksibilitetsydelse vil udgøre 50% af besparelsen.

Elnetselskabernes driftsomkostninger til fleksibilitetsydelse kan udtrykkes ved følgende formel:

$$\begin{aligned} \text{Fleksibilitetsomkostninger}_t &= 0,5 * (\text{Totalomkostninger}_t^{\text{uændret samtidighed}} \\ &\quad - \text{Totalomkostninger}_t^{\text{reduceret samtidighed}}) \end{aligned}$$

hvor *Fleksibilitetsomkostninger* er elnetselskabernes samlede driftsomkostninger til fleksibilitet, *Totalomkostninger*^{uændret samtidighed} er elnetselskabernes samlede totalomkostninger i et scenarie, hvor samtidigheden er uændret (Scenarie A), og *Totalomkostninger*^{reduceret samtidighed} er elnetselskabernes samlede totalomkostninger i et scenarie med reduceret samtidighed (Scenarie B eller C).

Da scenarie A er baseret på antagelser om uændret samtidighed, vil elnetselskabernes omkostninger til fleksibilitetsydelse være nul i dette scenarie. Ellers vil antagelser om lavere samtidighed betyde, at elnetselskaberne i højere grad investerer i fleksibilitetsydelse, hvorfor omkostningerne hertil vil stige med reduceret samtidighed.

6.1.2.4 Samlede driftsomkostninger

De samlede driftsomkostninger beregnes på baggrund af driftsomkostninger til eksisterende net tillagt merdriftsomkostninger til nye komponenter i det givne samtidighedsscenario og driftsomkostninger til fleksibilitetsydelse i det givne samtidighedsscenario. Beregningen af de samlede driftsomkostninger i et samtidighedsscenario kan udtrykkes ved nedenstående formel:

$$\begin{aligned} \text{Totale driftsomkostninger}_t &= \text{Driftsomkostninger}_t + \text{Merdriftsomkostninger}_t + \text{Fleksibilitetsomkostninger}_t \end{aligned}$$

hvor *Totale driftsomkostninger* er de samlede driftsomkostninger, og *t* er et reguleringsår.

6.1.3 Totalomkostninger

Totalomkostningerne består af elnetselskabernes samlede omkostninger og forrentning, som i analysen opgøres som summen af elnetselskabernes afskrivninger, driftsomkostninger og forrentning. Totalomkostningerne kan udtrykkes ved følgende formel:

$$\text{Totalomkostninger}_t = \text{Totale driftsomkostninger}_t + \text{Totale kapitalomkostninger}_t$$

Fremskrivningen af totalomkostningerne i perioden 2024-2040 er baseret på de nødvendige omkostninger for hvert af de tre samtidighedsscenarier, herunder de samlede afskrivninger, aktivbaser og driftsomkostninger.

6.2 Beregning af indtægtsrammen

Indtægtsrammen beregnes for perioden 2024-2040 og tager udgangspunkt i reglerne for fastsættelse af indtægtsrammen, der er udmøntet i bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder nr. 1009 af 27. juni 2022 (indtægtsrammebekendtgørelsen). Beregningen af indtægtsrammen baseres på de senest tilgængelige reguleringsregnskaber for reguleringsårene 2018-2021 og elementer af de fremskrevne totalomkostninger, der er beskrevet i kapitel 4 og 6.1. Indtægtsrammen udgør det højeste beløb, som elnetselskaberne kan opkræve i indtægter i et givent år.

Indtægtsrammen beregnes som summen af en omkostningsramme og en forrentningsramme, hvorfra der fradrages effektiviseringskrav. I indtægtsrammebekendtgørelsen er der en række regler for løbende justering af rammerne, herunder kompensation for nettab, fradrag for utilstrækkelig leveringkvalitet, ansøgningsbaserede justeringer mv. Effekterne herfra er ikke medtaget i nærværende analyse.

Der beregnes en årlig samlet indtægtsramme for hele branchen. Indtægtsrammen er beregnet ved at summere rammeinput og består i et givent år derfor af summen af nedenstående elementer:

- + Omkostningsramme (OR)
- + Forrentningsramme (FR)
- Akkumulerede effektiviseringskrav (Akk.krav)

Indtægtsrammen i et givent år kan udtrykkes ved nedenstående formel:

$$IR_t = OR_t + FR_t - \text{Akk.krav}_t$$

hvor IR er indtægtsrammen, og t er reguleringsåret.

Hvis totalomkostningerne er større end indtægtsrammerne, opstår der et tab. Forskellen svarer til det nødvendige tillæg, der skal til, for at elnetselskaberne kan dække de nødvendige omkostninger til at vedligeholde, reinvestere i, forstærke og udbygge elnettet under indtægtsrammen.

Beregningen af indtægtsrammen er holdt simpel for isoleret at kunne vurdere effekten af et indikatorbaseret tillæg. Der er derfor kun taget højde for de dele af indtægtsrammen, som justeres med det indikatorbaserede tillæg.

Der er i reguleringen indlagt en mekanisme, der medfører, at elnetselskaberne udtages til kontrol af ineffektivitet, hvis de faktiske omkostninger i en reguleringsperiode stiger med over 5% af de fastsatte omkostningsrammer. Der er i analysen ikke taget højde for denne effekt i forbindelse med beregning af netvirksomhedernes indtægtsrammer. I forbindelse med beregningen af indtægtsrammen er der endvidere heller ikke taget højde for reguleringens gældende ansøgningsmuligheder om forhøjelse af indtægtsrammen i reguleringsåret.

6.2.1 Inflation

Omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag justeres for inflation i form af reguleringens pristalsudvikling, der baserer sig på et sammenvejet indeks med 50% lønandel (ILON12¹⁸) og 50% materialeandel (PRIS11 indtil udgangen af 2018 og et skaleret PRIS1115 fra 2019¹⁹, der matcher niveauet for PRIS11). Ved beregningen af det sammenvejede indeks til justering for inflation, tages der udgangspunkt i de årlige gennemsnit af månedlige og kvartalsvise observationer for hhv. prisindekset og lønindekset. Basisværdien for beregning af indekset er fastsat til 100 i 2012, i overensstemmelse med beregningen i Forsyningstilsynets indtægtsrammemodel. Indekset for inflation kan udtrykkes ved nedenstående formel:

$$Inflation_t = 100 * \left(\frac{LI_t}{LI_{2012}} + \frac{PI_t}{PI_{2012}} \right) * 0,5$$

hvor *Inflation* er inflationsindekset, *LI* er det årlige gennemsnit af lønindekset, *PI* er det årlige gennemsnit af prisindekset, og *t* er reguleringsåret. Beregningen i overensstemmelse med ovenstående formel, foretages til og med de seneste observationer for 2022. Efter de seneste observationer for 2022 foretages en fremskrivning af indekset. Fra 2024 og frem antages det i udgangspunktet at inflationen er 2%. Der er også udarbejdet følsomhedsanalyser, hvor det antages at inflationen er 0% eller 4% fra 2024. I 2023 antages inflation midtvejs mellem det høje 2022-niveau og niveauet forudsat for 2024.

6.2.2 Automatiske indikatorer

Elnetselskabernes omkostningsramme og det samlede forrentningsgrundlag justeres i dag for ændret aktivitetsniveau ved at justere for den årlige ændring i antallet af elmålere og stationer, som udgør de eksisterende indikatorer i reguleringen i dag. Justeringen for de eksisterende indikatorer beregnes, så den procentvise årlige ændring i indikatorerne hver især medfører den halve procentvise ændring af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag i reguleringsåret. Ved justeringen for elmålere, medregnes fald i antallet ikke. Derudover justeres der ikke for elmålere og stationer, som er omfattet af en ansøgningsbaseret forhøjelse på baggrund af nye eller ændrede forsyningsområder, større nye elforbrugere eller produktionsenheder.

Beregningen af indtægtsrammen med den nye automatiske indikator, er i nærværende analyse beregnet på baggrund af de samme principper, som de eksisterende indikatorer. Det betyder, at en ændring i den leverede mængde kWh i lavspændingsnettet på en procent, medfører en justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på 0,7%. Ligesom for elmålere, justeres der ikke for fald i den leverede mængde kWh i lavspændingsnettet.

Indikatorjusteringerne kan simpelt udtrykkes ved nedenstående formel:

$$AI_t^n = x * \left(\frac{I_t^n}{I_{t-1}^n} - 1 \right)$$

hvor *AI* er det automatiske indikatortillæg som udgør den procent, som skal lægges til omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget, *x* er indikatorvægtningen, *I* er den observerede automatiske indikator, *n* er typen af indikator (elmålere, stationer, kWh), og *t* er reguleringsåret.

¹⁸ Danmarks Statistiks lønindeks for virksomheder og organisationer for ansatte i industrien.

¹⁹ Danmarks Statistiks prisindeks for indenlandsk vareforsyning.

6.2.3 Ansøgningsbaserede indtægtsrammetillæg

Der er i reguleringen indlagt en række muligheder for, at indtægtsrammerne kan justeres med tillæg for meromkostninger, som elnetselskaberne vælger at ansøge om forhøjelse af indtægtsrammen for. De ansøgningsbaserede tillæg er selskabsspecifikke og afhænger af, om beløbet, tillægget skal dække, overstiger et fastlagt væsentlighedskriterie. De ansøgningsbaserede tillæg giver, ligesom de indikatorbaserede tillæg, mulighed for, at et projekt kan finansieres indenfor reguleringsperioden og før genberegningen af indtægtsrammen ved overgangen til en ny reguleringsperiode. Elnetselskaberne er ikke forpligtet til at ansøge om disse tillæg, og hvis der ikke ansøges om tillæggene, indgår omkostningerne i rammerne, når de genberegnes til den efterfølgende reguleringsperiode. Det er relevant at overveje, om der kan være overlap mellem de eksisterende ansøgningsbaserede tillæg og et nyt indikatorbaseret elektrificeringstillæg.

I beregningen af totalomkostningerne indgår de omkostninger, som kan give anledning til indtægtsrammeforhøjelser pba. de eksisterende ansøgningsmuligheder og som samtidig genererer en stigning i elforbruget. Det vil sige omkostninger som følge af nye forsyningsområder eller nye større kunder. Omkostninger, som kan give anledning til indtægtsrammeforhøjelser pba. de eksisterende ansøgningsmuligheder, men som ikke relaterer sig til udviklingen af elforbruget, indgår ikke i totalomkostningerne. Det vil sige omkostninger som følge af nye opgaver, krav eller andre store infrastrukturprojekter. Da sidstnævnte omkostningstyper ikke har sammenhæng med udviklingen i elforbruget, vil de ansøgningsbaserede tillæg herfor ikke have overlap med et nyt indikatortillæg.

Det potentielle overlap mellem indikatortillægget og de ansøgningsbaserede forhøjelser som følge af nye forsyningsområder og nye større kunder behandles i afsnit 8.4.1

Der er i forbindelse med beregningen af indtægtsrammen ikke taget højde for de eksisterende ansøgningsmuligheder i forhold til, at elnetselskaberne kan opnå forhøjelse af indtægtsrammen på forkant af genberegningen af indtægtsrammen i forbindelse med overgangen til en ny reguleringsperiode.

7 Regulatoriske indikatormodeller

Som bemærket i afsnit 1.3.4 er den nuværende incitamentsbaserede regulering af elnetselskaberne grundlæggende god, men der er behov for tilpasninger, for at den understøtter det stigende elforbrug fra eldistributionsnettet. Det fremadrettede stigende omkostningsniveau kan understøttes ved at tilpasse reguleringen med en ny automatisk indikator og et nyt ansøgningsbaseret indtægtsrammetillæg i overensstemmelse med Elsemeraftalen.

I afsnit 7.1 defineres de centrale egenskaber for en ny indikator, som Green Power Denmark har lagt vægt på. I afsnit 7.2 og 7.3 belyses nye mulige automatiske indikatorer, som kan understøtte rettidige nødvendige investeringer i eldistributionsnettet. Afslutningsvis beskriver afsnit 7.4 samspillet mellem den nye indikator og de eksisterende indikatorer.

7.1 Centrale egenskaber for en ny indikator

I den gældende regulering justeres indtægtsrammerne automatisk med inflation og to indikatorer – antal elmålere og stationer. I den forbindelse er elmålere en proxy for antal nye tilslutninger, og stationer er en proxy for installeret effekt. Det er *udviklingen* i de eksisterende indikatorer, som er afgørende for indtægtsrammejusteringerne. En stigning i én af indikatorerne på 1%, giver en stigning i indtægtsrammen på 0,5%. Hensigten med de eksisterende indikatorer er, at reguleringen understøtter en finansiering af investeringer og øvrige omkostninger foranlediget af forbrugernes mindre lokale omrokeringer og den almindelige vækst *inden elektrificering*. I forbindelse med udvælgelsen af de eksisterende indikatorer, foretog Implement Consulting Group en analyse for Energistyrelsen om automatiske indikatorer²⁰. Analysen tog udgangspunkt i et historisk datagrundlag, hvor elforbruget var faldende, hvilket medførte et utilstrækkeligt datagrundlag i forhold til at vurdere omkostninger som følge af øget elektrificering. Indikatorerne er således ikke målrettet de omkostninger, der følger af en øget elektrificering.

En hensigtsmæssig ny automatisk indikator bør være medvirkende til, at indtægtsrammerne tilpasses på en robust og administrerbar måde, så mindre og geografisk spredte stigninger i elforbruget, der giver anledning til investeringer i eller øvrige omkostninger for eldistributionsnettet, kan finansieres indenfor de regulatoriske rammer. Indikatoren bør være robust over for forskellige udfald af en uforudsigelig fremtid.

Indikatoren skal baseres på en målbar enhed, hvori udviklingen ifølge Elsemeraftalen i væsentlig grad påvirker meromkostningerne ved den øgede elektrificering foranlediget af homogene kundegrupper. Green Power Denmark har i forbindelse med analysen haft følgende egenskaber for en indikator som rettesnor:

- Indikatoren skal være relateret til eksogene faktorer
- Indikatoren skal være teknologineutral
- Indikatoren skal være korreleret til årsagen for meromkostninger
- Indikatorjusteringen skal understøtte, at elnetselskaberne kan dække deres omkostninger ved en effektiv drift, herunder et markedsmæssigt risikojusteret afkast
- Indikatoren skal være kendt på forhånd
- Indikatoren skal være observerbar, enkel og let at implementere i reguleringen.

Målet har været at finde en automatisk indikator, der er så retvisende som muligt i forhold til udviklingen i elnetselskabernes omkostninger, og som i tilstrækkelig grad opfylder ovenstående egenskaber.

²⁰ Implement Consulting Group 2015, "Automatiske indikatorer, Slutrapport, Energistyrelsen".

For at løse opgaven med en ny automatisk indikator i Elsemesteraftalen, skal den nye automatiske indikator som minimum være et indikativt mål for den øgede belastning af eldistributionsnettet i forbindelse med elektrificering af homogene kundegrupper, fx elbiler og varmepumper. En god automatisk indikator har tæt sammenhæng med elnetselskabernes meromkostninger til at håndtere effektbehovet fra en sådan kunde-gruppe.

I henhold til Elsemesteraftalen analyseres den nye automatiske indikator med udgangspunkt i elnetselskabernes samlede omkostninger, herunder strukturelt stigende investeringsomkostninger (fx reinvesteringer). Der kan dog være strukturelt stigende investeringsomkostninger, som ikke er identificeret, eller som vil gøre sig gældende i fremtiden, fx som følge af endnu ikke opdagede teknologier.

7.2 Indikator baseret på leverede mængder el i lavspændingsnettet

Når elforbrugerne køber elbiler og individuelle varmepumper, vil en stor del af det resulterende elforbrug ske i lavspændingsnettet. Den nye automatiske indikatorjustering af indtægtsrammen kan derfor baseres på den årlige udvikling i den leverede mængde elektricitet til B-lav og C-kunder.

Fordelen ved en indikator baseret på leverede mængder elektricitet er, at hele elektrificeringen fra homogene kunder bliver fanget. Der er derfor større sikkerhed for, at indikatoren er retvisende i forhold til den samlede elektrificering, end hvis man tager udgangspunkt i en indikator, som kun er korreleret med dele af elektrificeringen. Desuden er indikatoren i vidt omfang eksogen, da elnetselskaberne ikke kan påvirke den leverede mængde elektricitet. Elnetselskaberne kan dog i en vis udstrækning påvirke tilslutningspunktet for kunderne, hvilket kan påvirke de leverede mængders fordeling i forhold til spændingsniveau.

Indikatoren er endvidere let at administrere og implementere, da elnetselskaberne i den gældende regulering allerede skal indberette den leverede mængde elektricitet i forbindelse med aflæggelse af reguleringsregnskabet. Dette vil kunne udvides til, at indberetningen også omfatter den leverede mængde elektricitet på lavspændingsniveau. Hertil er indikatoren teknologineutral og opgøres med høj datakvalitet. Desuden er en indikator baseret på leverede mængder elektricitet en velafprøvet automatisk indikator i den tidligere regulering af de danske elnetselskaber og i forhold til øvrig europæisk elnetregulering.

Der er dog risiko for, at indikatoren ikke i tilstrækkelig grad kan sikre en rimelig indtægtsrammejustering som følge af det nødvendige kapacitetsbehov til elbiler og varmepumper. Det vil være tilfældet, hvis elforbruget bliver lavere end forudsat i forhold til investeringerne. Det kan fx skyldes, at elnetselskaberne har været nødt til at investere på forkant, mens elforbrugerne sænker deres konventionelle elforbrug som følge af fx fraflytning eller udflytning af industri. Dette kan der til en vis grad tages højde for ved at benytte lokale stigninger i elforbruget (fx en indikator baseret på leveret mængde elektricitet, der er opgjort pr. postnummer).

7.3 Indikator baseret på elbiler og varmepumper

Et indikatorbaseret tillæg, der er baseret på udviklingen i antallet af enten elbiler, varmepumper eller både elbiler og varmepumper, hvor der er koblet en estimeret leveret mængde elektricitet pr. enhed, vil potentielt kunne fungere som indikatorer for ændret aktivitetsniveau som følge af elektrificering. Denne metode vil fx følge udviklingen i danskernes udskiftning af benzinbiler med grønne biler og gasfyr med individuelle varmepumper. Merforbruget vil med denne metode kunne opgøres som et standardiseret elforbrug pr. ny individuel varmepumpe og elbil.

En fordel ved at basere indikatoren på antallet af elbiler og varmepumper er, at et fald i det konventionelle elforbrug som følge af fx fraflytning eller udflytning af industri, der ikke nødvendigvis sker de helt samme steder, som der elektrificeres, ikke påvirker indikatoren negativt.

Omvendt forholder en indikator baseret på elbiler og individuelle varmepumper sig ikke til den generelle elektrificering, og den er ikke teknologineutral. Metoden forholder sig kun til den del af elektrificeringen, der vedrører elbiler og varmepumper, og vil derfor ikke fange belastningen fra øvrige homogene kundegrupper. Desuden er metoden svær at administrere, da de tilgængelige registre for elbiler og varmepumper delvist er baseret på forbrugernes egne registreringer og ikke nødvendigvis opdateret i tilstrækkelig grad.

Desuden kan der være usikkerhed om den estimerede leverede mængde elektricitet pr. elbil og individuel varmepumpe, som kan skævvride kompensationen. Dertil er elbiler i sagens natur mobile, og en registrering af bilen er ikke tilstrækkelig til at bestemme, hvor elbilen giver anledning til meromkostninger (fx på privatadresse, arbejdsplads eller ladestation). Det vil desuden være svært at tage højde for, om elbiler og varmepumper anvendes i spidsbelastningsperioderne, hvilket medfører at indikatorerne i mindre grad kan være korrelerede med eldistributionsnettets omkostninger.

7.4 Samspil mellem en ny og eksisterende indikatorer

Green Power Denmark har i forbindelse med analysen overvejet sammenspillet mellem de eksisterende indikatorer og en ny automatisk indikator. De eksisterende indikatorer for elmålere og stationer er fastlagt på baggrund af en statistisk analyse af sammenhængen mellem forskellige indikatorer og elnetselskabernes historiske omkostninger foretaget af Implement Consulting Group. De tager derfor ikke nødvendigvis højde for fremtidige omkostninger fx forårsaget af elektrificering.

Begge nuværende indikatorer (elmålere og stationer) har været en god proxy for omkostninger i forbindelse med udvidelse af eldistributionsnettet som følge af lokale omrokeringer og den almindelige vækst inden elektrificering. Indikatoren baseret på elmålere fungerer som et mål for et elnetselskabs antal kunder og søger at justere indtægtsrammerne med meromkostninger foranlediget af, at nye kunder skal tilsluttes eldistributionsnettet. Samtidig er indikatoren baseret på stationer et mål for det generelt øgede (eller reducerede) kapacitetsbehov i eldistributionsnettet.

Indikatoren for stationer vil også være påvirket af øget elektrificering, og justeringen af indtægtsrammerne vil dermed også ske i takt med, at forbruget stiger, når flere forbrugere vælger elbiler og varmepumper. Det skyldes, at den automatiske indikator for stationer er en proxy for installeret effekt, og installeret effekt er en proxy for maksimalbelastningen i nettet i henhold til hovedstationer. Maksimalbelastningen kan anses for at være et udtryk for effekten i den mest belastede time. Selvom indikatoren baseret på stationer og en ny indikator baseret på leveret mængde elektricitet til en vis grad vil være korreleret, er indikatorerne ikke perfekt korreleret. Korrelationen kan håndteres ved fastsætte en vægtning af indikatorerne, der sikrer, at reguleringen understøtter det øgede elforbrug uden at overkompensere. Energistyrelsen drager i sin analyse også konklusionen om, at indikatoren for stationer i utilstrækkelig grad håndterer det ændrede forbrug for eksisterende forbrugere.

8 Indtægtsrammetilpasninger og anbefalinger

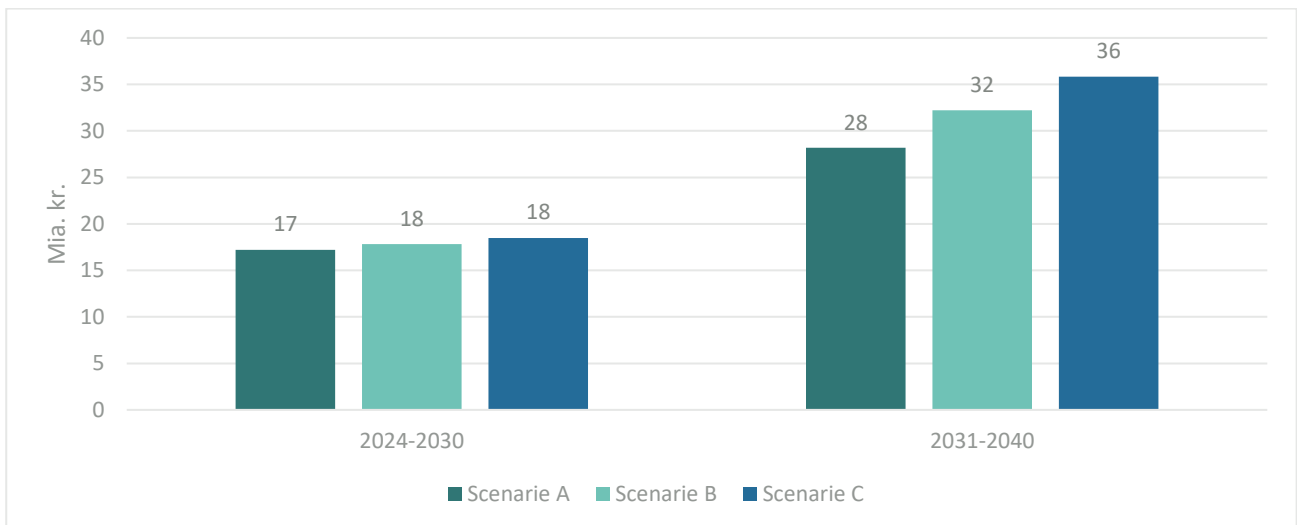
I dette kapitel præsenteres resultaterne af de estimerede driftsomkostninger, totalomkostninger og indtægtsrammer relateret til stigningen i elforbruget, og den nuværende økonomiske regulerings utilstrækkelighed i forhold til at understøtte det markant voksende investeringsbehov kvantificeres. Det sker ved at sammenholde elnetselskabernes indtægtsrammer med totalomkostningerne ved at servicere det samlede elforbrug i de tre samtidighedsscenarioer (uændret samtidighed, reduceret samtidighed og betragteligt reduceret samtidighed).

I afsnit 8.1, afsnit 8.2 og afsnit 8.3 gennemgås resultaterne for hhv. driftsomkostninger, totalomkostninger og indtægtsrammer. I afsnit 8.4 følger sammenhold af totalomkostninger og indtægtsrammer og på baggrund heraf Green Power Danmarks anbefalinger til konkrete tilpasninger af reguleringen.

8.1 Driftsomkostninger (forbrug)

De estimerede akkumulerede driftsomkostninger eksklusiv nettabsomkostninger fremgår af Figur 19. For de tre samtidighedsscenarioer, estimeres de akkumulerede driftsomkostninger i perioden 2024-2030 til mellem 17 og 18 mia. kr. og mellem 28 og 36 mia. kr. i perioden 2030-2040. Størstedelen af driftsomkostningerne falder efter 2030, da størstedelen af investeringerne ligger i denne periode. Antagelser vedrørende forbrugsfleksibilitet for scenarie B og C medfører, at driftsomkostningerne stiger yderligere i perioden 2031-2040, hvor det meste af fleksibiliteten indføres (se afsnit 3.5.2 og 3.5.3 vedrørende antagelser om indfasning af fleksibilitet).

Figur 19. Akkumulerede driftsomkostninger (forbrug) ekskl. nettabsomkostninger i de tre scenarier (2021-priser)

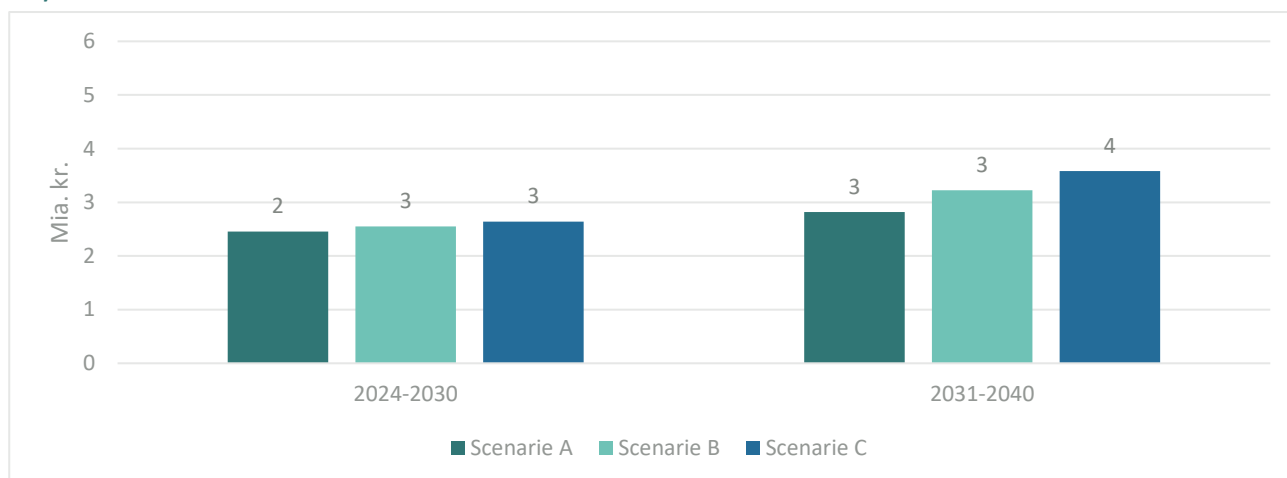


Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser driftsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

De gennemsnitlige årlige driftsomkostninger i perioden 2024-2040 er illustreret i Figur 20 og estimeres årligt at ligge omkring 2-4 mia. kr. over perioden.

Figur 20. Gennemsnitlige årlige driftsomkostninger (forbrug) ekskl. nettabsomkostninger i de tre scenarier (2021-priser)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser driftsomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

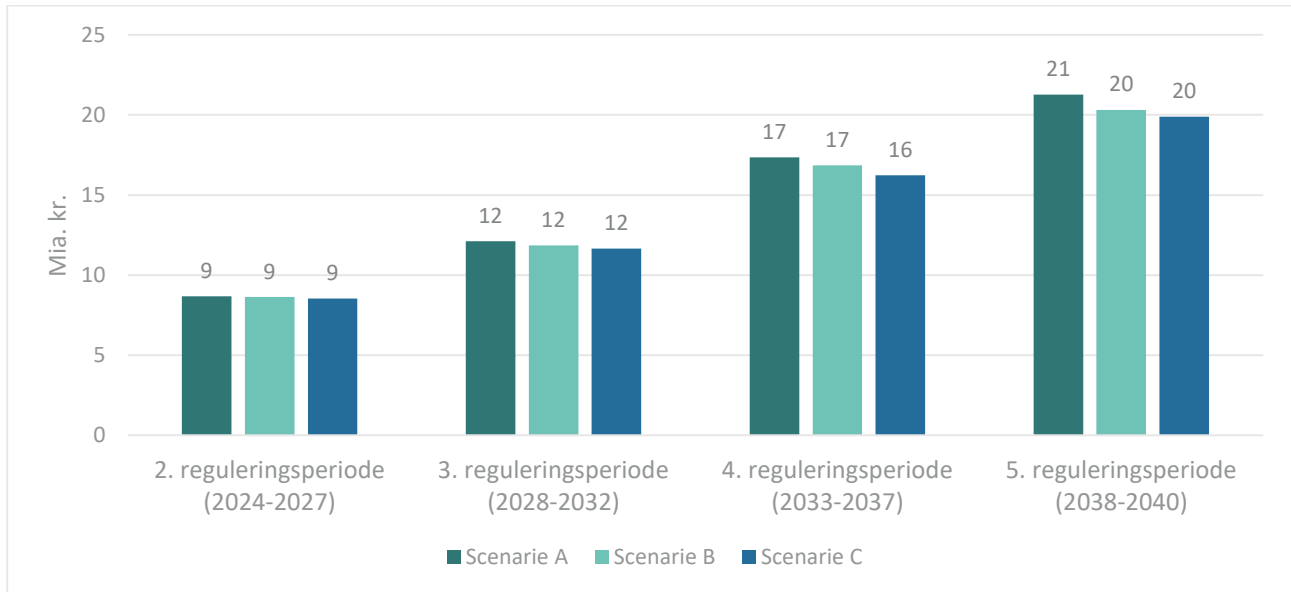
Beregningerne viser, at driftsomkostningerne vil stige over den analyserede periode fra 2024-2040. Fremtiden er dog behæftet med en række usikkerheder og uforudsigelige elementer, der betyder, at det er umuligt at give et præcist bud på, hvor meget driftsomkostningerne vil stige. Udviklingen i driftsomkostninger afhænger bl.a. af eldistributionsnettets størrelse, og er stærkt påvirket af øgede krav fra lovgivning og myndigheder. Potentialt for anvendelse af fleksibilitetsydelse, der reducerer samtidigheden i elforbruget, udgør også en usikkerhedsfaktor. Samlet er resultatet af driftsomkostningerne et rimeligt bud på udviklingen, til trods for, at der er stor usikkerhed forbundet hermed.

8.2 Totalomkostninger (forbrug)

Totalomkostningerne er beregnet i løbende priser og opgjort pr. reguleringsperiode, hvor 2. og 5. reguleringsperioder dog ikke er i deres fulde længde grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040.

De gennemsnitlige årlige totalomkostninger i scenarie A, B og C er estimeret under antagelse om faktisk observeret (høj) inflation til og med 2022, 2% inflation fra 2024 og frem og en inflation i 2023 derimellem. Resultaterne fremgår af Figur 21 nedenfor. I (de sidste 4 år af) 2. reguleringsperiode estimeres de årlige totalomkostninger i alle tre scenarier til 9 mia. kr., i 3. reguleringsperiode til 12 mia. kr., i 4. reguleringsperiode til 16-17 mia. kr. og i (de første 3 år af) 5. reguleringsperiode til 20-21 mia. kr. De gennemsnitlige årlige totalomkostninger er højest i scenarie A med antagelse om uændret samtidighed og lavest i scenarie C, hvor forbrugsfleksibilitet har reduceret samtidigheden i elforbruget betragteligt.

Figur 21. Gns. årlige totalomkostninger (forbrug) i de 3 scenarier (løbende priser, 2% inflation fra 2024)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser totalomkostninger i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorizont fra 2024 til 2040.

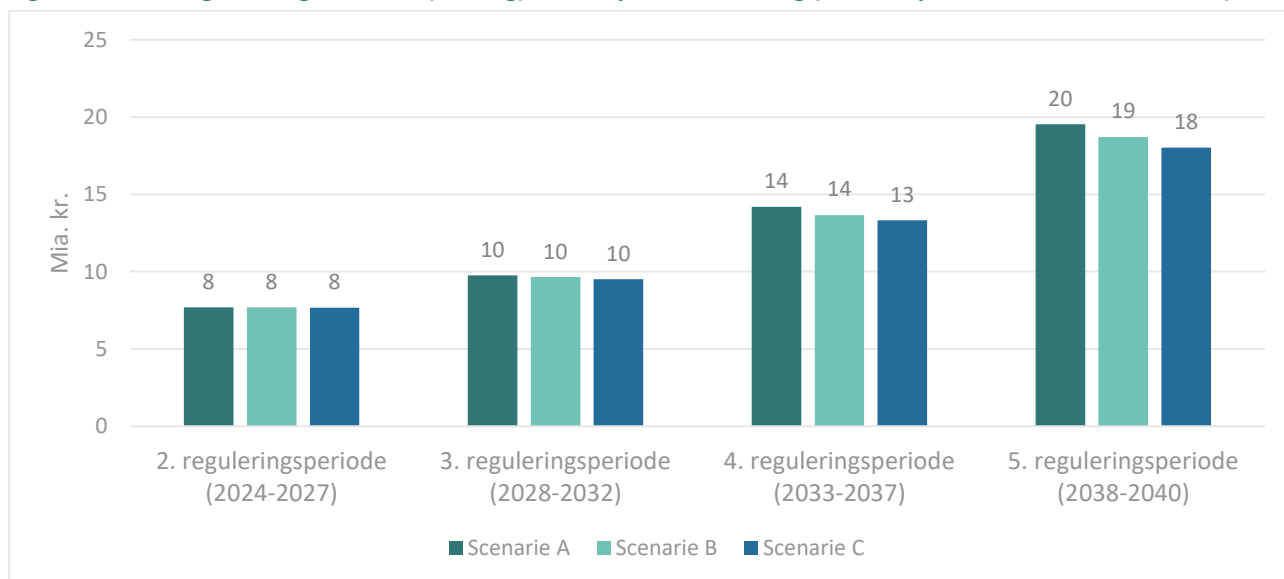
Antagelse om en inflation på 2% fra 2024 og frem vurderes at være realistisk, men inflationsantagelserne har væsentlig betydning for udviklingen i forholdet mellem totalomkostningerne og indtægtsrammerne. For at vurdere resultaterne af en ny automatisk indikatormodel er der i afsnit 8.4.1.1, anvendt antagelser om en årlig inflationsrate på hhv. 0%, 2% og 4% for totalomkostninger og indtægtsrammer fra 2024 og frem.

8.3 Indtægtsrammer (forbrug)

Indtægtsrammerne (uden elektrificeringstillæg) er ligeledes opgjort i løbende priser og pr. reguleringsperiode – igen med 2. og 5. periode kortere end deres fulde længde grundet analysens tidshorizont fra 2024 til 2040.

Under antagelse om 2% inflation fra 2024 og frem estimeres de gennemsnitlige årlige indtægtsrammer pr. reguleringsperiode til ca. 8 mia. kr. i alle tre scenarier i (de sidste 4 år af) 2. reguleringsperiode, ca. 10 mia. kr. i 3. reguleringsperiode, 13-14 mia. kr. i 4. reguleringsperiode og 18-20 mia. kr. i (de første 3 år af) 5. reguleringsperiode. Indtægtsrammerne estimeres lidt lavere jo mindre samtidig der antages i forbruget. Resultaterne er vist i Figur 22 nedenfor.

Figur 22. Gns. årlige indtægtsrammer (forbrug) ekskl. nyt indikatorstillæg (løbende priser, 2% inflation fra 2024)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

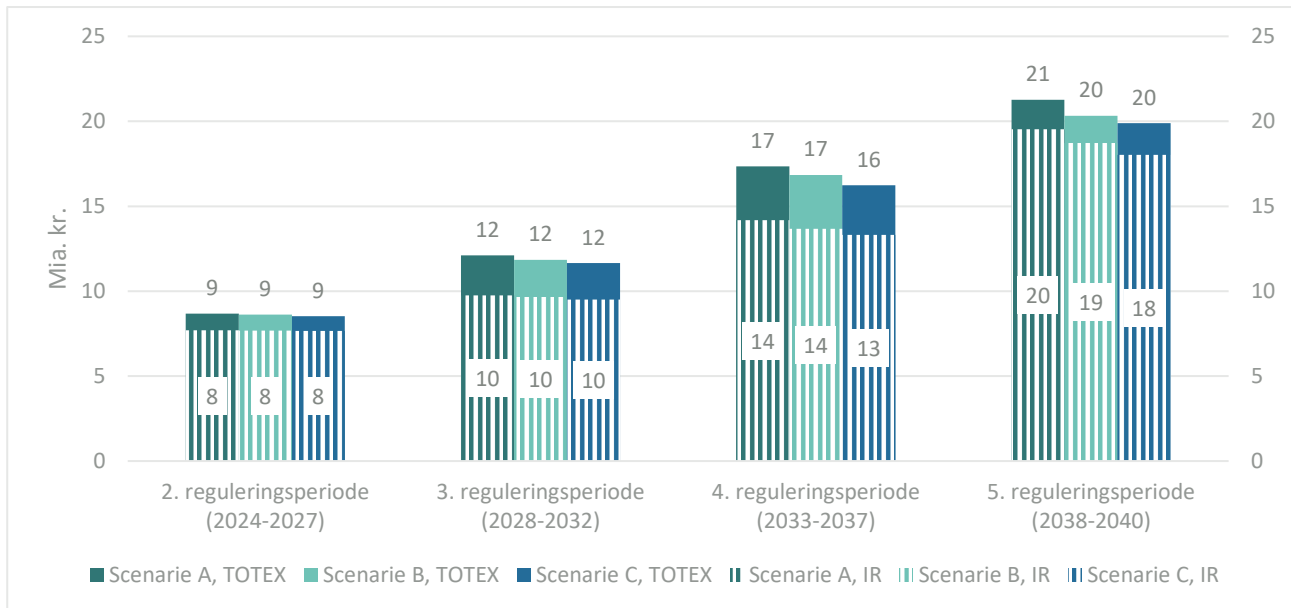
Anm.: Figuren viser indtægtsrammer som følge af den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. Indtægtsrammerne er beregnet med de eksisterende automatiske indikatorer, hvor en ændring indikatorerne for elmålere og stationer på én procent i hver medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på en halv procent. Den nye indikator er ikke inkluderet i beregningen af indtægtsrammen. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040.

8.4 Anbefalinger til ny regulering (forbrug)

Det er afgørende, at en ny automatisk indikator i videst muligt omfang er robust i forhold til at kunne håndtere den uforudsigelighed, der er forbundet med fremtidens forbrug og forbrugsmønstre. De samlede resultater viser, at der kan være et markant spænd i udfaldsrummet for investeringsbehovet og øvrige omkostninger afhængigt af antagelser om samtidigheden af elforbruget. Det er i praksis ikke muligt præcist at forudsige udviklingen i elforbruget, forbrugsmønstre, elnetselskabernes investeringer m.m. Derfor skal den samlede fremadrettede reguleringsmodel sikre, at indtægtsrammerne er robuste overfor den betydelige uforudsigelighed, der er forbundet med elektrificeringen. Desuden skal det være muligt at implementere den fremadrettede justering af den økonomiske regulering hurtigt, så reguleringen ikke risikerer at blive en barriere for den grønne omstilling.

Resultaterne illustreret i Figur 23 for de estimerede totalomkostninger (se afsnit 8.2) sammenholdt med indtægtsrammerne beregnet efter nugældende regler (se afsnit 8.3) bekræfter, at den nuværende regulering ikke i tilstrækkelig grad tillader finansiering af elnettets omkostninger under grøn omstilling uden et elektrificeringstillæg.

Figur 23. Gns. årlige totalomkostninger og indtægtsrammer (forbrug) ekskl. nyt indikatorstillæg (løbende priser, 2% inflation)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser totalomkostninger og indtægtsrammer som følge af den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. Indtægtsrammerne er beregnet med de eksisterende automatiske indikatorer, hvor en ændring indikatorerne for elmålere og stationer på én procent i hver medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på en halv procent. Den nye indikator er ikke inkluderet i beregningen af indtægtsrammen. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040.

I underafsnit 8.4.1 præsenteres den anbefalede nye automatiske indikator og herunder dens samspil med de eksisterende indikatorer. I underafsnit 8.4.2 præsenteres de anbefalede kriterier for et ansøgningsbaseret tillæg. Den nye automatiske indikator og det ansøgningsbaserede tillæg skal implementeres mhp. at sikre, at elnettets omkostninger under grøn omstilling kan finansieres indenfor reguleringen. Det vil som vist i Figur 23 ovenfor ikke være muligt uden nye tillæg.

8.4.1 Anbefalet automatisk indikatormodel (udmøntning af Elsemesteraftalens pkt. 1.i)

Det anbefales, at den nye automatiske indikator til justering af elnetskabernes indtægtsrammer baseres på kWh-forbruget fra mindre elkunder (kWh-forbruget fra lavspændingstilsluttede kunder, C- og B-lav-kunder), så:

- En ændring i indikatoren for kWh-forbruget i lavspændingsnettet medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag. Den præcise vægtning af indikatoren bør hænge sammen med eventuelt øvrige ændringer af reguleringen og bør således analyseres nærmere, men analysen peger på, at den skal være i omegnen af 0,7.
- Et eventuelt fald i det lokale kWh-forbrug i lavspændingsnettet fra et år til det næste år ikke medfører en nedjustering af indtægtsrammen, idet fx fraflytning ikke vil reducere mængden af allerede opført elnet.

Den nye automatiske indikator skal i overensstemmelse med Elsemesteraftalen bidrage til, at elnettets meromkostninger til den ændrede belastning i elnettet som følge af relativt homogene kundegrupper dækkes. Indikatoren bør derfor implementeres ud over de eksisterende automatiske indikatorer, der er udformet til at dække de mindre lokale omkøring af forbrugere, der historisk har været, samt mindre byudvikling.

I henhold til Elsemesteraftalen skal strukturelt stigende omkostninger, fx som følge af øget digitalisering og voksende reinvesteringer, også håndteres af den økonomiske regulering. Green Power Denmark har indregnet nødvendige reinvesteringer og øgede digitaliseringsomkostninger i de totalomkostninger, der skal dækkes af den nye indikatorsammensætning.

Metoden for den anbefalede nye kWh-indikatorers justering af indtægtsrammerne følger de eksisterende automatiske indikatorers justering af indtægtsrammerne. En kWh-indikator er desuden en velafprøvet automatisk indikator i både national og øvrig europæisk elnetregulering.

Resultaterne indikerer, at den nye kWh-indikator skal vægtes, så én procent ændring i indikatoren medfører en ændring svarende til 0,7 procent i omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget, mens de eksisterende indikatorer vægtes som nuværende, hvor én procent ændring medfører en justering på 0,5 procent i omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget.

Vægtningen af indikatorer er følsom overfor antagelser om inflation, mulighederne for ansøgningsbaserede tillæg og eventuelt øvrige ændringer af reguleringen.

I overensstemmelse med Elsemesteraftalen skal den nye automatiske indikator evalueres inden udgangen af den femårige reguleringsperiode, der løber til og med 2027. Såfremt evalueringen foretages i første halvdel af 2027, vil der alene være tilgængelige data for 2024 og 2025. Det bør derfor overvejes, om evalueringen skal foregå i løbet af og inden udgangen af den femårige reguleringsperiode, der løber til og med 2032.

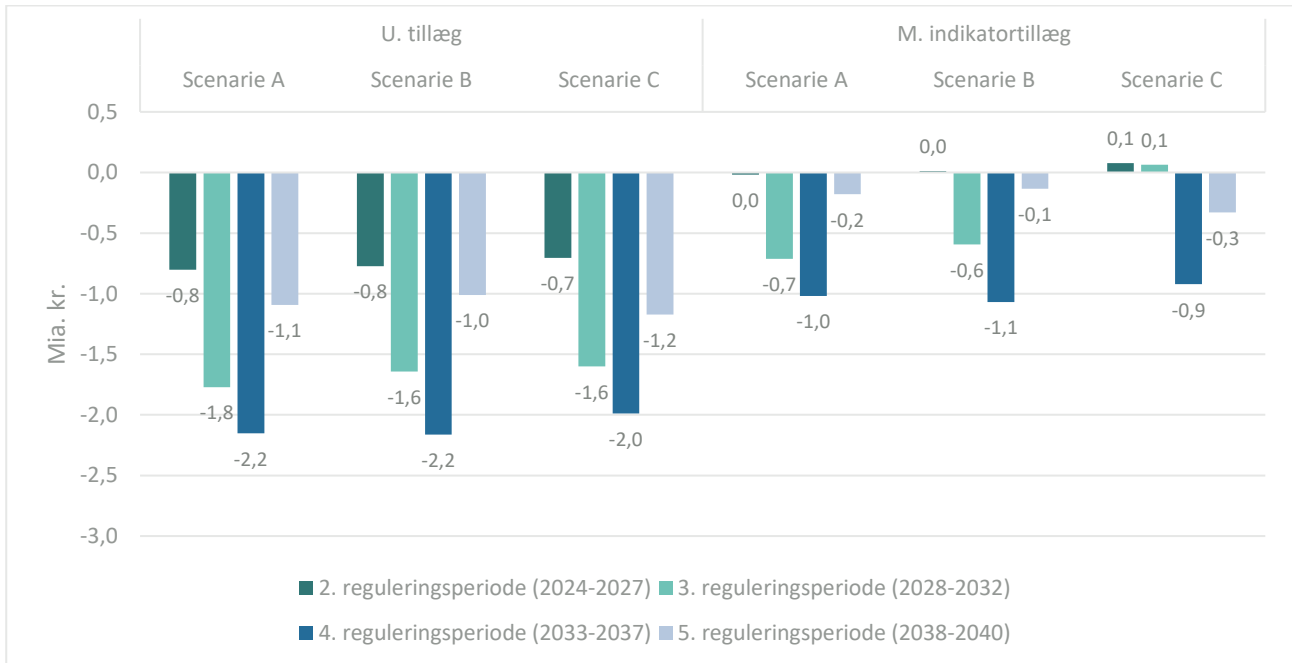
Der kan være situationer, hvor et elnetselskab har relativt mange (eller alene) kunder i form af underliggende net, hvor deres omkostninger i forbindelse med elektrificering ikke i tilstrækkelig grad dækkes af en lavspændingsindikator. De situationer skal undersøges og håndteres separat.

8.4.1.1 Beregningsresultater, der ligger til grund for anbefalingen af ny automatisk indikatormodel

Baseret på analysens resultater for investeringsbehovet, driftsomkostninger, de deraf følgende totalomkostninger og beregning af indtægtsrammerne, estimeres det i et scenarie med 2% inflation fra 2024 og frem og omregnet til 2021-priser, at elnetselskaberne uden en ny automatisk indikator vil opleve årlige gennemsnitlige udækkede omkostninger på mellem 0,7 og 2,2 mia. kr. afhængigt af reguleringsperiode og samtidigheds-scenarie. Samlet set estimeres de akkumulerede udækkede omkostninger i perioden 2024-2040 til at være i størrelsesordenen 24-26 mia. kr.

Med et tillæg baseret på den anbefalede nye kWh-indikator i kombination med de eksisterende indikatorer, vil indtægtsrammerne i langt højere grad kunne dække elnettets nødvendige omkostninger. I 2. og 3. reguleringsperiode estimeres det således, at elnetselskaberne højst vil opleve gennemsnitlige årlige udækkede omkostninger på op til 0,7 mia. kr. som illustreret i Figur 24. Akkumuleret over perioden 2024-2040 estimeres det, at elnetselskaberne i et scenarie med 2% inflation og den anbefalede kWh-indikator vil opleve udækkede omkostninger i størrelsesordenen 5-9 mia. kr. De beregnede udækkede omkostninger med en ny automatisk indikator udgør i samtidigheds-scenarie B ca. 5% af totalomkostningerne i perioden 2024-2040. Denne del antages dækket af de ansøgningsbaserede tillæg, som er relateret til en udvikling i elforbruget – det vil sige de eksisterende ansøgningsbaserede tillæg til nye forsyningsområder eller nye større kunder og det nye ansøgningsbaserede tillæg, jf. afsnit 6.2.3.

Figur 24. Gns. årlig forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer (forbrug, 2021-priser, 2% inflation fra 2024)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer som følge af den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. Indtægtsrammerne er beregnet med de eksisterende automatiske indikatorer, samt den nye indikator, hvor en ændring i den nye indikator baseret på leveret mængde kWh i lavspændingsnettet på én procent medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på 0,7 procent. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040. Den estimerede forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer m. indikator tillæg antages dækket af ansøgningsbaserede tillæg.

Konsekvenserne af den anbefalede indikatorsammensætning er beregnet på baggrund af hele forbruget i lavspændingsnettet, som hovedsagelig går til relativt homogene grupper af forbrugere hvis elektrificering skal håndteres af den nye automatiske indikator.

Green Power Danmarks anbefaling har i udgangspunktet været, at der ikke skulle fastsættes nye ansøgningsbaserede tillægsmuligheder men alene en ny, automatisk indikator, som skulle være dækkende for alle elnettets strukturelt stigende omkostninger. Elsemesteraftalen specificerer imidlertid, at der både skal indføres en ny, automatisk indikator og et ansøgningsbaseret tillæg, så dette har været udgangspunktet for denne analyse.

Det vurderes, at der er to måder, hvorpå sammenhængen mellem den automatiske indikator og det ansøgningsbaserede tillæg kan håndteres indenfor Elsemesteraftalen. Ved den første måde vægtes den nye indikator, så de beregnede indtægtsrammer ikke fuldt ud dækker de beregnede totalomkostninger. Forskellen er de omkostninger, der forventes at kunne dækkes af de (eksisterende og nye) ansøgningsbaserede tillæg, som har en sammenhæng med en udvikling i elforbruget. Ved den anden måde baseres den nye indikator på kWh leveret på alle spændingsniveauer, således at kWh relateret til investeringer, der er givet forhøjelse for efter den ny ansøgningsmulighed, kan modregnes indikatoren.

Set i forhold til den første metode tilfører den anden metode indtægtsrammeberegningerne en ekstra kompleksitet, idet der skal ske en modregning af kWh. Da en forbrugt kWh på lavspændingsniveau medfører betydeligt flere netomkostninger end en forbrugt kWh på de højere spændingsniveauer, vil metoden både

være mere kompleks og medføre mindre præcision i resultatet. I nærværende analyse er det derfor valgt at benytte den første metode.

Da indikatoren ikke skal dække omkostninger, der dækkes af hidtidige ansøgningsbaserede tillæg eller det nye ansøgningsbaserede tillæg, beregnes indtægtsrammen inkl. indikatortillæg i forhold til, at rammen ikke skal dække alle totalomkostninger. Det er vurderingen, at den del af analysens beregnede totalomkostninger, der skal dækkes af ansøgningsbaserede tillæg (som har en sammenhæng med udviklingen i elforbruget), udgør en begrænset andel. I nærværende analyse antages andelen at udgøre 5% af totalomkostningerne. Indikatoren vægtes derfor, så indtægtsrammen dækker ca. 95% af totalomkostningerne. Der kan dog være behov for at foretage en nærmere analyse af fordelingen af totalomkostninger.

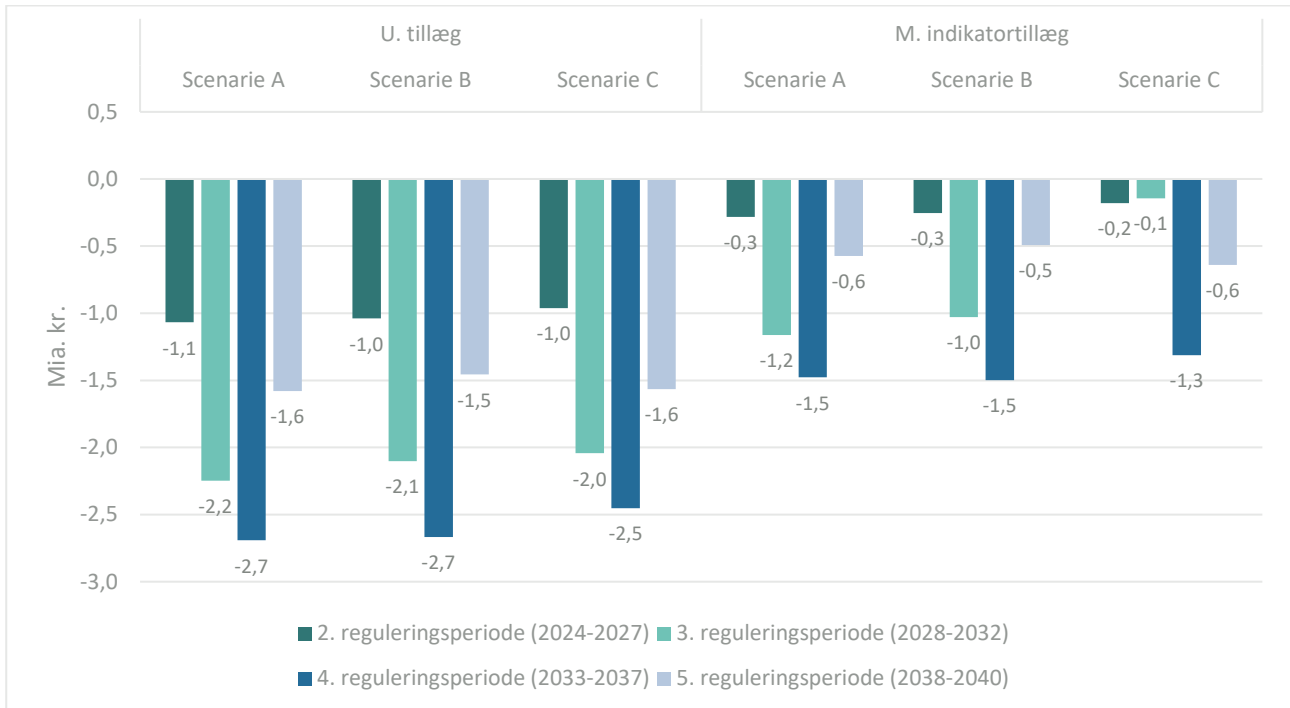
Konsekvenserne af en ny automatisk indikatormodel i de tre samtidighedsscenarier A, B og C er desuden estimeret i to andre inflationsscenarier. I alle inflationsscenarier antages inflationen til og med 2022 at være høj (baseret på faktisk observeret inflation). I de to supplerende inflationsscenarier antages hhv. 0% og 4% inflation fra 2024 og frem. I 2023 antages inflationen midtvejs mellem 2022- og 2024-inflationen.

Uden inflation estimeres de udækkede omkostninger uden en ny automatisk indikator højere, og med højere inflation estimeres de udækkede omkostninger uden en ny automatisk indikator lavere end med 2% inflation. Det skyldes, at aktivbaserne indeholder aktiver i tidligere års priser, og at afskrivninger og forrentningsgrundlaget heraf også fremskrives med inflationen ved beregning af indtægtsrammerne. Det kan betyde, at indtægtsrammens del beregnet på baggrund af inflationsfremskrevne afskrivninger og forrentningsgrundlag i tidligere års priser overstiger de faktiske omkostninger i en periode, hvor investeringer er på et relativt lavt niveau. Denne effekt forstørres, hvis der er høj inflation. Tillægget baseret på den anbefalede indikatorsammensætning vil derfor i ringere grad dække elnetskabernes omkostninger uden inflation, og i højere grad dække elnetskabernes omkostninger med højere inflation. I disse år vurderes det, investeringerne er på et relativt lavt niveau i forhold til det, der indgår i indtægtsrammen, samtidig med at inflationen er høj. Når investeringerne er større end det historiske, som er lagt til grund i indtægtsrammerne, vil det modsatte gøre sig gældende. Hvis investeringerne over en årrække samlet set altid er de samme, vil det gå lige op over tid. Da investeringerne i de kommende mange år vil være stigende, vil indtægtsrammerne frem mod 2040 og længere ikke dække de faktiske omkostninger uden tillæg.

Under antagelse om 0% inflation fra 2024 og frem og omregnet til 2021-priser estimeres de gennemsnitlige årlige udækkede omkostninger *uden elektrificeringstillæg* at ligge mellem 1,0 og 2,7 mia. kr. afhængig af reguleringsperiode og samtidighedsscenario som vist i Figur 25 nedenfor. Det akkumulerede udækkede omkostninger i hele perioden estimeres til mellem 31 og 34 mia. kr.

Med elektrificeringstillæg fra den nye automatiske indikator estimeres de gennemsnitlige årlige udækkede omkostninger til mellem 0,1 mia. kr. og 1,5 mia. kr. afhængigt af scenario og reguleringsperiode. De akkumulerede udækkede omkostninger over hele perioden 2024-2040 estimeres til mellem 10 og 16 mia. kr.

Figur 25. Gns. årlig forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer (forbrug, 2021-priser, 0% inflation fra 2024)



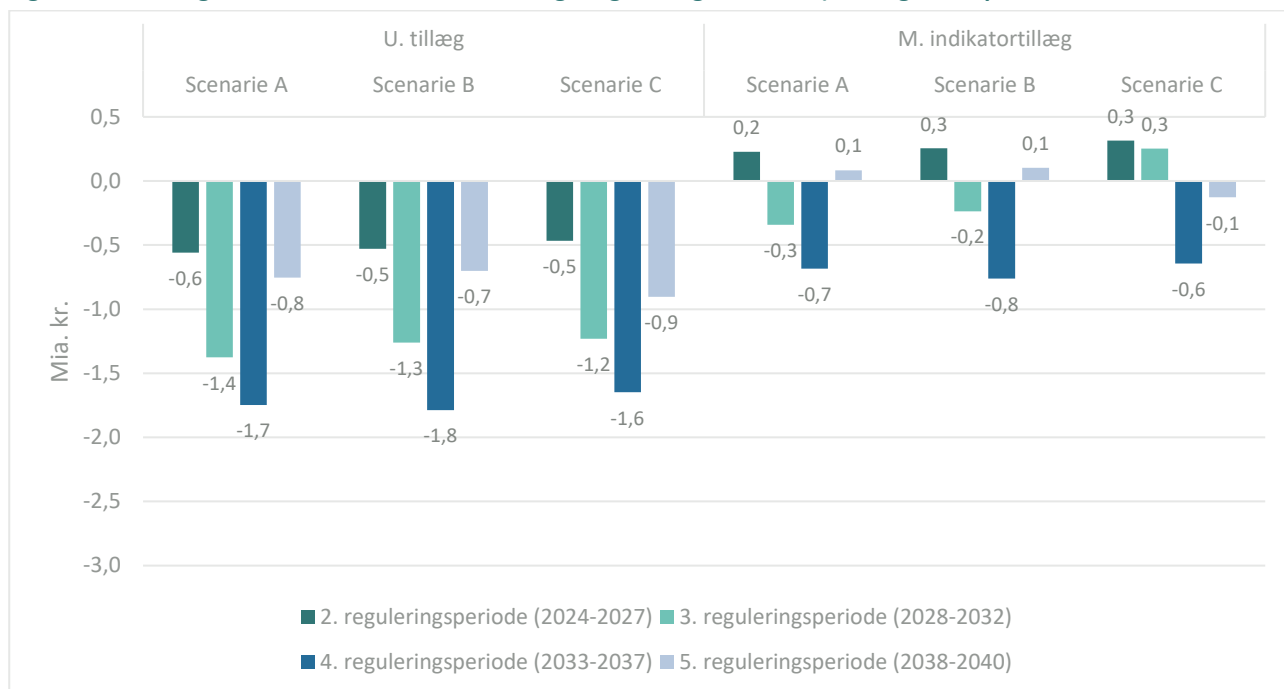
Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer som følge af den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. Indtægtsrammerne er beregnet med de eksisterende automatiske indikatorer, samt den nye indikator, hvor en ændring i den nye indikator baseret på leveret mængde kWh i lavspændingsnettet på én procent medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på 0,7 procent. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040. Den estimerede forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer m. indikatorstillæg antages dækket af ansøgningsbaserede tillæg.

Med højere inflation vil den manko, som skal dækkes af den nye automatiske indikator, være mindre. Under antagelse om 4% inflation fra 2024 og frem estimeres de gennemsnitlige årlige udækkede omkostninger *uden elektrificeringstillæg* til mellem 0,5 og 1,8 mia. kr. afhængig af reguleringsperiode og samtidighedsscenario som vist i Figur 26 nedenfor. Akkumuleret over hele perioden estimeres de udækkede omkostninger til 19-20 mia. kr.

Med elektrificeringstillæg fra den nye automatiske indikator estimeres den gennemsnitlige årlige forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer til at være mellem et overskud på op til 0,3 mia. kr. og et underskud på op til 0,8 mia. kr. Akkumuleret estimeres udækkede omkostninger på mellem 1 og 4 mia. kr.

Figur 26. Gns. årlig forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer (forbrug, 2021-priser, 4% inflation fra 2024)



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer som følge af den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion. Indtægtsrammerne er beregnet med de eksisterende automatiske indikatorer, samt den nye indikator, hvor en ændring i den nye indikator baseret på leveret mængde kWh i lavspændingsnettet på én procent medfører en procentvis justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag på 0,7 procent. 2. og 5. reguleringsperiode er forkortet grundet analysens tidshorisont fra 2024 til 2040. Den estimerede forskel mellem totalomkostninger og indtægtsrammer m. indikator tillæg antages dækket af ansøgningsbaserede tillæg.

I de ovenstående resultater i Figur 24, Figur 25 og Figur 26, hvor indtægtsrammerne inkluderer et nyt indikatorbaseret tillæg, er den nye indikator beregnet, så en ændring på én procent i indikatoren for leveret mængde kWh i lavspændingsnettet medfører 0,7 procent justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag. De eksisterende indikatorer vægtes som nuværende, hvor en ændring på én procent i hver indikator for stationer og elmålere særskilt medfører en halv procent justering af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag. Resultaterne indikerer, at hvis indtægtsrammerne skal kunne dække elnetskabernes totalomkostninger, skal den nye indikator have en betydelig vægtning, som ligger omkring 70% samtidig med at de eksisterende indikatorer og deres vægtning bibeholdes. En vægtning omkring 70% for den nye indikator vil give udækkede omkostninger på ca. 5% i perioden 2024-2040, som skal dækkes af ansøgningsbaserede tillæg.

Vægtningen af indikatorer er som illustreret ved beregningerne ovenfor særligt følsom over for antagelser om fremadrettet inflation. Derudover er indikatoren følsom overfor det nye ansøgningsbaserede tillæg og den forudsatte sammenhæng mellem de eksisterende indikatorer og omkostningerne. Den præcise vægtning af indikatoren bør desuden hænge sammen med eventuelt øvrige ændringer af reguleringen. Der er derfor behov for at udarbejde en grundig analyse af, hvordan indikatorvægtningen påvirkes af disse antagelser forud for fastlæggelse af en endelig indikatorvægtning.

8.4.2 Anbefalede kriterier for ansøgningsbaseret justering

Det nye ansøgningsbaserede tillæg skal dække den del af elektrificeringen, som ikke dækkes af tillægget fra den nye automatiske indikator. Green Power Danmarks anbefaling har i udgangspunktet været, at der ikke skulle fastsættes nye ansøgningsbaserede tillægsmuligheder, men alene en ny, automatisk indikator, som skulle være dækkende for alle elnettets strukturelt stigende omkostninger.

Elsemesteraftalen specificerer imidlertid, at der både skal indføres en ny, automatisk indikator og et ansøgningsbaseret tillæg, så dette har været udgangspunktet for denne analyse.

Det anbefales, at det nye ansøgningsbaserede tillæg til dækning af elnettets meromkostninger i forbindelse med elektrificering ved større forbrugere konkret dækker meromkostninger ved a) større eksisterende kunders øgede leveringsomfang, samt b) it- og cybersikkerhed. Det anbefales, at tillægget har følgende egenskaber:

- Teknologineutralitet ift. kundernes konkrete forbrugsanlæg.
- Løsningsneutralitet, så tillægget ikke diskriminerer i forhold til, om elnetselskaberne løser konkrete netforstærkninger og -udvidelser ved investeringer og/eller tiltag, der øger driftsomkostningerne.
- Administrerbarhed, herunder at Forsyningstilsynet skal offentliggøre påkrævet dokumentation og forhøjelsesmodel inden ikrafttrædelse.
- Hastighed, herunder at tillægget skal afgøres og udmøntes rettidigt og sikre, at elnetselskaberne opnår kompensation i takt med omkostningerne.

Det nye ansøgningsbaserede tillæg skal i overensstemmelse med Elsemesteraftalen bidrage til at dække meromkostninger i elnettet i forbindelse med elektrificering af større og mere uens forbrugere såsom store varmekværke og industrivirksomheder. De nugældende bestemmelser gør det muligt at ansøge om dækning af meromkostninger ved bl.a. konkrete nye (større) forbrugere eller nye forsyningsområder. Det anbefalede nye ansøgningsbaserede tillæg angår meromkostninger i forbindelse med eksisterende kunders elektrificering samt it- og cybersikkerhed og bør derfor implementeres ud over de gældende ansøgningsmuligheder.

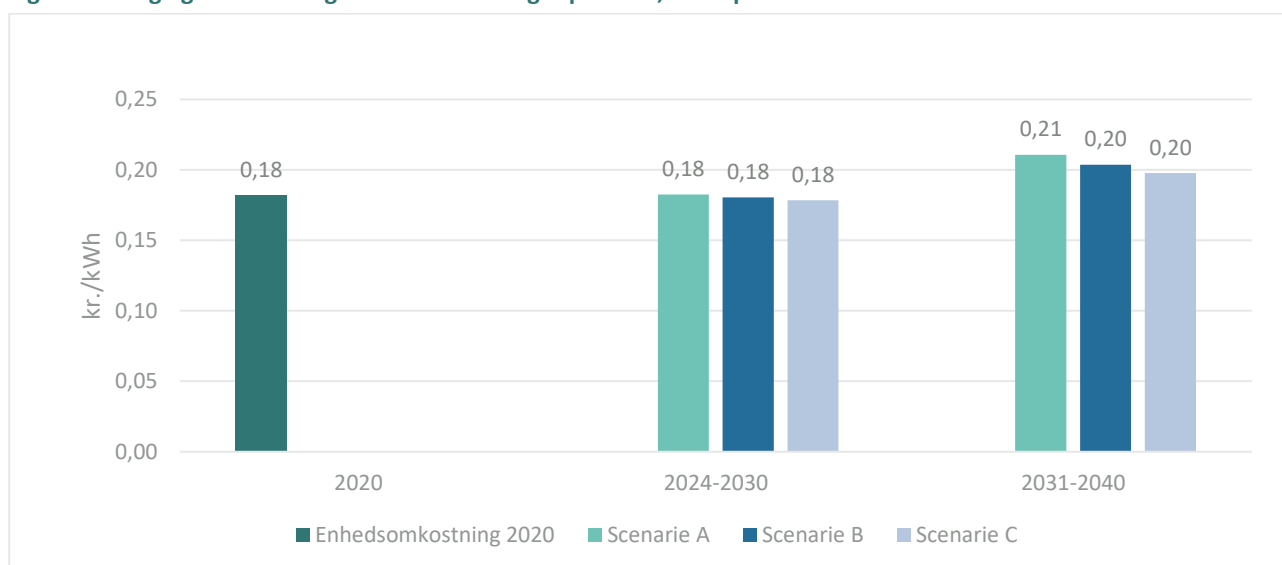
9 Udvikling af omkostninger pr. kWh (forbrug)

For at vurdere priseffekten af de fremadrettede investeringer i elnettet og de øvrige omkostninger, der skal til for, at elnettet kan understøtte den grønne omstilling, analyseres effekten på forbrugernes tariffer. Effekten analyseres ved at se på de gennemsnitlige enhedsomkostninger, der opgøres som elnetskabernes samlede totalomkostninger i forhold til den samlede leverede mængde elektricitet (kr./kWh).

Enhedsomkostningerne vil være afhængige af udviklingshastigheden i den leverede mængde i forhold til udviklingshastigheden i elnetskabernes omkostninger og dermed indtægtsrammer.

I Figur 27 nedenfor ses, at de årlige gennemsnitlige enhedsomkostninger i perioden 2024-2030 i scenarie A, B og C bliver omkring 0,18 kr./kWh. I perioden 2031-2040 udgør de gennemsnitlige enhedsomkostninger hhv. 0,21 kr./kWh, 0,20 kr./kWh og 0,20kr./kWh.

Figur 27. Årlige gennemsnitlige totalomkostninger pr. kWh, 2021-priser



Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.

Anm.: Figuren viser totalomkostninger pr. kWh i eldistributionsnettet til at understøtte den forventede udvikling i elforbrug. Resultaterne inkluderer ikke omkostninger til at understøtte mere decentral VE-produktion.

Det bemærkes, at enhedsomkostninger er en gennemsnitlig betaling pr. kWh forbrugt i eldistributionsnettet, og at den således ikke direkte kan sammenlignes med tariffer, som beregnes mere differentieret i forhold til hvilket spændingsniveau, kunderne er tilsluttet.

På trods af, at investeringsniveauet skal stige markant, viser analysen altså, at det er muligt at holde forbrugernes gennemsnitlige pris pr. transporteret kWh i ro frem til 2030, fordi der skal transporteres markant mere el i fremtiden. I perioden 2031-2040 indikerer analysen en mindre stigning i den gennemsnitlige pris pr. transporteret kWh. Jo længere vi kigger ud i fremtiden, jo større usikkerhed er analysens resultater dog behæftet med. En fordel ved en indikator med ophæng i leverede mængder kWh er netop, at en stigning i indtægtsrammen i udgangspunktet modsvares af en større mængde leverede kWh, som rammen fordeles ud på. Da udviklingen i enhedsomkostningerne er begrænset, lever den anbefalede model således op til Else-mesteraftalens målsætning om at understøtte den grønne omstilling med fortsat rimelige priser for elforbrugere.

Bilag 1 Liste over komponenter inddelt efter benchmarking kategorier

Benchmarking kategorier	Kort komponentliste	Tarifikundekategorier
30-60 kV kabel, tryksat olie-kabel		
30-60 kV kabel, andre		
30-60 kV kabel, sø		
30-60 kV slukkespole	30-60 kV kabler	
30-60 kV luftledning		
30-60 kV kondensatorbatteri	30-60 kV luftledninger	A-høj
30-60 kV åbent felt med effektafbryder		
30-60 kV åbent felt med adskillere uden effektafbryder	30-60 kV station, 30-60 kV felter	
30-60 kV gasisoleret felt med effektafbryder		
30-60 kV transformere < 20 MVA		
30-60 kV transformere ≥ 20 MVA	30-60 kV transformere	
30-60 kV shuntreaktor	30-60 kV shuntreaktor 30-60 kV stationer, 10-20 kV felter	
10-20 kV felt med effektafbryder		A-lav
10-20 kV landkabel, APB		
10-20 kV landkabel, PEX		
10-20 kV kabel, sø		
10-20 kV luftledning		
10-20 kV slukkespole	10-20 kV kabler	B-høj
10-20/0,4 kV netstation, konventionel uden transformer		
10-20/0,4 kV netstation, konventionel med transformereffekt < 500 kVA		
10-20/0,4 kV netstation, konventionel med transformereffekt 500-2000 kVA		
10-20/0,4 kV netstation, konventionel med transformereffekt > 2000 kVA		
10-20/0,4 kV netstation, automatiseret uden transformer		
10-20/0,4 kV netstation, automatiseret med transformereffekt < 500 kVA		
10-20/0,4 kV netstation, automatiseret med transformereffekt 500-2000 kVA		
10-20/0,4 kV netstation, automatiseret med transformereffekt > 2000 kVA	10-20/0,4 kV netstationer	B-lav
0,4 kV kabel		
0,4 kV luftledning	0,4 kV kabler	
0,4 kV kabelskabe	0,4 kV kabelskabe	C
Elmålere – fjernaflæsning		
Elmålere - ikke fjernaflæsning	Elmålere	Elmålere

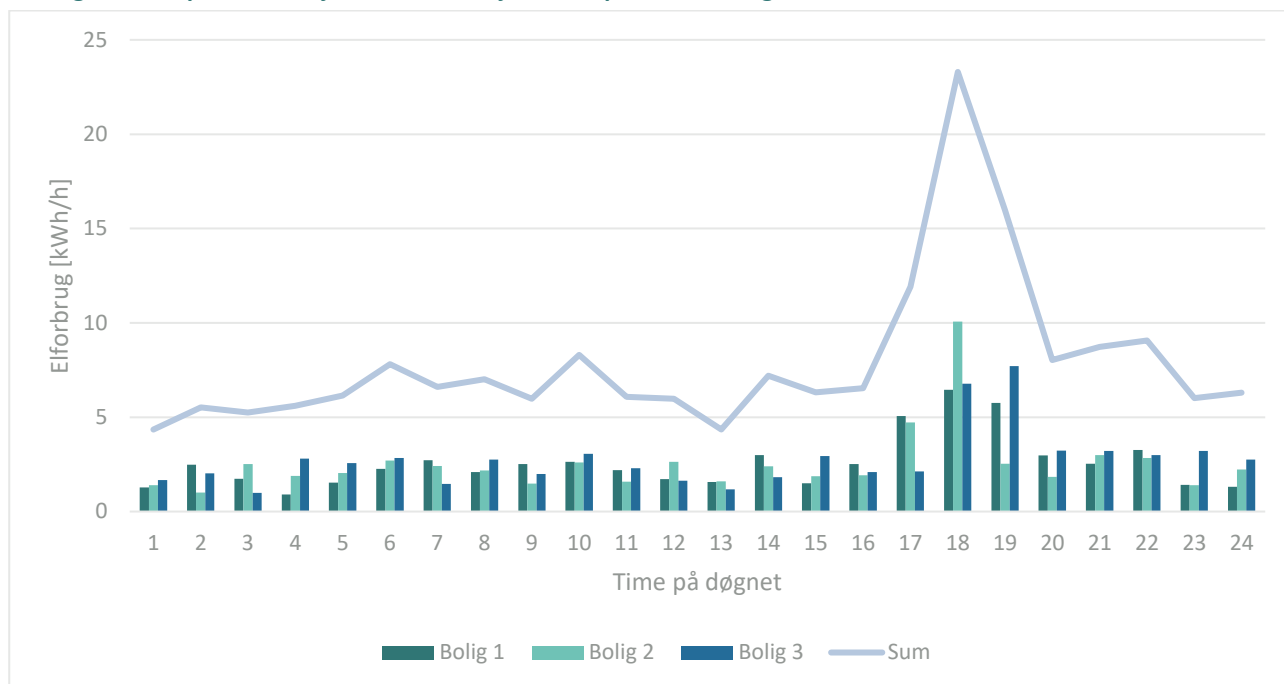
Bilag 2 Samtidig af elforbrug

Samtidig af elforbrug fortæller, i hvor høj grad elkunderne bruger el på samme tidspunkt i løbet af døgnet. Hvis alle bruger el på samme tidspunkt af døgnet, er der en høj samtidig af elforbrug. Hvis elforbruget er spredt mere jævnt ud over døgnet, så er der en lav samtidig af elforbrug.

Samtidig kan lettest forklares ved at illustrere det visuelt, så derfor gives i det følgende et eksempel, hvor der tages udgangspunkt i tre boliger med varmepumpe og elbil.

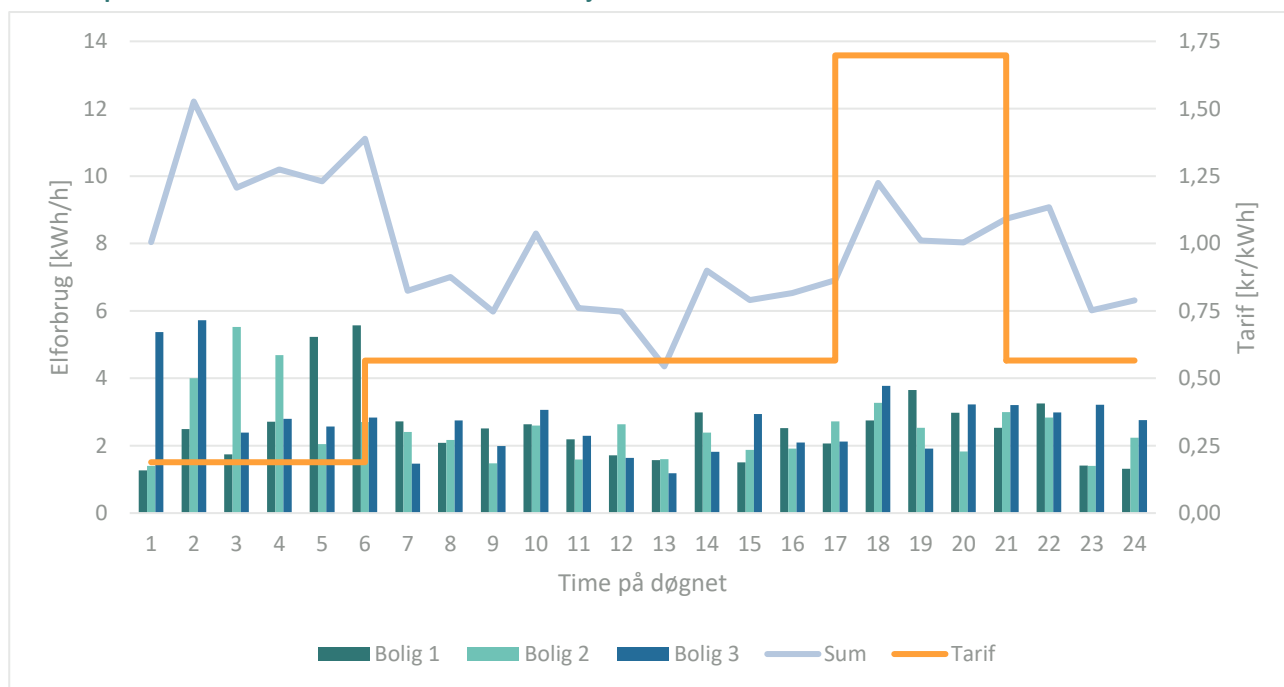
Hvis det antages, at elforbrugerne ikke er fleksible og elbilen sættes til at oplade når ejeren kommer hjem, så kan en typisk vinterdag se ud som vist på Figur 28. Fordi de tre boligejere ikke alle forlader hjemmet og kommer hjem på det samme tidspunkt, så vil elforbruget for de tre boliger være forskelligt. Det vil dog følge det samme mønster, og madlavning og opladning af elbil vil derfor ske om aftenen mellem 16 og 19 for alle tre boliger. I disse tre timer vil der derfor være en relativt høj samtidig af elforbrug, som det ses på det samlede elforbrug for de tre boliger.

Figur 28. Illustrativt eksempel på elforbruget fra tre boliger med varmepumpe og elbil, når elforbruget ikke er fleksibelt og elbilen oplades når ejeren kommer hjem sidst på eftermiddagen.



Antages det i stedet at de tre boligejere på baggrund af den tidsdifferentierede tarif flytter noget af deres elforbrug (navnlig opladningen af elbilen) væk fra spidsbelastningsperioden omkring hjemkomst og madlavning, så kan en typisk vinterdag se ud som vist på Figur 29. Fordi de tre boligejere har flyttet opladning af elbilen væk fra spidsbelastningsperioden og begrænset ladeeffekten, så der lades over længere tid, vil det samlede elforbrug i den mest belastede time være markant lavere end hvis de lader elbilen lige så snart de kommer hjem. Samtidig af elforbruget er dermed blevet reduceret. Da spidsbelastningen er lavere end når elforbruget i højere grad falder samtidigt, skal elnettet ikke have en lige så høj kapacitet, og investeringsbehovet vil derfor være lavere.

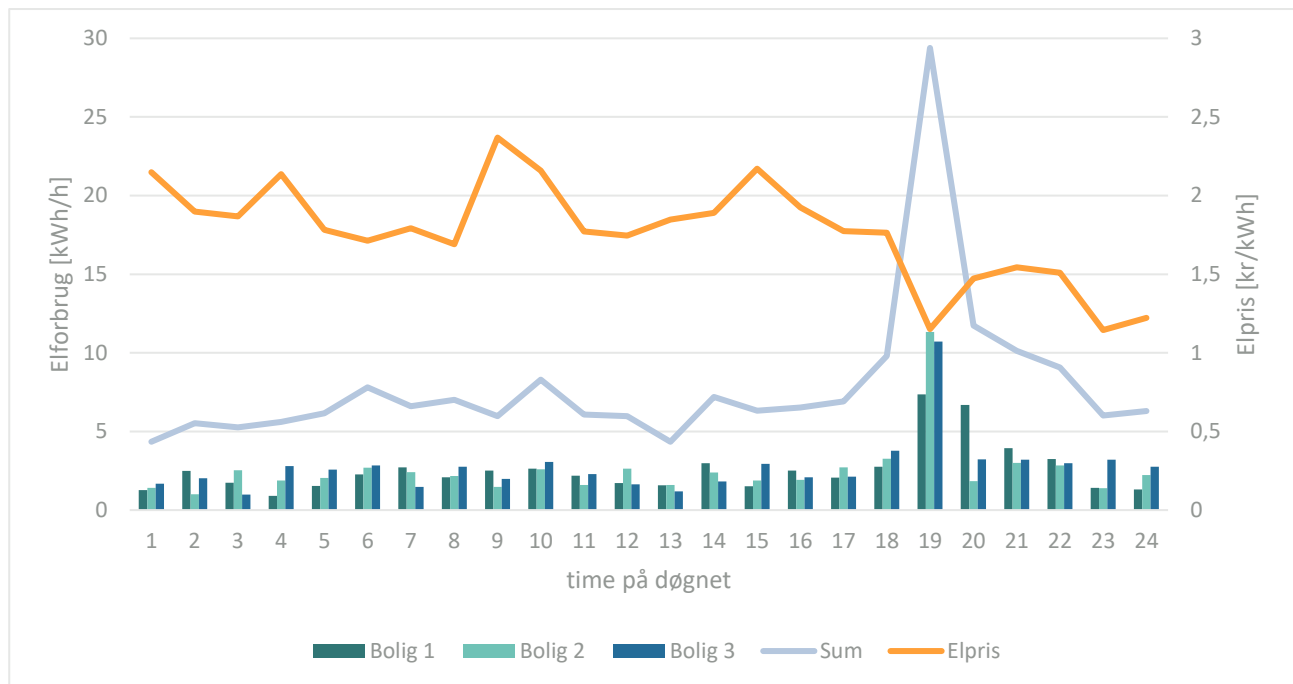
Figur 29. Illustrativt eksempel på elforbrug fra tre boliger med varmepumpe og elbil, når elforbruget er fleksibelt og elbilen oplades uden for de timer hvor tariffen er højest.



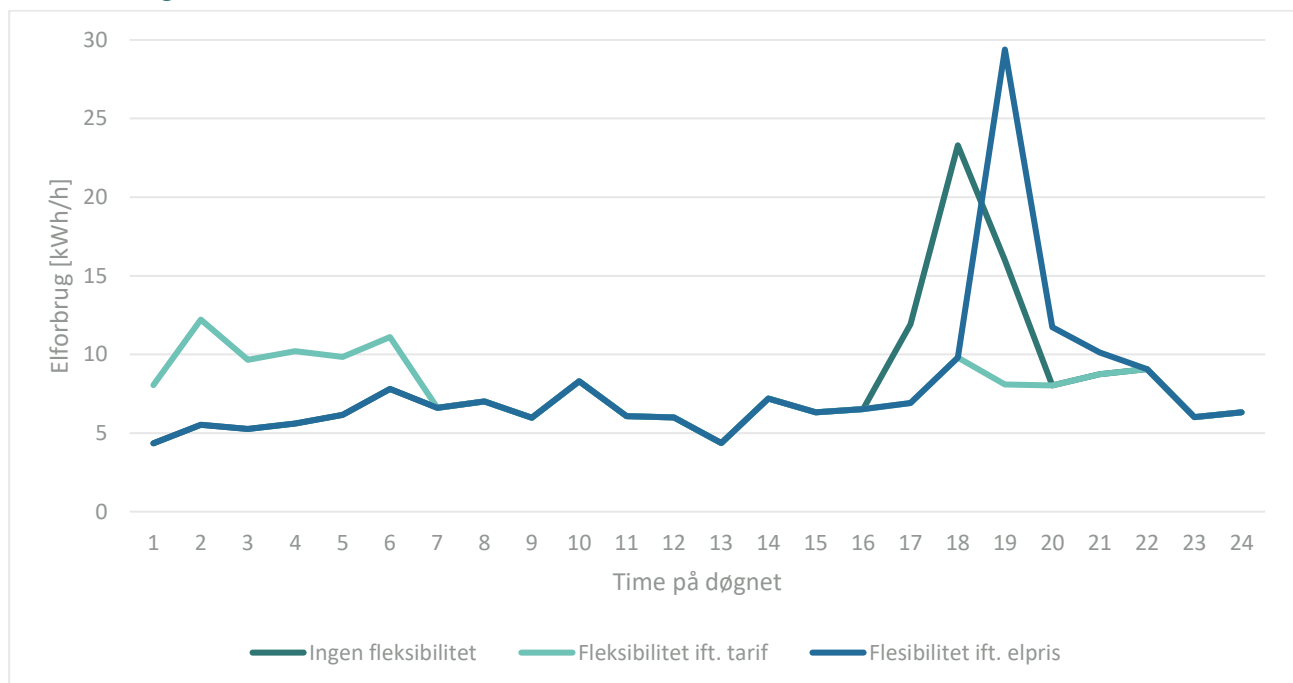
Antages det i stedet at de tre boligejere flytter opladningen af deres elbil på baggrund af elprisen, så kan en typisk vinterdag se ud som vist på Figur 30. Fordi elprisen, i dette eksempel, er lavest om aftenen, så vil alle tre boligejere sætte deres elbil til at oplade på samme tid. Det resulterer i en meget høj samtidighed af elforbruget i de timer hvor elprisen er lav, med tilsvarende høj belastning af elnettet. Den betydeligt højere belastning ift. et i højere grad sammenfaldende elforbrug, betyder at elnettet skal have en højere kapacitet, og investeringsbehovet vil derfor være højere.

På Figur 31 sammenlignes de tre brugsmønstre der fremkommer ved de forskellige antagelser om forbrugsfleksibilitet, og det ses tydeligt at det samtidige elforbrug er højest der hvor alle tre boligejere oplader elbilen på samme tidspunkt fordi elprisen er lav. Modsat er det samtidige elforbrug lavest når de tre boligejere oplader elbilen på tidspunkter hvor elnettet ikke i forvejen er højt belastet af andet forbrug – særligt hvis de også reducerer ladeeffekten, så elbilen lader over længere tid.

Figur 30. Illustrativt eksempel på elforbrug fra tre boliger med varmepumpe og elbil, når elforbruget er fleksibelt og elbilen oplades når elprisen er lavest.



Figur 31. Sammenligning af det samlede elforbrug fra tre boliger med varmepumper og elbil, ved forskellige antagelser om forbrugsfleksibilitet.



I praksis varierer samtidigigheden af elforbruget baseret på typen af elforbrug og antallet af kunder. På en villavej eller i et lejlighedskompleks vil elforbrug være relativt sammenfaldende, fordi kunderne har et relativt ens forbrugsmønster hen over døgnet og året.

Ses der på de høje spændingsniveauer, som forsyner et større område, der indeholder både husstande, erhverv og industri, så vil elforbruget have en lavere samtidigighed end i de lokale lavspændingsnet. Det skyldes at husstande, erhverv og industri bruger elnettet på forskellige tidspunkter af døgnet. De forskellige forbrugsmønstre for de forskellige typer af elforbrug hænger tæt sammen med hvor befolkningen befinder sig på de forskellige tidspunkter på døgnet. De fleste er på arbejde i dagtimerne, og derfor er elforbruget i husstande lavt i denne periode, mens elforbruget i erhverv er højt. Modsat forholder det sig i aftentimerne, hvor de fleste er hjemme. De to typer af elforbrug er altså ikke sammenfaldende, og ses der på summen af de to typer af elforbrug, så er det samlede forbrug relativt jævnt fordelt hen over døgnet, med lav samtidigighed til følge.

Det vil være en kombination af energimængder og samtidigighed af mængderne, som afgør investeringsbehovet i de enkelte net.

Bilag 3 Volumenforudsætninger

Tabel 9. Volumenforudsætninger for elforbrug for AF21+.

Elforbrug AF21+ (TWh)	2021	2025	2030	2035	2040
Samlet elforbrug	35,7	48,0	71,9	85,7	98,8
Elforbrug i transmissionsnet	1,9	8,9	24,1	29,6	35,2
Elforbrug i distributionsnet	33,7	39,1	47,8	56,0	63,5
Fjernvarme	1,6	2,4	2,9	3,3	3,4
Store varmepumper	0,4	1,0	1,2	1,6	1,7
Elkedler	1,1	1,4	1,6	1,7	1,8
Erhverv og industri	20,9	22,4	24,7	26,4	28,1
Landbrug	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8
Biogas opgraderingsanlæg	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
Industri	7,9	8,3	8,6	9,0	9,5
Byggeri og anlæg	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Offentlig service	2,3	2,2	2,3	2,3	2,5
Privat service	7,7	8,1	8,5	8,9	9,3
Erhvervets elforbrug (VP)*	0,8	1,5	2,9	3,6	4,1
Transport	0,4	2,1	6,3	11,4	16,2
Personbiler og varebiler	0,3	1,7	4,8	9,5	13,8
Busser og lastbiler, indenrigs	0,0	0,3	1,4	1,8	2,2
Søtransport, indenrigs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Husholdninger	10,9	12,2	13,9	15,0	15,9
Traditionelt forbrug inkl. el-paneler	9,6	10,4	11,0	11,1	11,2
Individuelle varmepumper	1,3	1,8	2,9	3,9	4,7

Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21.



Tabel 10. Volumenforudsætninger for elproduktion fra landbaseret sol og vind for AF21+.

Elproduktion AF21+ (TWh)	2021	2025	2030	2035	2040
Landbaseret sol og vind	12,8	24,8	50,0	54,3	55,4
Sol	1,6	10,2	27,0	30,5	33,7
Distribution	1,1	5,1	13,0	14,9	16,7
Transmission	0,5	5,1	14,0	15,6	16,9
Landvind	11,2	14,6	23,0	23,7	21,7
Distribution	11,2	14,6	23,0	23,7	21,7
Transmission	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Kilde: Green Power Denmark pba. Energistyrelsens AF21 og klimaaftalen af 2022.



Green Power Denmark
+45 35 30 04 00
info@greenpowerdenmark.dk

-  [@GreenPowerDK](#)
-  [Green Power Denmark](#)
-  [greenpowerdenmark](#)

© Green Power Denmark 2023

