

Er elnettet klar til elbilerne?

Analyse af effekt- og investeringsbehov i eldistributionsnettet



 **DANSK
ENERGI**

	side
1	Indledning..... 5
2	Resultater og anbefalinger 7
2.1	Nyt effektbehov fra opladning 8
2.2	Investeringsbehovet vokser..... 9
2.3	Den økonomiske regulering skal følge med 10
2.4	Fleksibilitet i opladning skal aktiveres 11
2.5	Yderligere understøttende tiltag 11
3	Analyseresultater fordrer politisk handling..... 12
4	Centrale forudsætninger for analysen 15
4.1	Elbilers udrulningshastighed frem mod 2050 15
4.2	Udbredelse af ladestandere og ladeeffekt 16
4.3	Ladeprofiler 18
4.4	Opladning i byområder 21
5	Effektbehovet fra elbiler i eldistributionsnettet..... 23
5.1	Udviklingen i effektbehov i villaområder 23
5.2	Udviklingen i effektbehov i byområder 25
5.3	Løbende fornyelse giver øget kapacitet, men ikke nok..... 28
6	Elnetselskabers værktøjskasse til at imødekomme nyt effektbehov 30
7	Fremtidigt investeringsbehov i eldistributionsnettet..... 32
7.1	Fra effektbehov til nødvendige investeringer 32
7.2	Estimeret investeringsbehov i elnettet 36
7.3	Investeringsrisici og fleksibilitet 41
7.4	Nettariffen kan holdes i ro trods massive investeringer 42
8	Reguleringen er et redskab til at opnå målet 43
8.1	Nuværende regulering medfører finansieringsunderskud..... 43
8.2	Redskabet er et fremadrettet element i regulering 46
9	Effektiv integration af ladeinfrastruktur..... 51
9.1	Fjernstyring, fleksibilitet og afbrydelighed 51
9.2	Balance i faserne..... 52
9.3	Registrering af elbiler og ladestandere, samt nyttiggørelse af data 52
9.4	Yderligere understøttende initiativer til at sikre fleksibel opladning 53
10	Politisk strategi med konkrete initiativer er vejen frem..... 55
11	Referenceliste..... 57

1 Introduktion

Transportsektorens bidrag til den grønne omstilling er sat i fokus med klimaudspillet ”*Sammen om en grønnere fremtid*”¹. Her har VLAK-regeringen sat et mål om, at ”den sidste nye traditionelle benzin- og diesel-personbil er indregistreret i 2030, og at der fra 2035 heller ikke sælges nye plug-in-hybridbiler.” VLAK-regeringen har sat en målsætning om 1 million lav-emissions personbiler i 2030 og nul-emission fra personbiler i 2050.

Andre nationer, særligt Norge, har allerede igangsat en massiv satsning på elektrificering af biltransporten, og derudover har en række store bilproducenter udmeldt klare mål for omstillingen af deres produktlinje til elbiler. Fx har Volkswagen-gruppen sat et mål om at sende 70 elbilmodeller på markedet og producere 22 millioner elbiler de kommende 10 år.

Den retning, som både politikere og bilproducenter har sat, peger altså klart på, at fremtidens personbiler vil være elektriske. Det kan naturligvis ikke afvises, at der på et tidspunkt sker et teknologisk gennembrud, som i større omfang bringer andre grønne brændsler i spil. Men frem mod både 2030 og 2050 synes elbiler at være den mest sandsynlige bilteknologi. Flere bilproducenter deler denne vurdering.

En grøn omstilling af personbiltransporten til el kræver en infrastruktur, som understøtter denne omstilling af fremtidens transportbehov. De danske elnetselskaber ønsker at facilitere og understøtte transportens grønne omstilling ved at være på forkant med udviklingen i forhold til det nye effektbehov, som affødes fra opladning af elbiler. Derfor har Dansk Energi analyseret, hvad omstillingen frem mod 2030 og 2050 konkret betyder for det danske eldistributionsnet og for de reguleringsmæssige rammer for udviklingen af elnettet samt hvilke virkemidler og tiltag, der bør besluttes, for at omstillingen overhovedet kan realiseres.

I analysen analyseres scenarier for *i)* det fremtidige effektbehov i elnettet fra opladning af personbiler ved opfyldelse af VLAK-regeringens mål frem mod 2030 og 2050, *ii)* de nødvendige elnetinvesteringer, der skal gennemføres for at opfylde dette behov samt *iii)* konsekvenserne af den eksisterende økonomiske regulering for elnetselskabernes muligheder for at finansiere og gennemføre de nødvendige netinvesteringer.

Analysen er afgrænset til elnettet i villa- og byområder, idet langt størstedelen af personbilparken er hjemmehørende i disse områder, og da hovedparten af opladningen forudsættes at ske i disse områder.

Det bemærkes, at analysen alene betragter elektrificering af personbiltransporten og den andel af opladningen, der forventes at ske i nærområdet. Elektrificering af busser, samt vare- og godstransport, opladning i erhvervsområder og langs hovedfærdselsårer, samt elektrificering af såvel kollektiv som individuel opvarmning er således ikke analyseret, selvom man godt kan forestille sig, at udviklingen pludselig kan gå hurtigt inden for disse områder. Disse områder vil være genstand for efterfølgende analyser fra Dansk Energis side.

Analysen er gennemført ud fra tre hovedscenarier som beskrevet i Boks 1 herunder.

¹ ”*Sammen om en grønnere fremtid*”, <https://efkm.dk/aktuelt/nyheder/2018/okt/sammen-om-en-groennere-fremtid/>

Analysescenarier

Udgangspunktet for analysen er VLAK-regeringen mål om, at "den sidste nye traditionelle benzin- og dieselpersonbil er indregistreret i 2030, og at der fra 2035 heller ikke sælges nye plug-in-hybridbiler." VLAK-regeringen har sat en målsætning om 1 million lav-emissions personbiler i 2030 og nul-emission fra personbiler i 2050. Konsekvenserne for eldistributionsnettet og implikationerne heraf er analyseret på baggrund af tre hovedscenarier:

1. *'Business-as-usual' (BAU)*: Beskriver en fremtid uden elektrificering. Dvs. dette scenarium udgør referencen for de to følgende scenarier og er baseret på, at elnettet frem mod 2050 alene skal understøtte nuværende leveringsomfang med uændret leveringkvalitet set i forhold til i dag.
2. *'Den dyre vej'*: Beskriver en fremtid med elektrificering fra opladning af personbiler, men uden fleksibilitet i det nye elforbrug fra opladningen. Dvs. elnettet skal understøtte maksimalt effektbehov fra opladningen af elbiler, uanset hvornår elbilerne oplades, og hvor mange der oplader samtidigt. For byområder er der i dette scenarie forudsat kantstensopladning.
3. *'Den smarte vej'*: Beskriver en fremtid med elektrificering fra opladning af elbiler, hvor der er aktive- ring og realisering af forbrugsfleksibilitet som ny ressource i netoptimeringen og -driften. Det forudsættes her, at 85 pct. af opladningen af elbiler i lavspændingsnettet kan flyttes til andre tidspunkter end i den typiske kogespids hen under aften, hvor nettet i forvejen er mest belastet. Dvs. det forudsættes, at 15 pct. af opladningen er ufleksibel og ikke kan flyttes væk fra kogespidsen. Dette scenarium er yderligere analyseret i to udfald, der differentieres ved opladningsmetoden i byområder.
 - *Opladning ved kantstensopladning tilsluttet lavspændingsnettet.*
 - *Opladning ved lynladning på centrale "El-tankstationer" tilsluttet mellemspændingsnettet. Ved lynladning forudsættes ingen aktivering af fleksibilitet.*

For alle scenarier er de nettekniske, investeringsmæssige og reguleringsmæssige konsekvenser og implikationer analyseret helt frem mod 2050. Der eksisterer i sagens natur usikkerhed omkring analyseresultaterne, som desuden må formodes at være voksende over tid. Ikke desto mindre viser resultaterne klare og entydige tendenser og vurderes derfor robuste i forhold til at træffe beslutninger om nødvendige opfølgende tiltag.

Boks 1 Analysescenarier for elbilers konsekvenser for eldistributionsnettet.

Resultaterne af analysen peger på et potentielt markant voksende effektbehov fra opladningen af de mange nye elbiler. Desuden på et betydeligt udfaldsrum for de nødvendige elnetinvesteringer, som opladningen vil afføde. Derudover peger analysen på et omfattende investeringsbehov i elnettet i fremtiden alene for at opretholde nuværende leveringsomfang og kvalitet til brugerne af elnettet. Endelig viser analysen, at den eksisterende økonomiske regulering vil efterlade elnetselskaberne uden mulighed for at finansiere alle investeringerne. Både de grundinvesteringer som skal til for at opretholde det eksisterende elnet, og de ekstrainvesteringer der skal til for at muliggøre opladning af elbiler.

Hovedresultaterne af analysen samt de anbefalinger af virkemidler og tiltag, der bør gennemføres for at opfylde behovet, og udfordringerne fra den fremtidige elektrificering af personbiltransporten er opsummeret i efterfølgende kapitel.

2 Resultater og anbefalinger

Dansk Energi har, med udgangspunkt i VLAK-regeringens målsætning om 1 million lav-emissionsbiler i 2030 og nul-emission fra personbiler i 2050, analyseret, hvad de grønne biler isoleret set vil kræve af vores eldistributionsnet, og hvad det vil koste i ekstrainvesteringer, hvis vi skal opretholde samme leveringssikkerhed som i dag. Konkret skal elnetselskaberne i løbet af de næste 10 år forberede et elnet, der skal servicere ca. 700.000 elbiler, 300.000 plug-in-hybridbiler og mindst 50.000 eldrevne varebiler. I 2035 skal elnettet være klart til, at danskerne ikke længere kan købe nye biler, der anvender fossile brændsler. Og ultimativt skal elnettet i 2050 kunne servicere opladning af 3,2 millioner personbiler, der alle kører på el.

Anbefalingerne på baggrund af analysen er opsummeret i Boks 2 herunder og er uddybet i efterfølgende afsnit.

Anbefalinger (Kort opsummering)

Dansk Energi har på baggrund af analysen, følgende tekniske og økonomiske anbefalinger, som kan sikre at elbiler integreres i eldistributionsnettet på en teknisk og økonomisk hensigtsmæssig måde, og som giver elnet-selskaberne mulighed for at finansiere de rette investeringer på de rette tidspunkter:

1. Elnetselskabernes økonomiske rammer skal passe til fremtidens investeringsbehov

- Reguleringen bør suppleres et fremadrettet tillæg til indtægtsrammen, der gør det muligt for elnetselskaberne at få dækket de nødvendige investeringer, der understøtter politiske klimamålsætninger.

2. Fleksibelt forbrug skal belønnes og fremmes

- Tariffer skal fremme smart opladning og motivere danskerne til at oplade deres elbiler på tidspunkter, hvor der ikke er trængsel i elnettet.
- Alle ladestandere skal være fleksible og kunne fjernstyres. Der skal indføres et krav om, at alle ladestandere skal kunne fjernstyres, så bilejeren kan få en økonomisk gevinst, hvis der er indgået en aftale om, at opladningen kan fjernstyres, så den sker på tidspunkter, hvor der ikke er trængsel i elnettet, f.eks. om natten.
- Vækstteamet for grøn energi- og miljøteknologis anbefalinger skal gennemføres (offentliggjort den 31. januar 2019). Initiativerne vil blandt andet forbedre adgangen til forbrugsdata for el, så kommercielle aktører får bedre mulighed for at udvikle nye smarte produkter og serviceløsninger, der kan give elbildejeren et fleksibelt – og dermed billigere – elforbrug.
- Der er behov for en mere detaljeret registrering af ladestandere og elbiler. Alle ladestandere skal registreres, så elnetselskaber kan følge udviklingen i forbruget af ladestandere. Desuden skal motorregistrets data om elbiler udvides med en geografisk oversigt over, hvor elbilerne hører til i landet, så elnettets kapacitet og fleksibilitet kan tilpasses lokalt herefter.
- Alle nye ladere, med en ladeeffekt større end 3,6 kW, skal være trefasede. Det vil sikre, at den tekniske kvalitet i elnettet opretholdes ved at udnytte elnettets kapacitet bedst muligt.

3. Skab incitamenter til, at bilejere og operatører investerer i fleksible ladestandere

- Opsætning af fleksible ladestandere skal omfattes af BoligJobordningen. Ladestandere gør opladning hurtigere og mere sikker for bilejeren sammenlignet med opladning fra en almindelig husholdningskontakt. Indkøb og etablering af en fjernstyret ladestander koster ca. 10.000 kr., og denne store udgift vil holde folk fra at investere. Opsætning af en fjernstyret ladestander skal derfor igen omfattes af BoligJobordningen, så elbildejeren kan trække lønudgifter til elektriker og gravearbejde fra i skat.
- Ladestandere skal ikke beskattes ved firmabil.
- V-LA-K regeringens forslag til en pulje til ladeinfrastruktur skal gennemføres, men skal øges fra 80 mio. kr. til samlet 120 mio. kr. frem mode 2025. Puljen bør især øremærkes opstilling af hurtiglade-standere ved boligforeninger/etageejendomme samt lynladestandere i byer og på offentlige veje.

Analysens resultater og anbefalinger uddybes i kommende afsnit og der foretages en opsamling i analysenotatets sidste afsnit.

Boks 2 Opsummering af anbefalinger på baggrund af analyse af elbilers konsekvenser for eldistributionsnettet.

2.1 Nyt effektbehov fra opladning

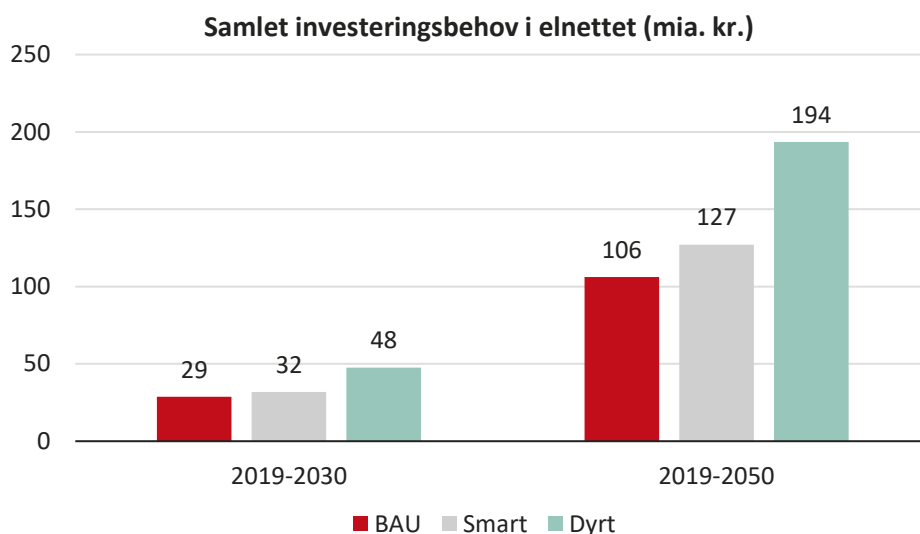
Konsekvenserne for eldistributionsnettet af personbiltransportens omstilling til el er blevet undersøgt ved analyse af to alternative udviklingsscenarier frem mod 2050, som opfylder de politiske målsætninger for transportsektorens grønne omstilling, hhv. ”den smarte” og ”den dyre” vej. Analysen viser, at en omstilling af personbiltransporten til el vil give en markant stigning i effektbehovet, som i 2050 kan blive op til 7 gange større i villaområder og 5 gange større i byområder end det effektbehov, der er i dag, hvis vi vælger den dyre vej. Dette behov kan imidlertid reduceres markant, hvis fleksibilitetspotentialer i elbilopladningen

bliver aktiveret som ny ressource i optimeringen af netkapaciteten. Det kan fx ske via tidsdifferentierede nettatariffer og muligheder for afbrydelighed eller nedregulering af ladestandere. Ved brug af forskellige incitamentter kan trækket fra elnettet fordeles mere jævnt over døgnet, i stedet for at opladningen sker præcis i kogespidsen, hvor elnettet i forvejen er mest belastet. Hvis fleksibilitetspotentialer i elbilsopladningen kan aktiveres, peger analysen på, at effektbehovet ved fuld elektrificering af personbiltransporten i 2050 kan begrænses til kun at blive omkring 3 gange dagens effektbehov i villaområder og kun ganske lidt forøget i byområder.

2.2 Investeringsbehovet vokser

Hvis vi vælger den smarte vej, er kapacitetsudfordringerne i elnettet ganske moderat – set over hele tidshorisonten frem mod 2050. Forudsætningen er dog, at nettet løbende fornyes, i takt med at det eksisterende elnet forældes. Omkring 75-80 pct. af kabelnettet på lav- og mellemspænding (0,4 og 10 kV) stammer fra 70'erne og 80'erne. Dette elnet bliver i de kommende 10 år udskiftningsmodent, og det fordrer, at der skal investeres massivt i fornyelsen af nettet. I takt med fornyelsen udbygges nettet til tidssvarende dimensioneringskriterier, som giver os et stærkere net, end det der blev etableret i 70'erne og 80'erne. Analysen peger på, at der frem mod 2030 skal foretages investeringer i løbende fornyelse af elnettet på i alt 29 mia. kr. og yderligere på 77 mia. kr. frem mod 2050 alene for at opgradere elnettet til moderne standarder for at opretholde nuværende leveringsomfang og -kvalitet. Hvis denne opgradering ikke sker, vil udgangspunktet for udrulning af elbiler reelt ikke være til stede, og danskerne vil opleve gradvist ringere leveringskvalitet, dvs. hyppigere afbrydelser og flere spændingsfald end i dag.

Den løbende fornyelse af elnettet og opgradering til moderne standarder medfører i sig selv en øget kapacitet i elnettet, dog ikke nok til at understøtte den smarte vej og langt fra nok til at understøtte den dyre vej. Derfor skal der foretages yderligere investeringer i udbygning og forstærkning af elnettet for at understøtte elbiludrulningen. Analysen viser, at investeringsbehovet alene til den løbende fornyelse af nettet estimeres til at udgøre 29 mia. kr. i perioden frem mod 2030 og mere usikkert 106 mia. kr. i perioden frem mod 2050. Såfremt elnettet skal kunne understøtte udrulningen af elbiler, vil det kræve yderligere investeringer end forventet ved den løbende fornyelse af nettet. Ved valg af den smarte investeringsvej vil det medføre et samlet investeringsbehov på ca. 32 mia. kr. frem mod 2030 og mere usikkert 127 mia. kr. frem mod 2050. Derimod vil det ved valg af den dyre vej resultere i et samlet investeringsbehov på 48-194 mia. kr. frem mod hhv. 2030 og 2050. Derfor er der al mulig grund til at forfølge den smarte vej og understøtte aktiveringen af det fleksibilitetspotentiale, der er forbundet med opladningen af elbilerne.



Figur 1 Samlet investeringsbehov i elnettet frem mod hhv. 2030 og 2050 for scenarierne BAU, Dyrt og Smart.

2.3 Den økonomiske regulering skal følge med

Den nuværende økonomiske regulering giver imidlertid en række udfordringer og barrierer, som bevirker, at elnetselskaberne ikke har mulighed for at få finansieret de nødvendige investeringer fuldt ud. Analysen viser, at den eksisterende regulering ikke er økonomisk robust under det forventede voksende investeringsbehov. Under den eksisterende regulering sker der hvert 5. år en ex post korrektion af indtægtsrammerne på baggrund af historiske totalomkostninger for den foregående 5-årige reguleringsperiode. Det vil medføre, at indtægtsrammerne vokser over tid i takt med voksende totalomkostninger i den foregående reguleringsperiode. Men eftersom denne korrektion sker ex post, vil der indenfor en reguleringsperiode opstå et finansieringsunderskud for elnetselskaberne, når de indenfor perioden skal investere mere hvert år for at forny elnettet og være på forkant med udrulningen af elbiler.

Analysen viser, at blot for at forny elnettet vil der opstå et finansieringsunderskud fra 75 pct. til 180 pct. af ex post-korrektionen af indtægtsrammerne set over perioden.

Det vil altså ikke umiddelbart være økonomisk forsvarligt for elnetselskaberne at foretage de nødvendige investeringer i fornyelse og yderligere udbygning af elnettet op til det niveau, der er nødvendigt for at sikre en vedvarende høj leveringskvalitet og understøttelse af elbiludrulningen, hvis der ikke sker en justering af den økonomiske regulering, så den kan dække det finansieringsunderskud, der vil opstå under den eksisterende regulering.

For at bringe den økonomiske regulering i stand til at understøtte det fremtidige investeringsbehov er det imidlertid ikke nødvendigt at ændre hele den nuværende økonomiske regulering af elnetselskaberne fundamentalt: Den bør tilpasses med et nyt ekstra element, eller tillæg, som understøtter det fremtidige investeringsbehov. Der bør altså indbygges et fremadskuende element i reguleringen, som kompenserer elnetselskaberne for det finansieringsunderskud, analysen peger på. Ideelt set bør et sådant nyt tillæg meddeles *ex ante*, så elnetselskaberne indenfor den enkelte reguleringsperiode kan foretage de nødvendige investeringer uden at akkumulere et finansieringsunderskud. Hvis det sker, er elnetselskaberne i stand til at foretage og finansiere de nødvendige investeringer og være på forkant med udviklingen for at sikre en effektiv understøttelse af den fremtidige elbiloplading.

Ovenstående problemstilling er analyseret i afsnit 8, hvor der ligeledes gives anbefaling til en løsning.

2.4 Flexibilitet i opladning skal aktiveres

Hvis elbilerne skal integreres i elnettet på en økonomisk hensigtsmæssig måde, er det nødvendigt at aktivere det fleksibilitetspotentiale, der er i elbilernes opladning. Det kræver rammer, som giver mulighed for aktivering af fleksibilitet gennem incitamenter til kunderne og nye forretningsmodeller. En grundbetingelse for, at fleksibiliteten i elbilernes opladning kan aktiveres er, at laderne rent teknisk understøtter fjernstyring. Det giver mulighed for at udnytte digitalisering til at gøre det så let som muligt for kunderne at være fleksible.

Elnetselskaberne skal have rammer til at lave tariffer, som kan motivere kunderne til at flytte opladningen af elbilerne til tidspunkter på dagen, hvor det øvrige elforbrug er lavt.

Hvis fleksibiliteten skal aktiveres kræver det, at ladestandere og elbiler registreres. Registrering vil give et indblik i hvor fleksibilitet er tilgængeligt og muliggøre, at fleksibiliteten kan aktiveres de steder i eldistributionsnettet, hvor der er behov for den. Det er også en vigtig brik i på længere sigt at understøtte mulige fremtidige markeder for fleksibilitet, hvor nye aktører og forretningsmodeller kan give endnu bedre udnyttelse af fleksibiliteten i elbilernes opladning.

2.5 Yderligere understøttende tiltag

Hvis fremtidens personbiltransport skal være elektrisk, kræver det også en infrastruktur af ladere, som gør det let og attraktivt at bruge en elbil. Denne infrastruktur kommer ikke af sig selv, og der bør derfor laves tiltag, som fremmer kommercielle investeringer i ladestandere.

For at fremme ladestandere hos private, som muliggør en fleksibel opladning og er sikrere end opladning fra en almindelig stikkontakt, bør opsætning af fjernstyret ladestander omfattes af BoligJob-ordningen.

VLAK regeringen har forslået at der laves en pulje til ladeinfrastruktur. Der bør laves en pulje til ladeinfrastruktur, med henblik på at understøtte opsætning af ladestandere i det offentlige rum. Kunder i etageboliger har typisk ikke mulighed for at opsætte egen ladestander og vil derfor være afhængige af offentlige ladestandere.

I forhold til offentlige ladestandere er der særligt behov for at understøtte udbredelsen af lynladere, som kan overtage den rolle, som tankstationer har i dag. Det vil både sikre gode muligheder for opladning i byerne, såvel som på motorvejen, når der skal køres langt. For at fremme udbredelsen af lynladere på motorveje kan Vejdirektoratet holde omkostningen til nettilslutning af lynladere på rasteplasser, og derefter udleje denne til kommercielle ladestanderoperatører for en periode efter udbud.

3 Analyseresultater fordrer politisk handling

Resultaterne af denne analyse er markante, og implikationerne fordrer målrettet, politisk beslutningskraft for at imødegå de udfordringer, som resultaterne viser. I realiteten vil en kommende ny regering og et nyt Folketing stå med flere dilemmaer.

Først og fremmest er fremtiden vanskelig at forudsige. Transportbehovet kan ændre sig lynhurtigt. Politiske rammer i form af afgifter og tilskud kan forcere eller forsinke udviklingen. Og måske kommer der elbiler på markedet, som gør, at elbilernes indtog sker meget hurtigere, end den mest optimistiske fremskrivning. Vi ved det ikke.

Derfor er det usikkert, hvilket behov elnettet skal levere, og hvor hurtigt det skal ske. Det er en kæmpe udfordring, når elnetselskabernes investeringer i fx elkabler har en levetid på 40 år.

Derfor er det afgørende, at politikerne tager en aktiv politisk beslutning og sætter en klar retning for, hvad vi som samfund ønsker, at elnettet skal kunne levere i fremtiden. Så er det dén retning elnetselskaberne kan tage bestik af og investere efter. Der skal være politisk enighed og accept af, at elnettets kapacitet skal kunne opfylde både eksisterende behov og de nye de behov, som affødes af fx elbiler. Med afsæt i en klar politisk beslutning vil elnetselskaberne kunne være på forkant med elbilernes indtog.

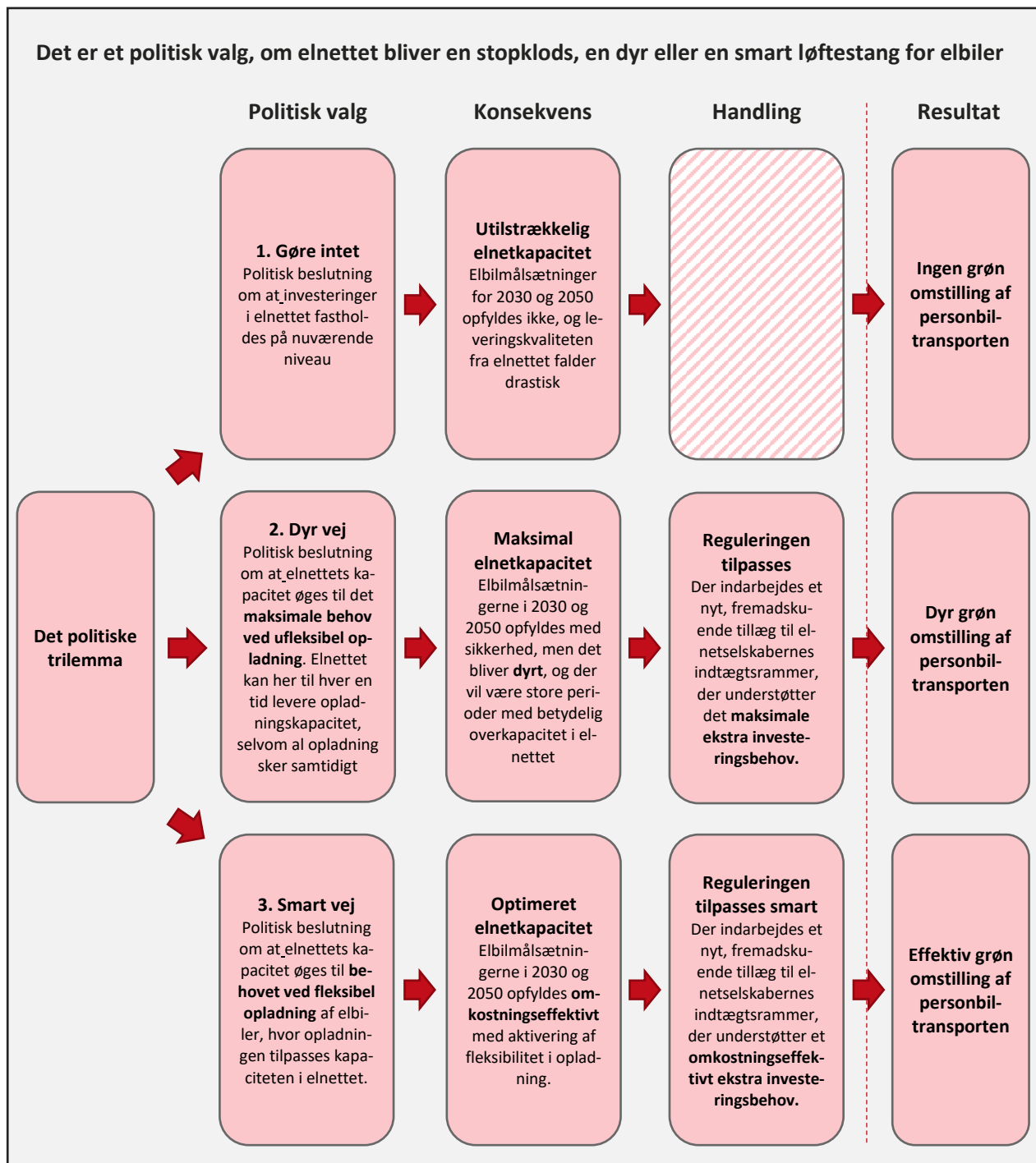
Udfordringen er, at elnetselskaberne ikke fra det ene år til det næste kan forstærke hele elnettet. Der er ikke tale om en glidende proces. Investeringerne kommer typisk i klumper. Oveni kommer nu, at elnetselskaberne i modsætning til de sidste årtier skal investere i en usikker verden, hvor infrastrukturen også altid skal være foran elkundernes voksende men usikre behov. Det skal ske ansvarligt, så elkunderne ikke ender med en unødigt høj regning. Men det må omvendt ikke gå så langsomt, at det forsinkes eller står i vejen for elbilerne. Det er en vigtig balance og et dilemma.

Vi skal sikre, at der kommer så mange ladestandere, som der er brug for. Både for bilejerne i byerne og på villavejene.

Samlet skal det politisk afklares, om 1) vi som samfund lader stå til og forringer den leveringskvaliteten fra det danske eldistributionsnet, og 2) om elnettet skal dimensioneres, så den fremtidige opladning af elbiler til enhver tid skal kunne opfyldes, dvs. *'den dyre vej'*, eller 3) om vi skal sigte efter *'den smarte vej'*, hvor vi giver eksisterende og nye elbilejere samt elnetselskaberne værktøjer og incitament til, at elbilerne lades fleksibelt og derfor ikke altid samtidigt.

Én ting er en politisk beslutning om, at vi skal have 1 mio. grønne biler i 2030. En anden ting er de nødvendige politiske tiltag, som muliggør, at elnettet kan levere den nødvendige netkapacitet til, at dette kan lade sig gøre. Der skal således politiske beslutninger til, for at elnetselskaberne rettidigt kan finansiere og etablere den nødvendige elnetkapacitet. Uanset elbiler skal elnetselskaberne investere betydeligt for blot at opretholde den leveringskvalitet, vi har i dag. Dertil kommer ekstra elnetkapacitet til at favne elbiler. Begge ting lader sig ikke gøre uden tilpasning af den regulering, elnetselskaberne i dag er underlagt.

Udfordringen er illustreret i Boks 3, med tre forskellige politiske beslutningsveje.



Boks 3 Det politiske trilemma for beslutning om fremtidens elnettet.

Politisk er én mulighed blot at stille sig tilfreds med den regulering, som elnetselskaberne har i dag. Elnetselskaberne fik ny indtægtsrammeregulering den 1. januar 2018, og den kunne man i princippet vælge at lade fortsætte. Udfordringen er dog, at den nuværende indtægtsrammeregulering slet ikke er designet til en situation med stigende investeringer, eller blot stigende reinvesteringer.

Den smarte vej går videre end blot et politisk valg om at justere indtægtsrammesystemet. Det handler også om en politisk beslutning om at ændre den måde, benchmarksystemet virker på. I dag diskriminerer bench-

marksystemet smarte investeringer og smart adfærd, da elnetselskabernes udgifter til fleksibilitet af benchmarksystemet betragtes som ineffektiv drift. Så dette skal også tages i betragtning, når man politik beslutter sig for, hvilken vej vi skal gå.

Som nævnt ovenfor vil de nødvendige investeringer om alene en opretholdelse af nuværende leveringsomfang og -kvalitet indebære, at elnetselskaberne skal investere ca. 29 mia. kr. i faste priser frem mod 2030. Dette investeringsbehov kan imidlertid ikke rummes af den nuværende økonomiske regulering, som vil resultere i et årligt finansieringsunderskud på ca. 40 pct. allerede frem mod 2030. Det vil sige, at de nuværende indtægtsramme ikke kan dække 40 pct. af det årlige finansieringsbehov. Det siger derfor sig selv, at hvis man oveni lægger de investeringer, som affødes af elbiler, så hænger finansieringen af disse heller ikke sammen. Grundlæggende er der således behov for at tilpasse den nuværende indtægtsrammeregulering med et tillæg, som tager højde for stigende investeringer – både stigende reinvesteringer og de investeringer der fødes af effektbehovet for elbiler.

Forudsættes det, at indtægtsrammereguleringen tilpasses med et tillæg, er der behov for at træffe yderligere valg. En indtægtsrammeregulering, som tillader finansiering af stigende investeringer, kan også blive for dyr. Hvis der investeres, så alle elbiler kan oplade samtidigt, kræver det ganske voldsomme investeringer. Næsten 19 mia. kr. i ekstra investeringer oven i de 29 mia. kr. frem mod 2030, hvis alle elbiler skal kunne oplade samtidigt. Det er den dyre vej at gå. Dette kan imidlertid gøres billigere, hvis reguleringen understøtter, at der investeres i systemer, hvor elbilerne oplader forskudt af hinanden og helst udenfor koge-spidsen. Det vil sige, at hvis reguleringen tilpasses smart, kan det samlet gøres billigere.

I analysen er det forudsat, at 85 pct. af opladningen af elbilerne kan flyttes til andre tidspunkter end i koge-spidsen, hvor elnettet i forvejen er maksimalt belastet. Hvis det kan realiseres, vil det ekstra investeringsbehov kunne reduceres fra 19 mia. kr. til 3 mia. kr. frem mod 2030. Det vil sige, at det samlede investeringsbehov her bliver på 32 mia. kr. Derfor er det nærliggende at sigte efter den smarte vej, selvom denne også er behæftet med betydelig usikkerhed og økonomiske risici, fordi vi reelt ikke ved, om fleksibilitetspotentialet i elbilopladning kan opfyldes i den udstrækning, analysen forudsætter. Derfor er der også behov for løbende politisk bevågenhed med udviklingen og sammenhængen mellem politiske mål og den regulering, der skal understøtte og udmønte disse mål. Hvis udviklingen viser sig at gå i en anden retning, end vi forudsætter i dag, vil der være behov for en justering af kursen for at sikre robust sammenhæng mellem mål og regulering.

Den stadigt voksende rolle, elnettet vil spille i den grønne omstilling, fordrer altså tilsvarende øget politisk fokus på, om elnetselskaberne har de rette rammer at løse deres opgaver under.

4 Centrale forudsætninger for analysen

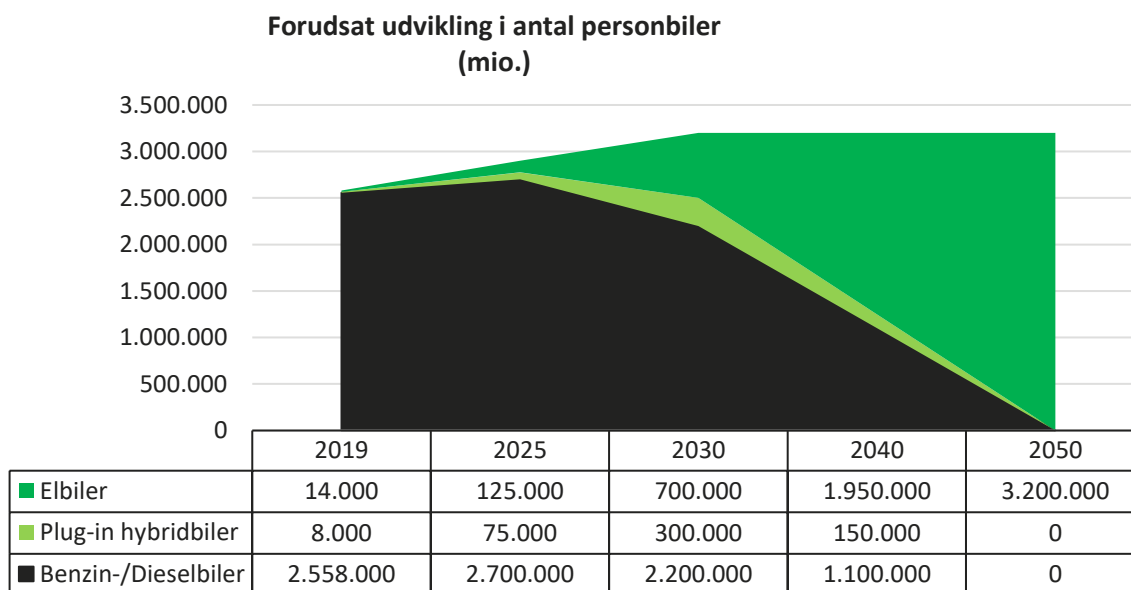
Konsekvenserne for elnettet af den fremtidige opladning af elbiler afhænger af udrulningshastigheden af elbilerne, den geografiske placering af ladestanderne, lademønstret over tid og af ladeeffekten, dvs. hvor meget strøm, ladestanderen trækker fra elnettet pr. sekund.

I det følgende beskrives de forudsætninger om elbilers udrulning og udbredelse, placering af ladestandere og ladeeffekter, samt forudsætninger om realisering af fleksibilitet i opladning, der er lagt til grund for analysen.

De nettekniske analyser af effektbehovet for fremtidig opladning af elbiler er gennemført ud fra generiske, typiske elnetkonfigurationer, som repræsenterer størstedelen af det danske lav- og mellemspændingsnet i villa- og byområder.

4.1 Elbilers udrulningshastighed frem mod 2050

I analysen forudsættes VLAK-regeringens målsætning om 1 million lav-emissions personbiler i 2030 opfyldt ved, at der på dette tidspunkt er indregistreret 700.000 elbiler og 300.000 plug-in-hybridbiler. På baggrund af VLAK-regeringens yderligere målsætninger om, at den sidste benzin- og dieselbil er solgt i 2030, at der fra 2035 ikke sælges nye plug-in-hybridbiler samt om nul-emission fra personbiler i 2050, er der til grund for analysen antaget et indfasnings- hhv. udfasningsforløb som vist i Figur 2 herunder. Den samlede personbilbestand antages at være på i alt 3,2 mio. biler i 2050.






Figur 2 Analyseforudsætninger om udvikling i bestanden af elbiler, plug-in-hybridbiler samt benzin- og dieselbiler.

I analysen betragtes udelukkende personbiler hjemmehørende i villa- og byområder. I dag er ca. 10 pct. af personbilparken ikke privatejet [1]. Dette omfatter fx firmabiler på hvide, gule og gul/hvide nummerplader, offentlige og private flådebiler mv. Firmabiler på hvide og gul/hvide nummerplader vil formentlig lade på hjemmelader, men det er ikke muligt at udsondre disse fra den samlede andel af ikke-privatejede biler. Den samlede bestand af ikke-privatejede biler antages i overvejende omfang ikke at oplade i villa- og byområder og er derfor ikke medtaget i de nettekniske analyser.

Fordelingen på villa- og byområder er foretaget på baggrund af tal fra bilstatistik.dk, der viser, at ca. 20 pct. af bilparken i dag findes i byområder. At byområder kun tegner en relativt mindre andel af bilparken skyldes, at beboere i byområder i højere grad benytter øvrige transportformer, fx cykel eller offentlig transport, hvorimod beboere i villaområder i langt højere grad er afhængige af en privat bil til at dække deres daglige transportbehov. I byområder er der således indregistreret ca. 0,5 biler pr. husstand, mens der i villaområder findes ca. 1,2 biler pr. husstand.

4.2 Udbredelse af ladestander og ladeeffekt

Analyseforudsætningerne om typer, effekt og udbredelse af ladestander samt fordeling af anvendelse er vist i Tabel 1 herunder og uddybet i de efterfølgende afsnit.

Ladested	Offentlig ladestander	Arbejdsplads, indkøbscentre, parkeringshus, parkeringspladser mv.	Carport, indkørsel eller kantsten
			
Type af ladestander	Lynlader	Hurtiglader	Hjemmelader
Ladeeffekt	100-350 kW	20-100 kW	3,7-11 kW
Antal ladestander i 2030	4.000	7.500	850.000
Ladefordeling for biler fra villaområder	15 pct.		85 pct.
Ladefordeling for biler fra byområder	50 pct.	40 pct.	10 pct.

Tabel 1 Analyseforudsætninger om type, effekt og udbredelse af ladestander samt fordeling af anvendelse for elbiler hjemmehørende i villa- og byområder.

Elbiler kan oplades mange forskellige steder og under forskellige ladeformer, fx normal-, hurtig- eller lynladning. Oftest foretages normalladning enten hjemme på bopælen, på arbejdspladsen, på parkeringspladser i det offentlige rum eller i parkeringskældre. Hurtiglading forekommer hyppigst i indkøbscentre og lynladning på rastepladser langs motorvejene eller på tankstationslignende anlæg. En normalladning fra tomt batteri tager typisk 6 timer, en hurtiglading tager ca. 30-60 minutter og en lynladning kan ske på helt ned til 10 minutter.

4.2.1 Ladestander i villaområder

Hovedparten af opladningen i villaområder forudsættes at ske hjemme på villavejen med normalladning. For villaområder forudsættes der én ladestander pr. elbil. For husstande med to elbiler er det i praksis muligt at have én ladestander, som deles mellem husstandens biler. Da samtidigheden af opladning er medtaget i beregningerne, vil effekten på elnettet ved denne konfiguration ikke afvige synderligt fra, at hver elbil har sin egen ladestander. Ladestander i villaområder forudsættes at være på 11 kW frem mod 2030 og 2050. Udnyttelsesgraden forudsættes at være 3 pct. af tiden, hvis opladningen sker med fuld effekt. Det

svarer til, at en elbil i gennemsnit lader lidt under en time om dagen på en 11 kW hjemmelader, og at den således sjældent kommer hjem med helt tomt batteri.

For villaområder er det antaget, at hybridbiler oplader med 3,7 kW, og elbiler oplader med 11 kW. Dette svarer til ladestanderoperatørernes² forventninger til ladeeffekt for hjemmeladere frem mod 2030.

Ladeeffekt i villaområder 2019-2050	
Hybrider	Elbiler
3,7 kW	11 kW

Tabel 2 Forudsat ladeeffekt i villaområder.

4.2.2 Ladestandere i byområder

For byområder er det i analysen lagt til grund, at 50 pct. af opladningen vil ske på lynladere. En elbil, som fx en Tesla Model 3 med et batteri på 80 kWh, kan oplades til 80 pct. på ca. 15 minutter med lynladning på en 250 kW ladestander. Med et kørselsbehov på 16.000³ km om året betyder det, at køretøjet skal oplades 46 gange om året, hvilket er mindre end én gang om ugen. I 2030 forventer vi, at rigtig mange elbiler vil have tilsvarende mulighed for lynladning med meget høj effekt. Derfor forekommer det sandsynligt, at elbilejere i byområder i stor udstrækning vil anvende lynladning.

Såfremt en bilejer har mulighed for at oplade elbilen over natten i en parkeringskælder eller i løbet af dagen på arbejdspladsens parkering, kan denne opladningsform synes mere komfortabel og være et alternativ til lynladning. En fuld opladning vil tage 5-10 timer, svarende til en nat eller en arbejdsdag, og hvis ladepladsen ligger i forbindelse med bopælen eller arbejdspladsen, er der ikke noget komforttab, samtidig med at man slipper for transporttiden til en lynladestation.

Ved en hurtiglade-station med en effekt på 50 kW vil en fuld opladning tage 1 time, hvilket kan være attraktivt, hvis hurtiglade-stationen er placeret et sted, man alligevel skal opholde sig 1-2 timer, eksempelvis ved et indkøbscenter, en svømmehal eller lignende.

Det forventes som udgangspunkt ikke, at kantstensopladning på offentlig vej vil blive den dominerende opladningsmetode. Det skyldes, at ladestanderne er relativt dyre at opstille ved kantstenen, samtidig med at de ofte vil være blokeret af biler, som ikke oplader. Derfor vil omsætningen på ladestanderne være lav, og det forretningsmæssige grundlag for at opstille ladestanderne vil formentligt være begrænset. Analysen omfatter ikke desto mindre udfald, hvor kantstensopladning er dominerende.

Det er forudsat jf. Figur 2, at 22 pct. af bilparken består af elbiler i 2030 og 100 pct. i 2050, og som nævnt, at 50 pct. af energibehovet i disse biler skal dækkes af opladning ved lynladestanderet. På baggrund af data om antallet af biler i de større byer og andelen af borgere, der bor i byområder, kan behovet for lynladestanderne dermed beregnes. Det forventede behov for antal lynladestanderne fremgår af Tabel 3 nedenfor.

² Clever og E.On har bekræftet, at disse forudsætninger svarer til deres forventninger frem mod 2030. I analysen er denne forventning videreført indtil 2050.

³ Der findes ikke opgørelser af bilers gennemsnitlige årlige kørsel, men Trafikstyrelsen bruger 16.000 km pr. år her <https://www.ft.dk/samling/20131/almdel/tru/spm/23/svar/1093238/1305943/index.htm>. Tallet bygger på en antagelse om en levetid på 16 år, og at bilerne skrottes ved 250.000 kørte kilometer.

Det er jf. Tabel 1 forudsat, at 50 pct. af opladningen af elbiler i byområder sker via lynladning. 40 pct. forudsættes at lade på hurtiglader med en maksimal effekt på 50 kW, og de resterende 10 pct. af opladningen forudsættes at ske på hjemmelader.

Behovet for lynladestanderne i København, inklusive Frederiksberg, forventes således at være 209 lynladestanderne i 2030, jf. Tabel 3. Det svarer til, at der skal placeres 3 lynladestanderne på hver af de cirka 75 tankstationer, som allerede i dag findes i de to kommuner. I 2050-scenariet, hvor alle biler i byerne er elbiler, skal der i gennemsnit være 13 lynladestanderne på hver af de 75 tankstationer, for at 50 pct. af energiforbruget i bilerne kan leveres af lynladere. I byområderne er behovet for lynladestanderne beregnet som det antal ladestanderne, der med en udnyttelsesgrad på 15 pct. kan levere halvdelen af energiforbruget i de elbiler, der er hjemmehørende i byområder. På motorvejsnettet er det forudsat, at der vil være en lynladestander pr. 200 elbiler, hvilket igen betyder, at en gennemsnitlig elbil kan oplade ½ time pr. måned på en lynlader ved motorvejsnettet og fortsat opretholde en udnyttelsesgrad på 15 pct.

	København	Odense	Esbjerg	Aarhus	Aalborg	Motorvejsnet	I alt
Lynladere i 2030	209	45	28	93	43	3.500	3.918
Lynladere i 2050	956	205	126	424	198	16.000	17.909

Tabel 3 Forventet behov for lynladestanderne i større danske byer.

Der er forudsat en udnyttelsesgrad på 15 pct., så lynladestanderne i realiteten står ledige 85 pct. af tiden. Denne antagelse er i overensstemmelse med ladestanderoperatørers erfaringer i dag og sikrer, at der kun sjældent opstår køer til ladestanderne. Der er antaget en ladeeffekt på 250 kW pr. lynlader. Dette svarer til ladestanderoperatørernes⁴ forventninger til den gennemsnitlige ladeeffekt for lynladere frem mod 2030. I analysen er denne forventning videreført frem mod 2050.

For hurtigladerne, der tegner sig for 40 pct. af opladningen i byområder, forudsættes en udnyttelsesgrad for ladestanderne på 30 pct. Det svarer til, at opladning på hurtiglader kan ske én gang ugentligt for de biler, der oplader på hurtiglader.

De 10 pct. af opladningen, der forudsættes at ske på hjemmeladere er fremkommet med udgangspunkt i boligstatistikken. 7 pct. af boligerne i Københavns og Frederiksberg Kommune er ifølge Danmarks Statistik [2] parcelhuse, rækkehuse eller dobbelthuse, som forudsættes at have egen lader. Dertil kommer, at nogle af beboerne i de 93 pct. af boligerne, der ligger i etageejendomme, vil have adgang til en ladestander i en parkeringskælder eller på anden måde have privat parkering. På denne baggrund er det således antaget, at 10 pct. af alle bilejere i byområder har egen ladestander med en maksimal effekt på 11 kW. Der forudsættes at være en meget lav udnyttelsesgrad på denne type ladestander på ca. 3 pct., svarende til antagelsen for hjemmeladning i villaområder.

4.3 Ladeprofiler

Der er i analysen benyttet forskellige ladeprofiler afhængigt af, om opladningen sker ufleksibelt eller fleksibelt. En ladeprofil beskriver fordelingen af effekttrækket over et døgn. De anvendte ladeprofiler er beskrevet herunder.

⁴ Iflg. Clever og E.On.

4.3.1 Dyrt scenarie - uflexibel opladning i villaområder

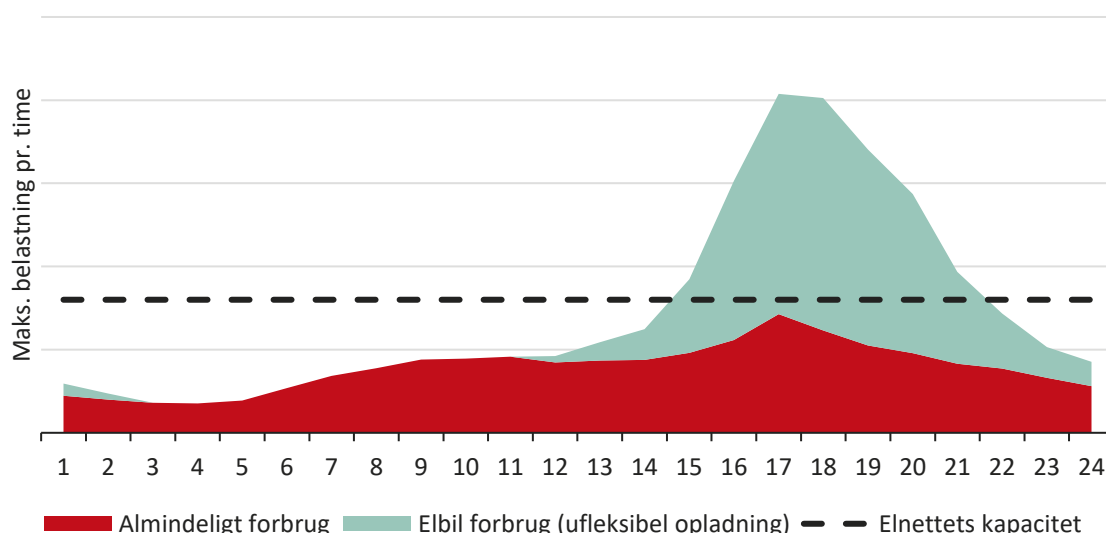
I det dyre scenarie forudsættes det, at opladningen af elbiler er uflexibel. For den uflexible opladning er der anvendt følgende forudsætninger:

- Bilejerne ønsker at oplade elbilerne med det samme og så hurtigt som muligt.
- Bilejerne er pendlere og arbejder i dagtimerne.

Den uflexible opladning repræsenterer en situation, hvor elbilernes ladeprofil er uafhængig af tidsdifferencierede hverken prissignaler fra såvel elmarkedet som elnettet eller på anden måde påvirkes af kapacitetsbegrænsninger i elnettet, fx ved begrænsning af ladeeffekt i spidslastsituationer.

Det er forudsat, at alle bilejere i villaområder er pendlere og kommer hjem fra arbejde på stort set samme tidspunkt. Selvom den gennemsnitlige villavej vil have en andel beboere, som ikke er pendlere og derfor har mulighed for at oplade i dagtimerne, vurderes forudsætningen om, at alle på villavejen er pendlere som værende en rimelig dimensioneringsforudsætning ved uflexibel opladning. Ved uflexibel opladning er der mulighed for, at alle elbilerne kan oplade på samme tidspunkt og på tidspunkter på dagen, hvor behovet for effekt er størst. For at undgå afbrud er det derfor nødvendigt at dimensionere elnettet med en vis sikkerhedsmargin, hvor der skal tages hensyn til en række ydertilfælde. Her skal det blandt andet tages i betragtning, at levetider på kabler, transformere og andre komponenter i elnettet typisk er 40 år eller mere. I løbet af så lang en tidsperiode kan samtlige villaveje i landet opleve perioder, hvor alle på vejen er pendlere, grundet den naturlige udskiftning af husstandenes beboere. Der vil også være et vist antal dage om året, hvor behovet for at oplade elbilerne er betydeligt højere end på en normal dag. Når opladningen ikke kan flyttes til andre tidspunkter på dagen, skal distributionsnettet bygges til at kunne klare disse ydertilfælde på alle villaveje.

Ladeprofilerne for den uflexible opladning, som bruges i det dyre scenarie, er baseret på arbejdet i det europæiske projekt Green eMotion [3][4]. Et eksempel på ladeprofilen ved uflexibel opladning er illustreret i Figur 3. Undersøgelser fra Norge [5], som har en stor andel elbiler, viser, at en meget stor del af opladningen i dag sker i aftentimerne, hvor det almindelige elforbrug i forvejen er højt.



Figur 3 Illustration af ladeprofil ved uflexibel opladning (Dyrt scenarie).

4.3.2 Smart scenarie - fleksibel opladning i villaområder

I det smarte scenarie forudsættes det, at opladningen af elbiler er fleksibel og kan flyttes til andre tidspunkter på dagen. For den fleksible opladning er der anvendt følgende forudsætninger:

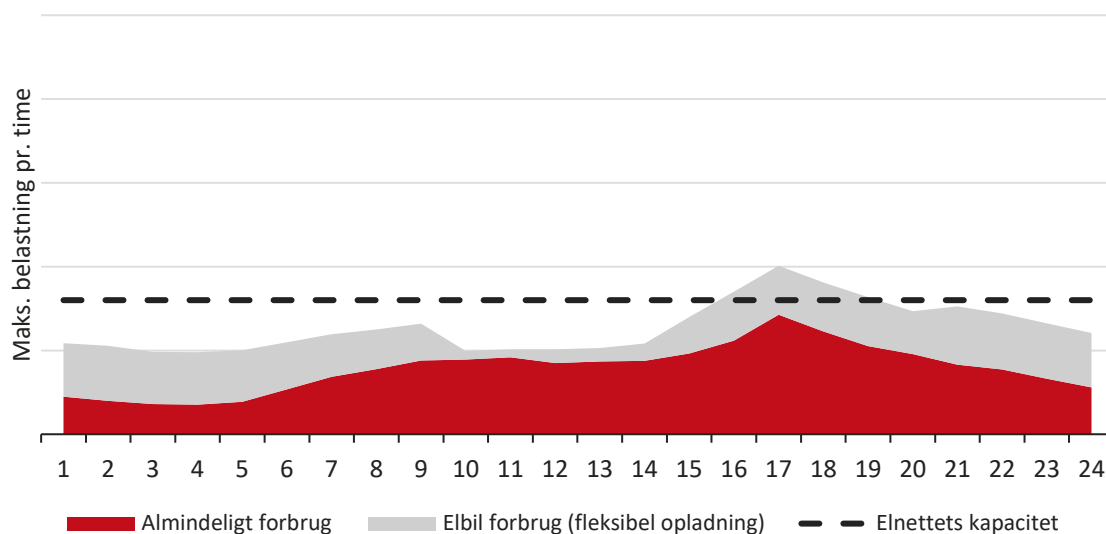
- Bilejerne er villige til at flytte opladningen af elbilen til tidspunkter, hvor det almindelige elforbrug er lavt eller til at begrænse ladeeffekten i tidsperioder, hvor nettets kapacitet er udfordret.
- Opladningen styres, så stigningen i spidseffekten fra hver husstand begrænses.
- Spidseffekten for hver husstand stiger dobbelt så hurtigt som energibehovet (svarende til at ca. 15 pct. af elbilerne oplader i kogespidsen).

Den fleksible opladning repræsenterer en situation, hvor elbilernes opladning tager hensyn til både elnettet og elprisen. Fra Dansk Energis egne analyser og forskning generelt [3][4][6] ses, at det med styring af elbilernes opladning kan sikres, at den enkelte husstands effektbehov stiger i et tempo, som faktisk er langsommere end stigningen i husstandens samlede energibehov. Disse tidligere analyser viser scenarier, hvor alle elbiler er fleksible, og deres opladning styres ideelt efter elnettets behov. Forskningen har generelt haft til formål at påvise et fleksibilitetspotentiale under ideelle forhold.

Dette vil være meget svært at opnå i praksis og tager ikke hensyn til en række forhold, som vurderes at være væsentlige for denne analyse. I denne analyse forudsættes det først og fremmest, at det er elbilernes brugere, der bestemmer, om opladningen skal styres og af hvem. Altså vil det næppe være alle elbilers opladning, som er fleksibel.

Udover hensynet til distributionsnettets kapacitet er der en række andre forhold, som der bør tages hensyn til, fx kundernes mulighed for at udnytte perioder med lave elpriser og muligheden for at elbilernes fleksible forbrug kan bydes ind på markederne for systemydelser. Hvis elbilernes opladning tilpasser sig distributionsnettets kapacitet, flyttes kundernes opladning væk fra de timer hvor det er dyrest at bruge nettet til de timer hvor det er billigst. Tilpasning til distributionsnettets kapacitet lægger også begrænsninger på systemoperatørens mulighed for, at benytte elbilerne til balancering af det samlede elsystem [6].

De ovenstående forhold gør det meget svært at vurdere, både hvad der er muligt at opnå i praksis i forhold til at begrænse stigningen i effektbehov, og hvad der er hensigtsmæssigt i forhold til andre hensyn end distributionsnettets kapacitet. Det er i analysen forudsat, at effektbehovet ved en fleksibel opladning stiger dobbelt så hurtigt som energibehovet. Dette forhold vil afhænge af ladeprofilen – hvis elbilen lader jævnt hen over døgnet med lav ladeeffekt vil forholdet være lavt og hvis elbilen lader i kort tid med høj ladeeffekt, vil forholdet være højt. Det forhold der er forudsat i analysen svarer til, at ca. 15 pct. af elbilerne ikke er fleksible, eller af anden årsag oplader i kogespidsen, og at 85 pct. af elbilerne er fleksible og deres opladning nogenlunde jævnt fordelt i timerne uden for kogespidsen. Dette er illustreret i Figur 4 nedenfor.



Figur 4 Illustration af ladeprofil ved fleksibel opladning (Smart scenarie) – her for en villavej med 48 parcelhuse uden elvarme og 48 elbiler med 3,7 kW ladeeffekt.

Da stigningen i effektbehov for den enkelte husstand ved fleksibel opladning hænger sammen med stigningen i husstandens energibehov som følge af elbiler, er det nødvendigt at vide, hvad en elbils energibehov er. Det årlige elforbrug for en elbil er antaget at være 2.580 kWh/år, svarende til at bilen kører 16.000 km/år⁵ og i gennemsnit kører 6,2 km/kWh⁶. Plug-in hybridbiler antages at køre på el 50 pct. af tiden⁷. Hybridernes årlige elforbrug regnes derfor som det halve af en elbils årlige elforbrug.

4.4 Opladning i byområder

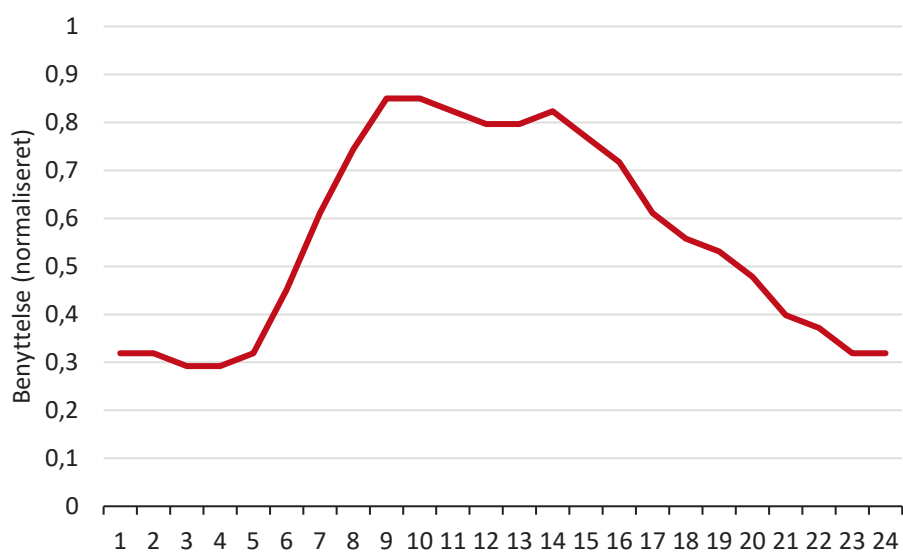
I det smarte scenarie forudsættes opladningen i byområder primært at ske på hurtig- og lynladere. Det antages, at ladningen er ufleksibel, da ladebehovet ved hurtig- og lynladning er akut. Ladeprofilen på lynladerstationer antages at følge de brugsmønstre, der ses for almindelige tankstationer i byerne. Det almindelige forbrugsmønster for tankstationer viser, at de primært bruges i dag- og aften timerne, ofte med spidsbrug i perioder, hvor mange er på vej til arbejde eller på vej hjem.

På Figur 5 er vist det gennemsnitlige forbrugsmønster for 10 tilfældigt udvalgte tankstationer i byområder.

⁵ Der findes ikke opgørelser af bilers gennemsnitlige årlige kørsel, men Trafikstyrelsen bruger 16.000 km pr. år her <https://www.ft.dk/samling/20131/almdel/tru/spm/23/svar/1093238/1305943/index.htm>. Tallet bygger på en antagelse om en levetid på 16 år, og at bilerne skrottes ved 250.000 kørte kilometer.

⁶ Svarende til en Hyundai Kona

⁷ Klimarådet regner med 40 pct. ([file:///C:/Users/SJA/Downloads/baggrundsnotat_-_hvor_klimavenlige_er_elbiler_sammenlignet_med_benzin-_og_dieselbiler_pct.20\(8\).pdf](file:///C:/Users/SJA/Downloads/baggrundsnotat_-_hvor_klimavenlige_er_elbiler_sammenlignet_med_benzin-_og_dieselbiler_pct.20(8).pdf)). Vi regner med en forbedring til 50 pct. i 2030.



Figur 5 Gennemsnitlig benyttelse (normaliseret) af 10 tilfældigt udvalgte tankstationer i byområder, baseret på data fra Google Maps.

Ud over det smarte scenarie med lynladere er der også analyseret to yderligere udfald baseret på kanstensopladning som den dominerende ladeform. Disse to udfald for kanstensopladning svarer til det dyre og smarte scenarie for opladning i villaområder, dvs. hhv. uden og med aktivering af fleksibilitetspotentialet i opladningen.

5 Effektbehovet fra elbiler i eldistributionsnettet

Eldistributionsnet er bygget efter de typer af elforbrugere, som de skal forsyne, og er derfor markant forskelligt opbygget i byområder med etagebyggeri, på villaveje, i industriområder, osv. Hvert af disse typer elnet vil påvirkes forskelligt af elektrificering og have forskellige muligheder for at imødekomme de udfordringer, som elektrificeringen giver.

Investeringsbehovet til elnettet er primært drevet af den effekt (W), som elnettet skal kunne overføre i den mest belastede time (den nødvendige kapacitet), og sekundært af den energi (kWh), som leveres over tid. Det udslagsgivende er hvor meget samtidig effekt, der skal leveres på et givent tidspunkt. Der er naturligvis en sammenhæng mellem effektbehovet og energibehovet, dvs. flytter man energiforbrug væk fra de mest belastede tidspunkter, flytter man også effekt.

Hvis elbilerne alle oplader inden for den samme time (høj samtidighed), vil det resultere i markant større effektbehov, end hvis deres opladning er fordelt jævnt ud på alle døgnets timer (lav samtidighed). Tilsvarende vil det have stor betydning, om elbilerne oplader i kogespidsen, hvor det almindelige elforbrug er højt (høj samtidighed), eller oplader i timerne uden for kogespidsen, hvor det almindelige forbrug er lavere (lav samtidighed).

For at vurdere det nødvendige kapacitetsbehov er det nødvendigt at se på den stigning i effektbehov (peak), som opladning af elbiler medfører. Dette vil afhænge af mange forhold – blandt de vigtigste kan nævnes bilens forbrugsmønster, maksimal ladeeffekt og styring/afbrydelighed af opladning. I de følgende afsnit beskrives analysen af det effektbehov elbiloplading medfører i villa- og byområder, samt ved hhv. ufleksibel og fleksibel opladning.

5.1 Udviklingen i effektbehov i villaområder

Som beskrevet i 4.2.1 er det forudsat, at elbilerne i villaområder overvejende vil oplade på 11 kW hjemmeladere. Hjemmeladere vil være en del af husejerens egen installation og elforbruget vil være blandet sammen med det øvrige elforbrug i husstanden.

Den største udfordring for eldistributionsnettet i forhold til elbiler i villaområder ligger i lavspændingsnettene. Lavspændingsnettene vil opleve den største relative stigning i både energiforbrug (kWh) og effektbehov (W) i forhold til i dag. Mellem- og højspændingsnet vil opleve en lavere relativ stigning, da disse spændingsniveauer, ud over at forsyne almindelige husstande, også forsyner mange andre typer elkunder, hvor opladning af elbiler ikke vil være aktuelt.

Udfordringerne i lavspændingsnet kan i dag reelt kun løses ved netforstærkning, dvs. ved at forny elnettet eller erstatte/udbygge det med et net med væsentlig højere kapacitet. I fremtiden vil opladningen af elbilerne kunne styres, så effektbehovet til opladning reduceres og flyttes til tidspunkter på døgnet, hvor det øvrige elforbrug er lavt. Dermed kan behovet for netforstærkning reduceres, men ikke helt neutraliseres.

Beregningerne af stigningen i effektbehov under dyrt og smart scenarie er beskrevet i Boks 4 nedenfor.

Beregning af stigning i effektbehov fra elbiloplading i villaområder

Stigningen i effektbehov ved ufleksibel opladning (dyrt scenarie) beregnes ud fra belastningsprofiler for parcelhuse uden elvarme og ufleksible ladeprofiler for elbilerne. Følgende procedure benyttes:

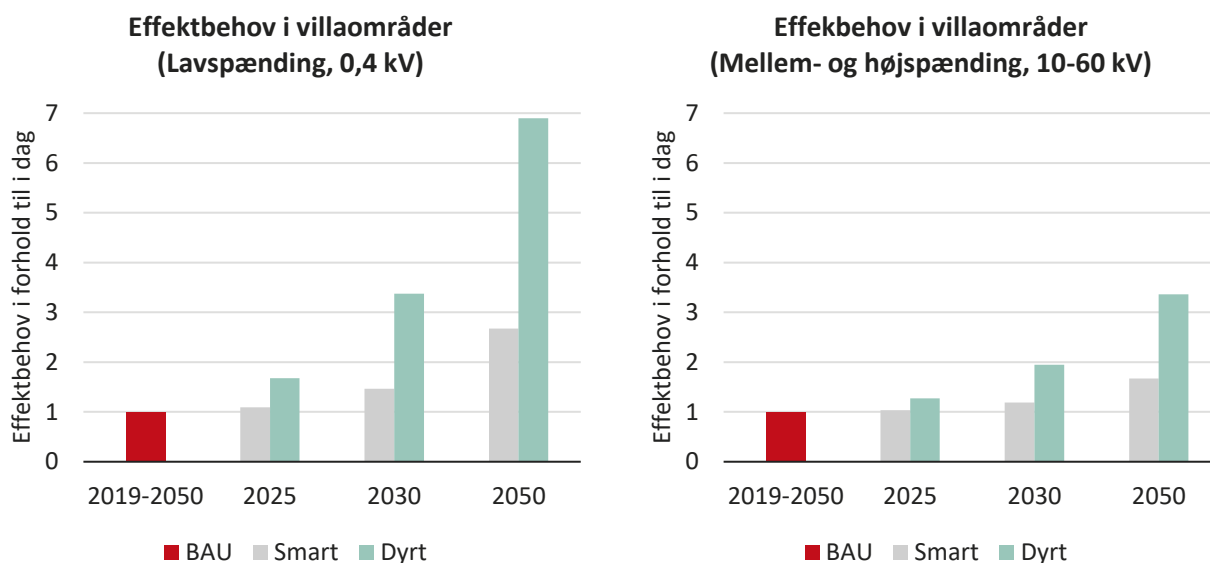
- Effektbehovet uden elbiler beregnes ved brug af profilen for parcelhuse uden elvarme. Effekten af samtidighed er indregnet i profilen.
- Effektbehovet med elbiler beregnes ved at lægge profilen for det almindelige forbrug sammen med ladeprofilen for det antal elbiler, som forventes i villaområder i det pågældende år. Effekten af samtidighed er indregnet i profilen.
- Stigningen i effektbehovet i lavspændingsnettet beregnes som forholdet mellem effektbehovet med elbiler og effektbehovet uden elbiler.
- Processen gentages for en række lavspændingsnet med varierende antal kunder, og den gennemsnitlige stigning i effektbehov bruges som det endelige tal for effektstigningen.
- Stigningen i mellem- og højspændingsnettet beregnes ud fra faktorer for følgeeffekt (se afsnit 7.1.1).

Stigningen i effektbehov ved fleksibel opladning (Smart scenarie) er beregnet ud fra elbilernes forventede energiforbrug og en faktor på 2 for forholdet mellem stigningen i energiforbrug og stigningen i effektbehov. Følgende procedure er benyttet:

- Energibehov uden elbil sættes til gennemsnitligt energiforbrug for et parcelhus uden elvarme.
- Antal elbiler pr. husstand i villaområder beregnes.
- Energibehov for antal elbiler pr. husstand beregnes. Energibehov pr. elbil og hybridbil fremgår af afsnit 4.3.2.
- Energibehov med elbil udregnes som summen af energibehov uden elbil og energibehov for det antal elbiler pr. husstand, som forventes i det pågældende år.
- Stigningen i energibehov beregnes som forholdet mellem energibehov med elbil og energibehov uden elbil.
- Stigningen i effektbehov i lavspændingsnettet beregnes som stigningen i energibehov gange en forholdsfaktor på 2 (se afsnit 4.3.2).
- Stigningen i mellem- og højspændingsnettet beregnes ud fra faktorer for følgeeffekt (se afsnit 7.1.1).

Boks 4 Metode for beregning af stigning i effektbehov i villaområder.

Med de benyttede forudsætninger om udbredelse og opladning af el- og hybridbiler viser beregningerne, at effektbehovet i villaområder vil stige som vist i Figur 6.



Figur 6 Stigning i effektbehov på de forskellige spændingsniveauer i forhold til i dag i villaområder i scenarierne BAU, Smart og Dyrt.

Som det fremgår af Figur 6 vil effektbehovet i villaområder stige kraftigt ved omstilling af privattransporten til elbiler. I det dyre scenarie, hvor opladningen af elbilerne er ufleksibel, og der ikke tages hensyn til elnettets kapacitet i opladningen, forventes effektbehovet i lavspændingsnettet (0,4 kV) at blive 3,5 gange højere i 2030 og 7 gange højere i 2050. I det smarte scenarie, hvor opladningen af elbilerne er fleksibel og tager hensyn til elnettets kapacitet, forventes stigningen i effektbehov at blive betragtelig lavere end i det dyre scenarie. Effektbehovet i lavspændingsnettet i det smarte scenarie forventes at blive 1,5 gange højere i 2030 og 3 gange højere i 2050. For mellem- og højspændingsnettet (10-60 kV) forventes den relative stigning i effektbehov i forhold til i dag at være ca. halvt så stor som stigningen i lavspændingsnettet.

5.2 Udviklingen i effektbehov i byområder

Som beskrevet i afsnit 4.2.2 forudsættes det, at elbiler byområder primært vil oplade på offentlige lade-standere, enten i form af lynladere på tankstationer eller på normal- og hurtigladere ved større parkeringspladser (fx parkeringshuse, indkøbscentre, arbejdspladser).

Disse typer af opladning vil have en markant anderledes påvirkning på distributionsnettet end opladning ved den enkelte bolig. I disse former for opladning er ladeeffekten større, og laderne typisk opstillet i større eller mindre grupper. Disse klynger af ladere med høj ladeeffekt vil have et effektbehov, som typisk vil betyde, at de bliver tilsluttet i mellemspændingsnettet.

Elbilerne i byområder vil derfor have en meget begrænset påvirkning af lavspændingsnettet. Den primære udfordring for eldistributionsnettet vil altså her være i mellemspændingsnettet.

Som en kontrast til det smarte scenarie med lynladning er der for byområder også analyseret udfald, hvor der udelukkende er kantstensopladning. Med kantstensopladning refereres her til opladning på offentlige ladestandere stillet op langs alle kantsten, hvor det er tilladt at parkere. Det må i realiteten betragtes som usandsynligt, at elbilerne i byområder vil oplade udelukkende ved kantstensopladning, men udfaldet er medtaget i scenarierne for at undersøge betydningen for elnettets belastning og investeringsbehov. I udfaldene med kantstensopladning bruges samme forudsætninger for ufleksibel og fleksibel opladning som i villaområder. Altså regnes med, at al kantstensopladning sker i lavspændingsnettet.

Beregning af stigning i effektbehov i byområder

Stigningen i effektbehov ved ufleksibel kantstensopladning (dyrt scenarie) beregnes ud fra belastningsprofiler for lejligheder uden elvarme og ufleksible ladeprofiler for elbilerne. Følgende procedure benyttes:

- Effektbehovet uden elbiler beregnes ved brug af profilen for lejligheder uden elvarme. Effekten af samtidighed er indregnet i profilen.
- Effektbehovet med elbiler beregnes ved at lægge profilen for det almindelige forbrug sammen med ladeprofilen for det antal elbiler, som forventes i byområder i det pågældende år. Effekten af samtidighed er indregnet i profilen.
- Stigningen i effektbehovet i lavspændingsnettet beregnes som forholdet mellem effektbehovet med elbiler og effektbehovet uden elbiler.
- Processen gentages for varierende antal kunder, og den gennemsnitlige stigning i effektbehov bruges som det endelige tal for effektstigningen.
- Stigningen i mellem- og højspændingsnettet beregnes ud fra faktorer for følgeeffekt (se afsnit 7.1.1).

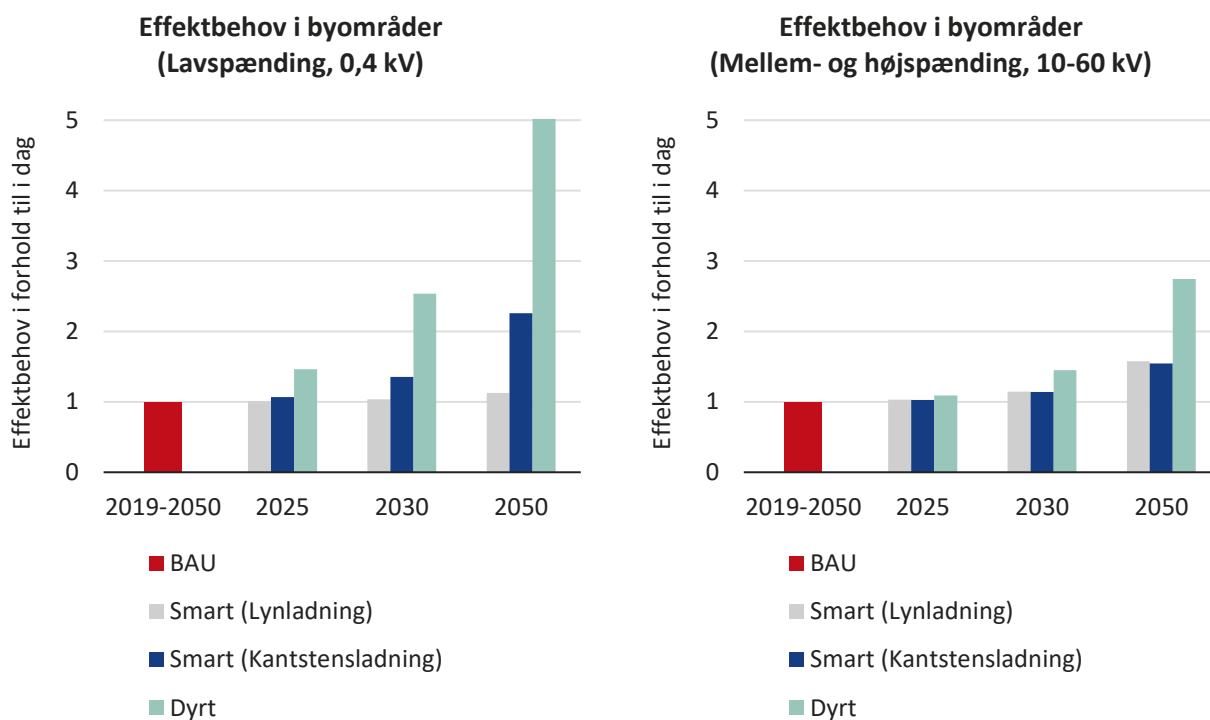
Stigningen i effektbehov ved fleksibel kantstensopladning (smart scenarie) er foretaget ud fra elbilernes forventede energiforbrug og en faktor for forholdet mellem stigningen i energiforbrug og stigningen i spidseffekt. Følgende procedure er benyttet:

- Energibehov uden elbil sættes til gennemsnitligt energiforbrug for en lejlighed uden elvarme.
- Antal elbiler pr. husstand i byområder beregnes.
- Energibehov for antal elbiler pr. husstand beregnes. Energibehov pr. elbil og hybrid fremgår af afsnit 4.3.2.
- Energibehov med elbil udregnes som summen af energibehov uden elbil og energibehov for det antal elbiler pr. husstand, som forventes i det pågældende år.
- Stigningen i energibehov beregnes som forholdet mellem energibehov med elbil og energibehov uden elbil.
- Stigningen i effektbehov i lavspændingsnettet beregnes som stigningen i energibehov gange forholdsfaktor (se afsnit 4.3.2).
- Stigningen i mellem- og højspændingsnettet beregnes ud fra faktorer for følgeeffekt (se afsnit 7.1.1).

Stigning i effektbehov ved lynladning (smart scenarie) beregnes ud fra forudsætningerne om antallet af lynladere og andelen af elbiler i byområder, som lader på lynladere. Ladeprofilen for lynladerne tilskrives kun til mellem- og højspændingsnettet. Andelen af opladning, som foretages på egen lader, regnes som fleksibel kantstensopladning. Øvrig opladning er medtaget som ufleksibel opladning i mellemspændingsnettet.

Boks 5 Metode for beregning af stigning i effektbehov i byområder.

Med de benyttede forudsætninger om udbredelse og opladning af el- og hybridbiler viser beregningerne, at effektbehovet i byområder vil stige som vist på Figur 7.



Figur 7 Stigning i effektbehov på de forskellige spændingsniveauer i forhold til i dag i byområder i scenarierne BAU, Smart og Dyrt.

Det ses, at effektbehovet i byområder stiger markant mere ved kantstensopladning (dyrt scenarie) end ved lynladning (smart scenarie) – særligt i lavspændingsnettet. Effektbehovet i lavspændingsnettet forventes at blive 2,5 gange højere i 2030 og 5 gange højere i 2050 i det dyre scenarie med kantstensopladning. Dette er markant højere end det effektbehov, der forventes i lavspændingsnettet, hvis opladningen er fleksibel, eller der oplades på lynladere (smart scenarie).

Effektbehovet i mellem- og højspændingsnettet forventes at blive 1,5 gange højere i 2030 og 3 gange højere i 2050 i det dyre scenarie med kantstensopladning. Hvis opladningen er fleksibel, eller der oplades på lynladere (Smart scenarie) forventes effektbehovet i mellem- og højspændingsnettet at blive 15 pct. højere i 2030 og 60 pct. højere i 2050.

Som det ses på Figur 7, er det forventede effektbehov i mellem- og højspændingsnettet næsten ens i de to smarte scenarier - scenariet med fleksibel kantstensopladning og scenariet med lynladning. Der er dog stor forskel på det forventede effektbehov i lavspændingsnettet i de to smarte scenarier. Samtidig er der stor forskel på behovet for fleksibilitet. I det smarte scenarie med lynladning er stigningen i effektbehov ikke betinget af, at opladningen af elbiler er fleksibel.

Sammenlignes der med det forventede effektbehov i villaområder, ses det, at det forventede effektbehov i byområder er markant mindre. Dette er særligt tydeligt i det dyre scenarie, hvor opladningen er ufleksibel. Forskellen i effektbehov i villa- og byområder skyldes, at der er færre biler pr. husstand i byområder end i villaområder. Det lavere antal biler pr. husstand i byområder skyldes primært bedre tilgængelighed og større brug af andre transportformer, fx cykel og offentlig transport.

5.3 Løbende fornyelse giver øget kapacitet, men ikke nok

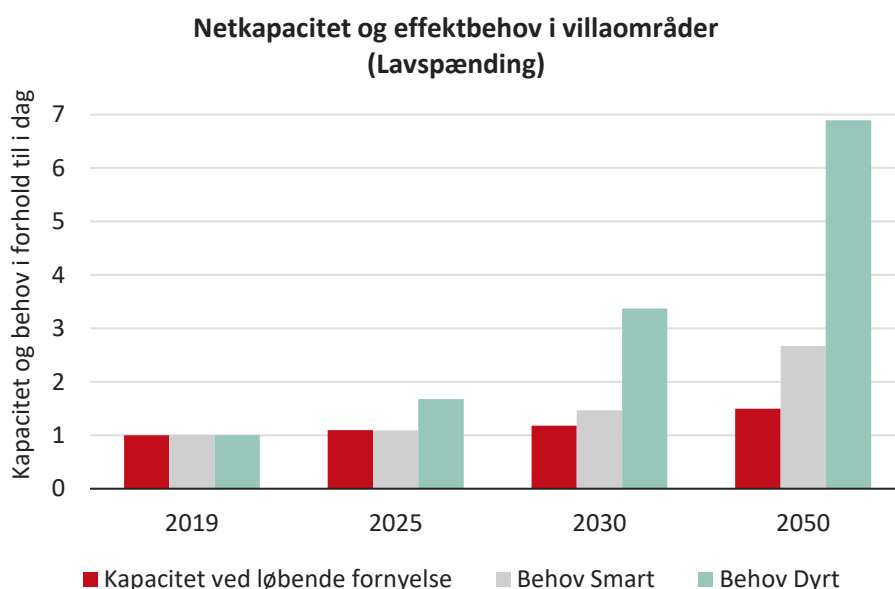
Med den løbende fornyelse af elnettet, i takt med at levetiden for det eksisterende elnet udløber, vil der i sig selv ske en forøgelse af kapaciteten i elnettet. Det skyldes, at moderne dimensioneringskriterier stiller større krav til elnettets kapacitet, end det var tilfældet i 70'erne og 80'erne, hvor størstedelen af vores nuværende lavspændingsnet er etableret.

Historisk er nettet dimensioneret efter en forholdsvis flad udvikling i spidslastbehovet, men med de nuværende forventninger vil behovet, som vist, udvikle sig betydeligt kraftigere. Igennem mange år har der således ikke været teknologispring eller udvikling i elforbruget, som har givet anledning til en så hurtig udvikling i effektbehov, som det der forventes fra elbiler som illustreret i afsnittene ovenfor. Traditionel fornyelse af elnettet er derfor tilpasset en betragteligt langsommere udvikling, end det der forventes for indfasningen af elbiler.

De nuværende dimensioneringskriterier er løbende skærpet siden starten af 00'erne og medfører, at lavspændingsnet, der anlægges i dag, har ca. 60 pct. højere kapacitet end lavspændingsnet, der er etableret i 70'erne og 80'erne.

Med de nyeste dimensioneringskriterier vil vi altså i 2050 stå med et lavspændingsnet, der samlet set har ca. 50 pct. højere kapacitet end det net, der ligger i jorden i dag. Men det er imidlertid slet ikke tilstrækkeligt, eftersom effektbehovet i 2050, jf. den nettekniske analyse ovenfor, vil stige til omkring 3-7 gange det nuværende effektbehov for villaområder og op til 5 gange for byområder, afhængigt af om vi betragter det smarte eller dyre scenarie.

Der er derfor betydelig risiko for, at effektbehovet overhaler den udvikling i kapaciteten, der følger af den løbende fornyelse, hvorved der vil opstå en situation, hvor elnettet reelt ikke har den nødvendige effekt-mæssige kapacitet til at forsyne det nye forbrug. Dette er illustreret i Figur 8, som viser det nye effektbehov fra opladning af elbiler set i sammenligning med udviklingen i netkapaciteten ved den løbende fornyelse af nettet.



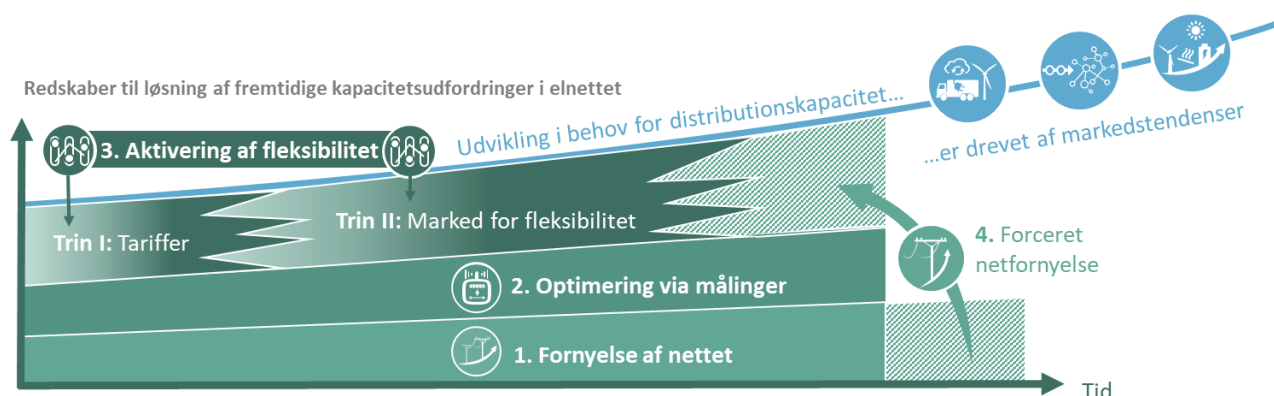
Figur 8 Stigning i effektbehov og netkapacitet i lavspændingsnettet i byområder.

I det følgende gives først et overblik over elnetselskabernes værktøjskasse til at imødegå et fremtidigt voksende effektbehov, hvorefter analysen af det fremtidige investeringsbehov i eldistributionsnettet under de tre scenarier beskrives nærmere.

6 Elnetselskabers værktøjskasse til at imødekomme nyt effektbehov

Dansk Energi har i Elnet Outlook 2018 peget på, at elnetselskaberne har en værktøjskasse [7], der grundlæggende indeholder fire redskaber til effektivt at imødekomme et øget effektbehov fra elektrificering og decentral produktion. Denne værktøjskasse er illustreret i Figur 9 og omfatter:

1. Løbende fornyelse af nettet, der automatisk øger nettets kapacitet.
2. Optimering af brugen af nettet ved kontinuerlig brug af data fra fjernaflæste målere.
3. Aktivering af fleksibilitet via netselskabernes tariffer, tilslutningsprodukter og aftaler om indkøb af fleksibilitet fra forbrugere og markedsaktører.
4. Forceret fornyelse og udbygning, når 1-3 ikke er tilstrækkeligt til at imødekomme behovet.



Figur 9 Elnetselskabernes værktøjskasse til effektivt at imødegå voksende fremtidigt effektbehov fra elektrificering og decentral produktion.

Når nettet er udtjent, medfører netfornyelsen som nævnt 5.3 i sig selv en opgradering af nettet til højere kapacitet. Derfor er den løbende fornyelse og samtidig udbygning et primært værktøj til at imødegå kapacitetsudfordringer på længere sigt. Men det tager mange år at gennemløbe en investeringscyklus, så de svært belastede net er fuldt rustede til at fremtidens udfordringer. Analysen i afsnit 5.3 peger netop på, at den løbende fornyelse af elnettet ikke i en tilstrækkelig grad kan imødegå effektbehovet fra elbilopladning frem mod 2030 og 2050 som følge af udrulningen af elbiler. Derfor bør der tages flere redskaber i brug fra værktøjskassen.

Optimering via målinger og aktivering af fleksibilitet vil således være redskaberne til løbende at reducere det øgede investeringsbehov og forceret netfornyelse som følge af elektrificeringen af transport mv. Reguleringen bør naturligvis understøtte brugen af disse værktøjer, så de samlede omkostninger til øget kapacitet minimeres mest muligt. Hvis måling, tariffer og fleksibilitetsaftaler med forbrugere og markedsaktører ikke er tilstrækkeligt til at løse kapacitetsudfordringerne, må elnetselskabet forcere netfornyelsen og udbygge kapaciteten, inden de eksisterende netanlæg har nået deres 40-årige levetid. Det er dog voldsomt dyrt at forcere investeringer i fornyelse og udbygning af net med mange års restlevetid.

6.1.1 Optimering via målinger

Ud fra detaljerede spændings- og effektmålinger fra de fjernaflæste målere hos kunderne vil elnetselskaberne løbende kunne følge med i tilstanden og belastningen på helt specifikke radialer i nettet. Det gør elnetselskaberne i stand til at drive nettet meget tættere på kapacitetsgrænsen. Med disse præcise data kan elnetselskaberne opdage fejl eller risiko for overbelastning, allerede inden de resulterer i strømafbud. Dermed er øjeblikmålinger afgørende for netselskaberne til at imødegå kapacitetsudfordringer. Derudover er elnetselskabernes målinger en forudsætning for aktivering af fleksibilitet.

6.1.2 Tidsdifferentierede nettariffer og fleksibilitet

Tidsdifferentierede nettariffer bruges til at sende et signal til kunderne om, hvornår nettet er særligt belastet og dermed, hvornår fleksibilitet har størst værdi. Ud fra disse prissignaler kan kunderne selv – eller markedsaktører på vegne af kunderne – optimere deres træk på elnettet efter, hvilke tidspunkter på døgnet, tarifferne er lavest eller højest. Elnetselskaberne har samlet set besluttet at indføre tidsdifferentierede nettariffer i takt med, at flexafregning udrulles til de danske elkunder og målet er, at alle forbrugere tilbydes tidsdifferentierede nettariffer ved udgangen af 2020.

Hvis tarifsignaler i sig selv ikke er nok, kan elnetselskabet benytte markedsløsninger til aktivering af fleksibilitet ved fx at indgå aftaler med større forbrugere, decentrale producenter, aggregatører eller operatører af ladeinfrastruktur om afbrydelighed eller op-/nedregulering alt afhængigt af, om der er tale om kapacitetsudfordringer, der stammer fra decentral produktion eller fra forbrug og hvor præcist i nettet, der er særlige kapacitetsudfordringer.

7 Fremtidigt investeringsbehov i eldistributionsnettet

På baggrund af beregningerne af de fremtidige effektbehov, som beskrevet i afsnit 5, er de afledte investeringsbehov i nye netanlæg og -komponenter estimeret. Estimeringen er baseret på en vurdering af, hvor stort et behov for flere netkomponenter, det nye effektbehov driver i lavspændingsnettet samt følgeeffekter i mellem- og højspændingsnettet. På denne baggrund er der fastlagt forholdstal for den nødvendige opskalering af antallet af netkomponenter i et givet net ved en forøgelse af effektbehovet.

Desuden er der indhentet investeringsfremskrivninger på komponentniveau for BAU fra en række elnetsselskaber. De indhentede fremskrivninger for BAU er skaleret til landsplan for at opnå et samlet estimat for de nødvendige investeringer til at opretholde nuværende leveringsomfang og -kvalitet. Efterfølgende er de konkrete antal nødvendige komponenter i BAU skaleret til hhv. det dyre og det smarte scenarie under anvendelse af ovennævnte forholdstal mellem stigning i effektbehov og antal netkomponenter.

Analysen af fremtidigt investeringsbehov under hhv. BAU, Dyrt og Smart er yderligere beskrevet i det følgende.

7.1 Fra effektbehov til nødvendige investeringer

Investeringsbehovet til elnettet er primært drevet af behovet for den effekt (W), elnettet skal kunne overføre i den mest belastede time, og investeringsbehovet er i et vist omfang proportionalt med det øgede kapacitetsbehov i elnettet.

Det er ved udvidelse af elnettet ofte ikke muligt blot at udskifte en komponent med en anden, som har en større kapacitet, fx et kabel med et større tværsnit. Det er derimod nødvendigt at udbygge med nyt net. Det betyder i praksis, at antallet af transformere, kabler og andre netkomponenter stiger i takt med effektbehovet.

Komponenter med større kapacitet vs. udbygning af nettet

Der findes en række tekniske årsager til, at det ved netforstærkning ikke er muligt blot at udskifte til en komponent med større kapacitet.

Den første og måske mest kritiske årsag er, at komponenter – særligt kabler – simpelthen ikke produceres med større kapacitet. Og hvis man ønsker komponenten med en større kapacitet, skal komponenten specialproduceres. Specialproducerede komponenter er dyrere end alment tilgængelige komponenter. Derudover er der også en række fysiske forhold, som gør, at det ikke er teknisk hensigtsmæssigt at bygge komponenterne med større kapacitet – fx fysisk størrelse af transformere.

En anden årsag er den fysiske størrelse af komponenterne. Fx fabrikeres netstationer i en størrelse, som fysisk ikke kan indeholde de største transformere. Netstationer er typisk ikke bygget til at kunne rumme transformere, som er større end 1000 kVA, men transformere findes teknisk set i størrelser op til 2500 kVA. De største transformere er dog beregnet til at stå i store industrihaller og ikke i netstationer. Tilsvarende er kabelskabe kun beregnet til kabler af en vis tykkelse.

Parallelkobling af komponenter er en mulighed, men har så mange tekniske ulemper, at det i praksis undgås. Komponenterne kan ikke belastes i samme grad, når de ligger parallelt, fx to kabler, som ligger i samme kabelkanal. Det skyldes, at komponenterne ikke kan komme af med varmen lige så effektivt, som hvis de lå alene, og da det ikke kan sikres, at de deler belastningen ligeligt. Hvis én af de parallelle komponenter fejler, er der høj risiko for kaskadefej, hvor samtlige af de parallelle komponenter fejler. Dette som følge af at de tilbageværende komponenter skal overtage belastningen fra den fejlede komponent, hvorpå de tilbageværende komponenter bliver overbelastet og også fejler.

Når kapaciteten af komponenterne øges, kan det give kortslutningsstrømme, som er for høje – hvilket er til fare for både udstyr og mennesker, når en fejl eller kortslutning forekommer i elnettet.

Elektrisk støj fra kunderne bliver også en udfordring, idet en forøgelse i en netkomponents kapacitet til at levere effekt ikke giver tilsvarende mere plads til elektrisk støj fra kunderne. Helt konkret betyder det, at den højere kapacitet af komponenten ikke kan udnyttes, da støjniveauet i så fald ville blive for højt.

Grundet de ovenstående årsager er det nødvendigt at udvide med nyt net når effektbehovet stiger, også i de tilfælde hvor stigningen kommer fra eksisterende kunder.

Boks 6 Årsager til at det ved udvidelse af elnettet ikke er muligt blot at udskifte komponenterne til nogle, som har større kapacitet.

For at bedømme hvor meget antallet af netkomponenter stiger i forhold til stigningen i effektbehov, skal der tages hensyn til de ændringer i elnettets struktur, som det øgede effektbehov kræver, de måder som et net kan udvides/forstærkes på, og den mængde af ubenyttet effektkapacitet, der er i elnettet. Der findes i alle elnet en vis grad af ubenyttet effektkapacitet, som naturligvis udnyttes inden et net forstærkes/udvides. Den ubenyttede effektkapacitet skyldes en række årsager, fx planlægningshorisont og tekniske begrænsninger.

Da disse forhold afhænger af det konkrete net og netforhold, vil der være en stor varians i, hvor meget antallet af netkomponenter stiger i forhold til stigningen i effektbehovet. For at kunne regne på investeringsbehovet er det nødvendigt at lave en gennemsnitsbetragtning.

Dansk Energi har på baggrund af ovenstående skønnet, at antallet af netkomponenter på de forskellige spændingsniveauer i gennemsnit stiger som vist i Tabel 4, når effektbehovet på det pågældende spændingsniveau stiger med 100 pct..

Spændingsniveau	Stigning i antal komponenter
Lavspænding	50 pct.
Mellemspænding	70 pct.
Højspænding	70 pct.

Tabel 4 Stigning i antal netkomponenter i pct., når effektbehovet på det pågældende spændingsniveau stiger med 100 pct..

7.1.1 Følgeeffekt på højere spændingsniveau

Når investeringsbehovet skal vurderes, er det også nødvendigt at tage hensyn til følgeeffekter. Grundet elnettets opbygning er der en følgeeffekt, hvor en stigning i effektbehovet i lavspændingsnettet ikke kan løses ved udvidelse af lavspændingsnettet alene, men også kræver en udvidelse af elnettet på de højere spændingsniveauer. Følgeeffekten skyldes, at forbruget i lavspændingsnettet hovedsageligt forsynes fra de højere spændingsniveauer, fx fra de store vindmølleparker på transmissionsnettet. Således vil en effektstigning på fx 100 kW i lavspændingsnettet give en tilsvarende effektstigning på de højere spændingsniveauer. Det er dog ikke den absolutte effektstigning i kW, der er afgørende for investeringsbehovet, men derimod den relative effektstigning i pct. Når den relative effektstigning i skal bestemmes, skal der tages hensyn til både samtidighed og decentral produktion. Da den relative effektstigning i pct. afhænger af det konkrete net og netforhold, vil der være stor varians i værdien, og en gennemsnitsbetragtning er nødvendig.

Dansk Energi har på baggrund af ovenstående skønnet, at effektbehovet på de forskellige spændingsniveauer i gennemsnit stiger som vist i Tabel 5, når effektbehovet i lavspændingsnettet stiger med 100 pct..

Spændingsniveau	Stigning i effektbehov
Lavspænding	100 pct.
Mellemspænding	40 pct.
Højspænding	40 pct.

Tabel 5 Stigning i effektbehov på forskellige spændingsniveauer, når effektbehovet i lavspændingsnettet stiger med 100 pct..

Årsager til ubenyttet effektkapacitet

Der er en række årsager til, at der i alle elnet er en vis andel ubenyttet effektkapacitet. I det følgende beskrives de tre vigtigste.

Planlægningshorisont

Netkomponenter, som kabler og transformere, har levertider på 40 år eller derover. De dimensioneres efter fremskrivninger af effektbehov, som rækker 40 år ud i fremtiden. Forventes der en stigning i effektbehovet, vil der altid være en andel ubenyttet effektkapacitet, afhængig af hvor gammel en netkomponent er, da den fulde kapacitet som regel først skal bruges i slutningen af komponentens levetid. Fremskrivninger med så lang en tidshorisont er desuden behæftet med en vis usikkerhed, og der kan derfor være steder, hvor effektbehovet ikke stiger i samme omfang som forventet, fx på grund af energieffektivisering, hvorved der også vil være ubenyttet effektkapacitet.

Ubenyttet effektkapacitet, som skyldes planlægningshorisonten, udnyttes naturligvis inden elnettet forstærkes/udvides.

Tekniske begrænsninger

Der er en lang række tekniske begrænsninger, som gør, at det ikke altid er muligt at udnytte den fulde effektkapacitet af en netkomponent. Det kan fx være et kabel, hvis fulde effektkapacitet ikke kan udnyttes, fordi spændingen hos kunderne i så fald ville blive for lav. I mellem- og højspændingnet er det almindeligt, at der reserveres en andel effektkapacitet til nødsituationer (reserveforsyning). Disse reserver er nødvendige for at sikre, at et stort antal kunder ikke oplever afbrud ved vedligehold af netkomponenter eller oplever lange afbrud, når der opstår fejl på en netkomponent. Andre årsager inkluderer bl.a. netbeskyttelse og elektrisk støj fra kunder.

Ubenyttet effektkapacitet, som skyldes tekniske begrænsninger, kan ikke udnyttes, medmindre de tekniske begrænsninger fjernes.

Minimum effektkapacitet af netkomponenter

Der findes en række årsager, primært økonomiske, som gør, at netkomponenter under en vis effektkapacitet ikke benyttes. Netkomponenter med meget lav effektkapacitet kan kun bruges meget få steder i elnettet. Grundet den lave indkøbsvolumen og efterspørgsel på netkomponenter med lav effektkapacitet er de i praksis ofte dyrere for elnetselskabet at anskaffe, end komponenter med større effektkapacitet. Det skyldes, at komponenter med større effektkapacitet indkøbes og efterspørges i markant højere volumen, hvorved storkøbs- og produktionsfordele gør, at prisen pr. komponent bliver lavere. Ved kun at benytte få størrelser af komponenter kan opnås yderligere besparelser, fordi behovet for lagerplads til reservekomponenter hos elnetselskaberne reduceres. Derfor er der mange elnetselskaber, som ikke benytter netkomponenter under en vis effektkapacitet. De få steder i elnettet, hvor effektbehovet er betydeligt mindre end effektkapaciteten af den mindste netkomponent, vil der derfor være ubenyttet effektkapacitet.

Ubenyttet effektkapacitet, som skyldes minimum effektkapacitet af netkomponenter, udnyttes naturligvis inden elnettet forstærkes/udvides.

Boks 7 Årsager til ubenyttet effektkapacitet i elnettet.

7.1.2 Anvendt forhold mellem udvikling i effektbehov og netanlæg

Investeringsbehovet vil være proportionalt med kapacitetsbehovet. Dette fordi investeringsbehovet er proportionalt med antallet af komponenter, og antallet af komponenter er proportionalt med kapacitetsbehovet.

Når det skal vurderes, hvor meget investeringsbehovet stiger som funktion af kapacitetsbehovet, skal der tages hensyn til stigningen i kapacitet på hvert enkelt spændingsniveau, og følgeeffekten skal medtages i beregningerne.

Tabel 6 viser stigningen i antal komponenter på de forskellige spændingsniveauer, når effektbehovet i lavspændingsnettet stiger med 100 pct.. Tabellen er resultatet af en sammenregning af faktorerne i Tabel 4 og Tabel 5.

Spændingsniveau	Stigning i antal komponenter (inkl. følgeeffekt)
Lavspænding	50 pct.
Mellemspænding	28 pct.
Højspænding	28 pct.

Tabel 6 Stigning i antal netkomponenter i pct., inklusive følgeeffekt, når effektbehovet i lavspændingsnettet stiger med 100 pct..

Værdierne i Tabel 6 bruges til udregning af investeringsbehov, når elbilerne oplader i lavspændingsnettet (opladning i villaområder og kantstensopladning i byområder). Værdierne i Tabel 4 bruges, når elbilerne oplader i mellemspændingsnettet (hurtig- og lynladning i byområder).

7.2 Estimeret investeringsbehov i elnettet

I det følgende afsnit er det fremtidige investeringsbehov i elnettet estimeret for hver af de tre hovedscenarier – dvs. BAU, Dyrt og Smart – på baggrund af data for konkrete investeringsfremskrivninger fra en række elnetselskaber. De elnetselskaber, der har leveret data til analysen, tegner samlet set ca. 80 pct. af den totale netanlægsmasse i det danske eldistributionsnet.

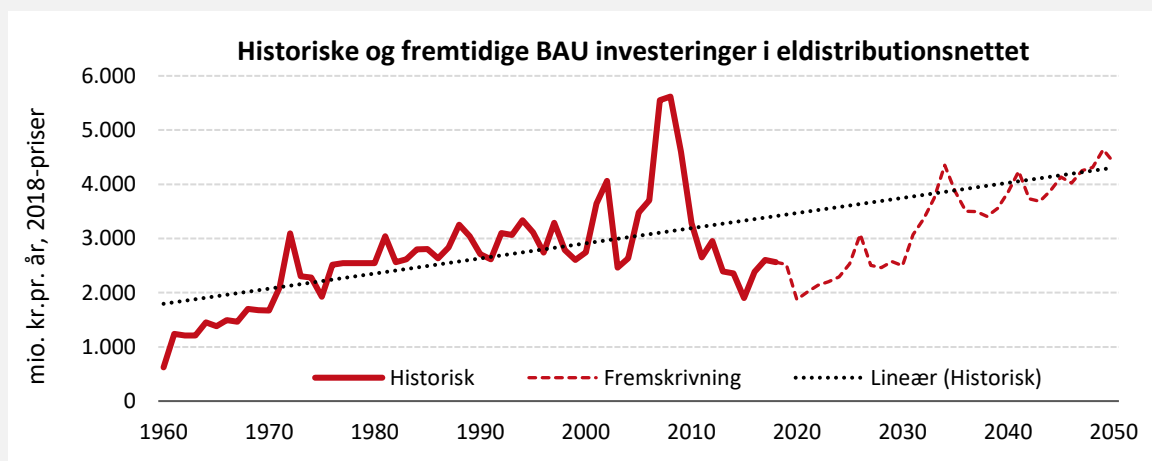
De indhentede fremskrivninger dækker forventninger til investeringer under BAU, dvs. uændret leveringsomfang og -kvalitet i forhold til i dag. Den konkrete analysemetode til estimering af det fremtidige investeringsbehov er beskrevet i Boks 8 herunder. Investeringsbehovet for de to øvrige hovedscenarier er på denne baggrund beregnet ud fra det estimerede effektbehov samt den forventede, nødvendige stigning i antal netkomponenter, som stigningen i effektbehovet driver, jf. afsnit 7.1.

Analysen viser, at investeringsbehovet for de to analyserede udfald for byområder af Smart – dvs. hhv. fleksibel kantstensopladning og lynladning er stort set identiske for hele perioden mellem 2019 og 2050. De samlede investeringer for disse to udfald adskiller sig alene med ca. 2 mia. kr. set over hele perioden til fordel for lynladning. På denne baggrund refererer 'Smart' i det efterfølgende til udfaldet med etablering af lynladning i byområder.

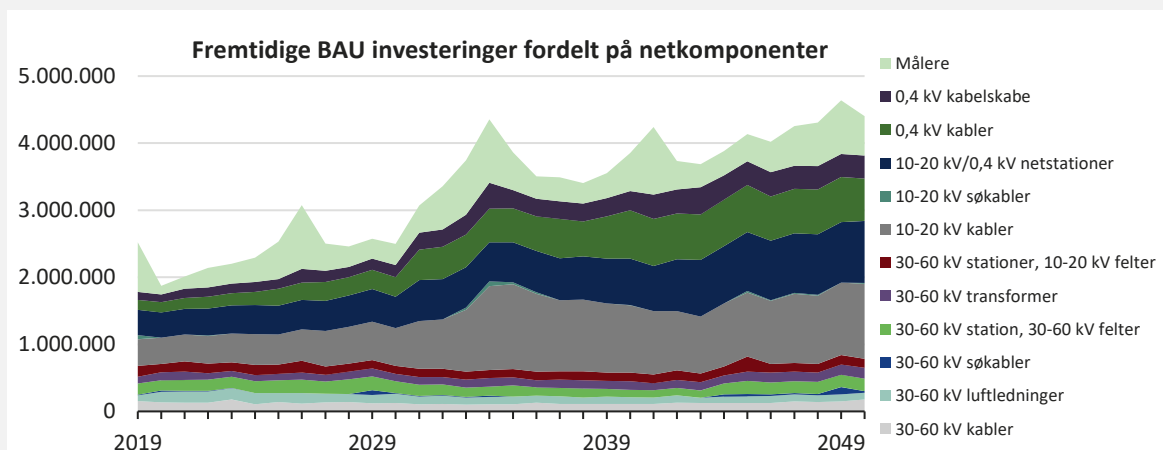
Metode til estimering af nødvendigt investeringsbehov 2019-2050 for BAU

Der er indsamlet investeringsfremskrivninger for perioden 2019-2050 fra 8 elnetselskaber (Evonet, TREFOR, DINEL, Radius, Nord Energi, Cerius, Vores Elnet og N1), der samlet set repræsenterer ca. 80 pct. af det danske eldistributionsnet. Fremskrivningerne indeholder antal og priser for netkomponenterne i 12 hovedgrupper. Tallene i hver gruppe er skaleret op til landsplan med udgangspunkt i beholdningen af netkomponenter pr. 31.12.2017. Der er i fremskrivningerne forudsat en understøttelse af nuværende leveringsomfang med uændret leveringkvalitet set i forhold til i dag.

I figuren nedenfor er fremskrivningerne for BAU vist sammen med den historiske udvikling. Som det fremgår, har investeringerne i elnettet udgjort knap 3 mia. kr. i 1970'erne og frem til 2010 med en betydelig spids i slutningen af 2008 og 2009. Det høje niveau i disse år skyldes den forcerede kabellægning af luftledninger, jf. den politisk vedtagne kabelhandlingsplan. Det skal i den forbindelse bemærkes, at 75-80 pct. af lav- og mellemspændingsnettet allerede var kabellagt, da man vedtog kabelhandlingsplanen. Dette fandt hovedsageligt sted i 70'erne og 80'erne. I 2010-2030 vil der være et noget lavere investeringsniveau på godt 2 mia. kr. årligt, men herefter stiger investeringerne frem mod 2050, hvor de udgør 4,5 mia. kr. Dette falder sammen med, at det ældre kabelnet efterhånden bliver udskiftningsmodent. Niveaulet er dog ikke unormalt, når man sammenligner med det historiske investeringsniveau.



Som det fremgår af figuren nedenfor, drives udviklingen primært af investeringer i 10-20 kV- og 0,4 kV-nettet.

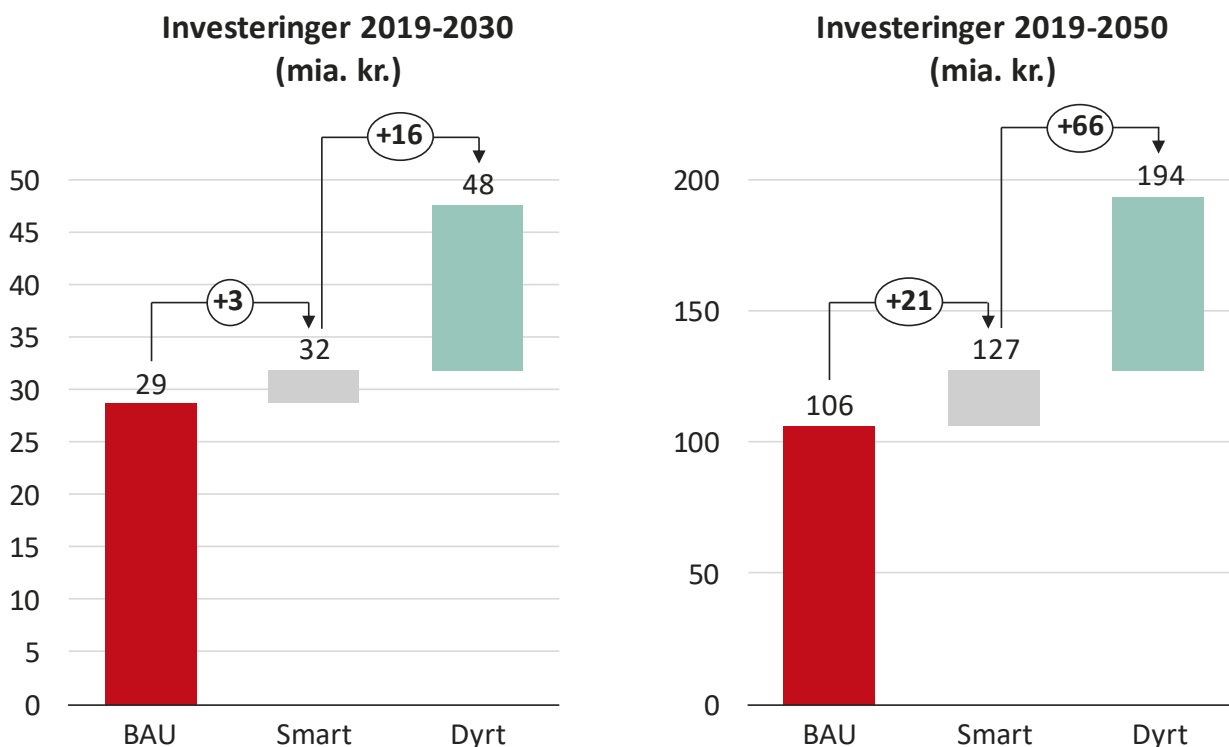


For hvert selskab er fremskrivningerne allokeret til villa-, byområde og øvrige områder ud fra den geografiske fordeling af hver netkomponent pr. 31.12.2017 og ved brug af geografisk varierende priser pr. netkomponent-gruppe baseret på selskabernes egne værdier samt estimater fra konsulentfirmaet PAP for Forsyningstilsynet. Herefter er der opskaleret til nationale tal for hver zone ved mængdebeholdninger pr. 31.12.2017.

Boks 8 Beskrivelse af metode til estimering af fremtidige investeringer i eldistributionsnettet.

På landsplan viser analysen, jf. Figur 10, at investeringsbehovet alene til den løbende fornyelse af nettet estimeres til at udgøre 29 mia. kr. i perioden frem mod 2030 og 106 mia. kr. i perioden frem mod 2050. Det er klart, at usikkerheden på disse og efterfølgende estimater må forventes at vokse hen mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Hvis elnettet skal kunne understøtte udrulningen af elbiler, vil det kræve yderligere investeringer end forventet ved den løbende fornyelse af nettet. I det smarte scenarie vil det medføre et samlet investeringsbehov på ca. 32 mia. kr. frem mod 2030 og 127 mia. kr. frem mod 2050. I det dyre scenarie vil det resultere i et samlet investeringsbehov på 48 mia. kr. frem mod 2030 og 194 mia. kr. frem mod 2050.



Figur 10 Samlet investeringsbehov i elnettet frem mod 2030 og 2050.

Analysen peger altså på, at investeringsbehovet ved at følge den smarte vej blot øges med 3 mia. kr. sammenlignet med BAU, for at elnettet er i stand til at servicere én million grønne biler i 2030. Derimod vil det kræve yderligere 16 mia. kr. frem mod 2030, hvis man politisk vælger den dyre vej frem for den smarte.

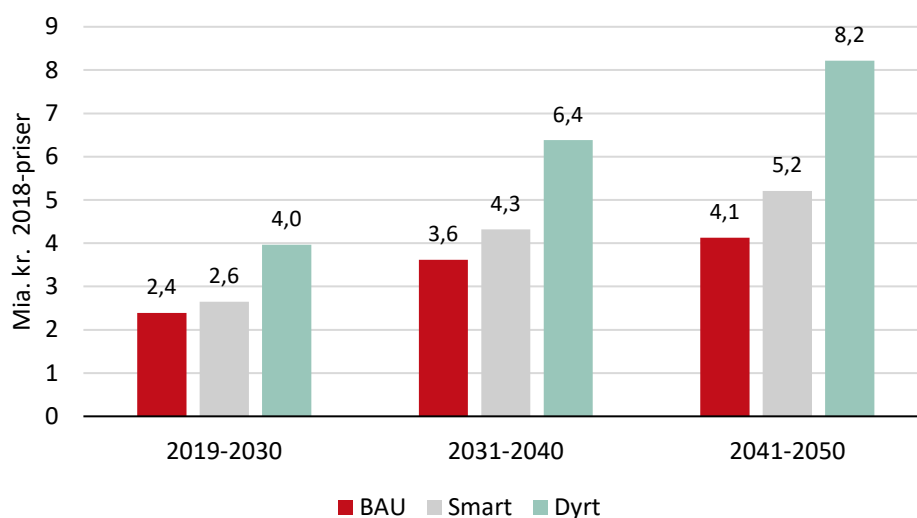
Frem mod 2050 forventes et besparelspotentiale på 66 mia. kr., hvis den smarte vej vælges frem for den dyre, imens den smarte vej vil resultere i meromkostninger på ca. 21 mia. kr. set i forholdt BAU. Derfor er der al mulig grund til at forfølge den smarte vej og understøtte aktiveringen af det fleksibilitetspotentiale, der er forbundet med opladningen af elbilerne.

7.2.1 Investeringsbehov fordelt på år og områder

Det totale investeringsbehov, illustreret i Figur 10 for hver af de tre hovedscenarier, er i det følgende afsnit brudt ned på årlige, nødvendige investeringer. Desuden er der foretaget en opdeling af investeringsbehovet fordelt på villa- og byområder.

På landsplan viser analysen, at alene for at opretholde dagens leveringsomfang og -kvalitet (BAU), vil investeringsbehovet vokse fra ca. 2,4 mia. kr. p.a. i 2019-2030 til godt 4 mia. kr. p.a. i perioden 2041-2050. For

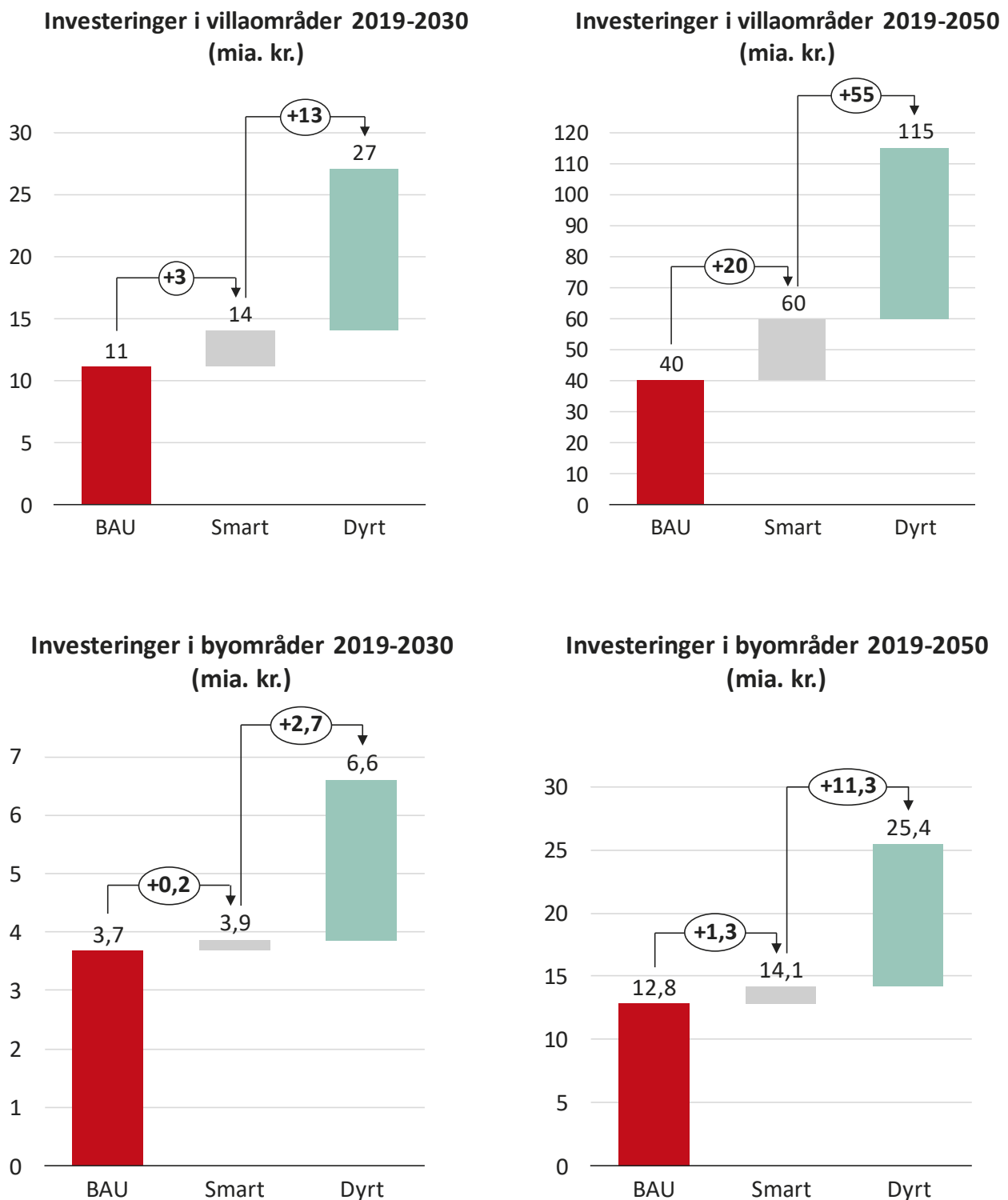
det smarte scenarie varierer investeringsbehovet mellem godt 2,6 mia. kr. p.a. i perioden 2019-2030 og godt 5 mia. kr. p.a. i perioden 2041-2050. Tilsvarende varierer investeringsbehovet mellem ca. 4 og godt 8 mia. kr. p.a. for den dyre vej.



Figur 11 Fremtidigt, årligt investeringsbehov i eldistributionsnettet.

Investeringsbehovet udvikler sig helt naturligt med udbredelsen af elbiler, og der er betydelig variation i investeringsbehovet mellem villa- og byområder afledt af de underliggende forudsætninger om udbredelse af elbiler og ladeinfrastruktur i disse områder. På baggrund af elnetskabernes GIS-kortlægning af netkomponenter er de samlede investeringer henført til hhv. villa- og byområder.

Analysen viser på landsplan, at alene for at sikre, at elnettet i villaområder kan yde samme leveringsomfang og -kvalitet, som i dag (BAU), så vil det kræve investeringer for 11 mia. kr. frem mod 2030 og 40 mia. kr. frem mod 2050, jf. Figur 12. I det smarte investeringsscenarie, vil investeringsbehovet øges til 14 mia. kr. i 2030 og 60 mia. kr. i 2050. Hvis man derimod politisk vælger den dyre vej, vil der forekomme en markant forøgelse i investeringsbehovet frem mod 2030 og 2050 og beløbet vil stige til hhv. 27 mia. kr. og 115 mia. kr.



Figur 12 Samlet investeringsbehov i eldistributionsnettet i villa- og byområder.

På baggrund af nedbrydningen af de samlede investeringer på byområder, viser analysen, at der samlet set skal investeres 3,7 mia. kr. frem mod 2030 og 12,8 mia. kr. frem mod 2050 for at sikre, at eldistributionsnettet kan yde samme leveringsomfang og -kvalitet, som i dag (BAU). I det smarte scenarium stiger investeringsbehovet til 4 mia. kr. frem mod 2030 og til 14 mia. kr. frem mod 2050 ved indpasning af elbiler i det smarte scenarie. Investeringsbehovet øges yderligere til hhv. 7 mia. kr. og 25 mia. kr. i det dyre scenarie.

Analysen viser altså, at det samlede investeringsbehov i elnettet hovedsageligt drives af investeringer i villaområderne.

7.3 Investeringsrisici og fleksibilitet

Hvor hurtigt sker udrulningen af elbiler? – hvilken effekt oplader de med og hvornår? – kommer opladningen reelt til at være fleksibel? – sker der teknologispring undervejs, der ændrer forudsætningerne radikalt, fx udbredelse af flåder af selvkørende biler?

Disse spørgsmål repræsenterer betydelige, potentielle investeringsrisici knyttet til imødekommelsen af et voksende effektbehov fra elbiler. Fx kunne risikoen ved et teknologispring manifestere sig ved, at elnetselskaberne i en længere periode må udbygge nettet efter et voksende behov for ladeeffekt i lavspændingsnettet til individuelle biler ved hver enkelt carport, mens udviklingen over en længere tidshorizont kunne gå i retning af selvkørende biler, der af egen drift kører til lynladestationer tilkøbet mellemspændingsnettet. Det vil i realiteten medføre en risiko for stranded assets i lavspændingsnettet, dvs. aktiver, der reelt ikke er behov for mere, og som derfor må nedskrives. Denne type risici skal anerkendes politisk og skal kunne rummes i reguleringen. Alternativet er en "vente og se"-tilgang, der betyder, at elbilejere i mellemtiden ikke kan serviceres, og det er reelt ikke en option.

Elbilerne kan også falde markant i pris, så de meget hurtigt vil vinde markedsandel. Ændringer i de politiske målsætninger og de afgiftsmæssige rammevilkår vil også spille en rolle. Nye politiske målsætninger kan blive vedtaget og implementeret.

De økonomiske konsekvenser ved forskellige udfald af risici bør danne grundlag for en konkret fastsættelse af risikojusterede kapitalomkostninger, der skal rummes af det fremadrettede tillæg til den historisk fastsatte indtægtsramme.

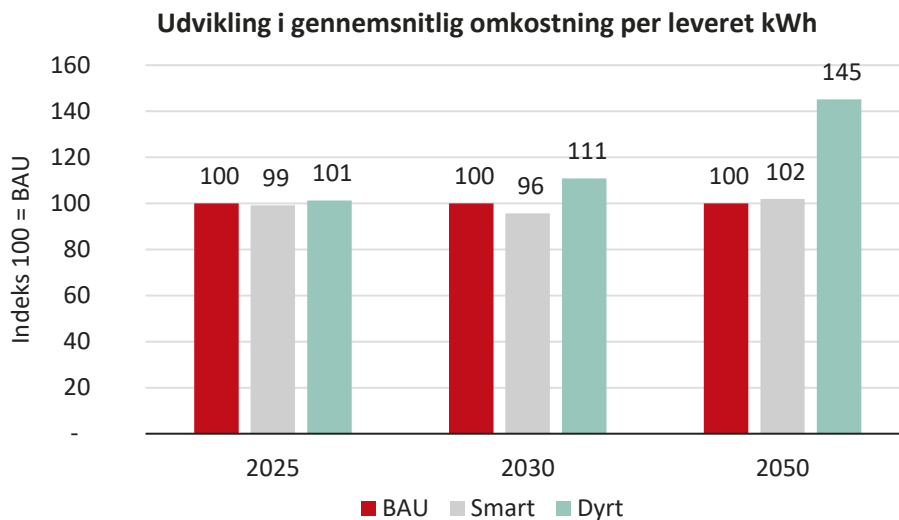
Der er, som vist, et voldsomt spænd mellem investeringsbehovet ved det smarte og dyre scenarie, og dette spænd bør elnetselskaberne såvel som reguleringen kunne håndtere. Der er således behov for, at elnetselskaberne aktivt bidrager til at optimere indpasningen af elbiler ift. at aktivere fleksibilitetspotentialet i opladningen via bl.a. tidsdifferentierede tariffer, nye netprodukter og markedsgørelse af fleksibilitet, som samlet set kan bidrage til at minimere flaskehalse i elnettet og reducere det øgede investeringsbehov.

Det er dog forbundet med en risiko at optimere helt op mod nettets maksimale kapacitet vha. fleksibilitet i og med, at elnetselskabet i realiteten ikke kan være sikker på, at flaskehalsudfordringer og begrænset kapacitet i spidslastperioder til hver en tid kan løses via fleksibilitet i forbruget. Endvidere er der en række steder i nettet, fra særligt 10 kV og opad, investeret i den høje danske forsyningssikkerhed, ved at der kan foretages omkoblinger i kritiske situationer. Det betyder konkret, at en kabelforbindelse kan fejle eller tages ud til vedligeholdelse, uden at en lang række kunder skal afbrydes, fordi de kan forsynes fra en anden forbindelse. Nye netprodukter, som søger at udnytte denne reservekapacitet i daglige driftssituationer, skal derfor sammensættes på en måde, så den høje forsyningssikkerhed ikke kompromitteres.

Konkret består udfordringen grundlæggende i at udskyde flest muligt investeringer i elnettet til det tidspunkt, hvor det eksisterende elnet alligevel har nået sin levetid, så der ikke efterlades stranded assets i elnettet på det tidspunkt, hvor der investeres i nyt elnet med væsentligt højere kapacitet. Nye digitale løsninger og IT-systemer vil udgøre vigtige bestanddele i at optimere elnetkapaciteten og aktivere fleksibilitet fremadrettet.

7.4 Nettariffen kan holdes i ro trods massive investeringer

Til trods for det øgede effekt- og investeringsbehov i elnettet indikerer nærværende analyse, at gennemsnitsomkostningerne per leveret kilowatt-time kan holdes i ro, hvis man fra politisk side vælger at følge den smarte vej. I dette scenarie vil forbrugernes gennemsnitlige betaling for at få leveret én kilowatt-time ikke blive højere end i BAU. Faktisk peger beregningerne på, jf. Figur 13, at den gennemsnitlige omkostning per leveret kilowatt-time falder med 4 pct. frem mod 2030 og alene stiger marginalt frem mod 2050. Derimod vil forbrugerne i et scenarie, hvor man politisk vælger den dyre vej opleve, at omkostningen per leveret kilowatt-time stiger betydeligt frem mod både 2030 og 2050 set i forhold til udviklingen i tariffen ved en løbende fornyelse af elnettet (BAU).



Figur 13 Indeks over estimeret udvikling i gennemsnitlige omkostninger per leveret kWh under BAU, Smart og Dyrt.

8 Reguleringen er et redskab til at opnå målet

I det følgende undersøges det, om den eksisterende økonomiske regulering i tilstrækkeligt omfang understøtter det markant voksende investeringsbehov i fremtiden til at sikre nuværende leveringsomfang og kvalitet såvel som til at sikre det nødvendige effektbehov til opladning af elbiler.

Det kan samlet set konkluderes, at den eksisterende økonomiske regulering vil efterlade et betydeligt finansieringsunderskud hos elnetselskaberne, hvis de skal følge med det voksende effektbehov i elnettet. Det skyldes, at indtægtsrammereguleringen vedvarende er et skridt bagud ift. at tilpasse elnetselskabernes indtægtsrammer til den udvikling i totalomkostninger, der er et resultat af et voksende investeringsbehov. Derfor vil elnetselskaberne akkumulere et voksende finansieringsunderskud over tid, og de nødvendige investeringer vil derfor ikke kunne finansieres fuldt ud. Derfor er der udover den nuværende ex post indtægtsramme korrektionen behov for et nyt tillæg, der sikrer tilstrækkeligt finansiering af de nødvendige investeringer i fremtiden. Hvis ikke dette sker, vil elnetselskaberne ikke rationelt kunne foretage de nødvendige investeringer, der understøtter indpasning af elbiler.

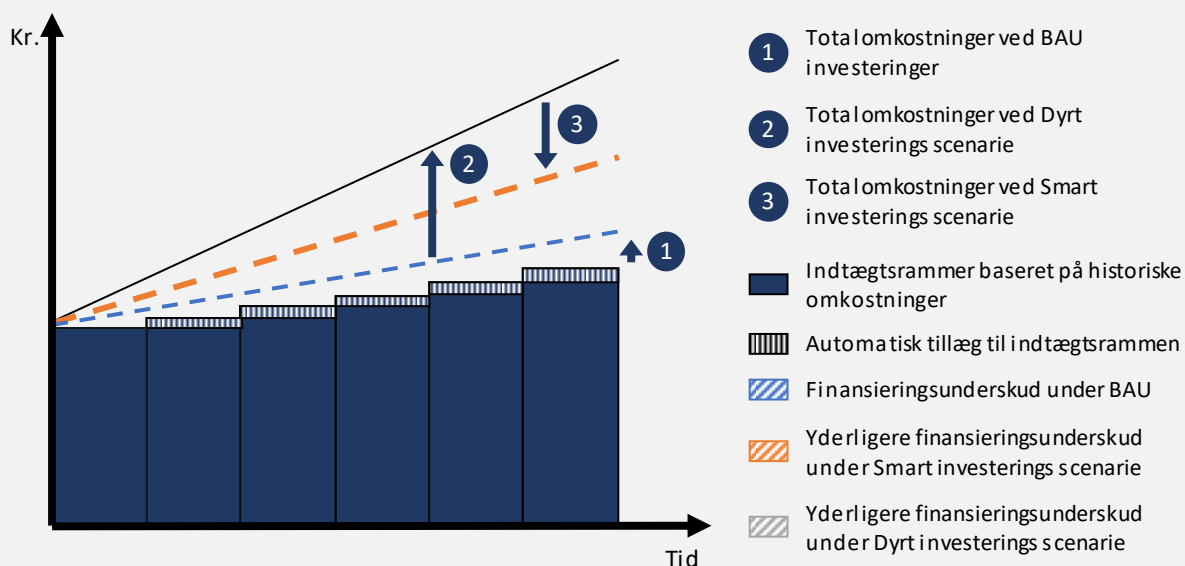
Derudover bør rammerne for reguleringen ligeledes understøtte valget af smarte løsninger, der sikrer incitament til at vælge omkostningseffektive løsninger til indpasning af elbiler i elnettet. Under nuværende indtægtsrammeregulering straffes elnetselskaberne for at øge omkostningerne i forhold til tidligere. Da der er forbundet en del øgede driftsomkostninger med den øgede digitalisering og optimering over tid, straffer reguleringen de elnetselskaber, der understøtter den smarte vej. I benchmarkmodellen måles de enkelte elnetselskaber op imod de elnetselskaber, der har de laveste omkostninger. Dette straffer reelt elnetselskaber, der har investeret i nye digitale drifts- og planlægningsløsninger, der vil kunne understøtte den smarte vej, fordi de kan blive målt op imod andre selskaber, der ikke har investeret i disse nye løsninger til optimering af netkapaciteten. Det enkleste ville være som tidligere at holde disse omkostninger ude af benchmarkingen, men denne praksis er siden ændret, så disse omkostninger nu indgår i benchmarkingen af elnetselskaberne. Det udgør en væsentlig barriere mod implementering af smarte, innovative løsninger.

8.1 Nuværende regulering medfører finansieringsunderskud

Det er i afsnittene ovenfor illustreret, at det markant øgede effektbehov resulterer i et tilsvarende øget investeringsbehov i elnettet, hvis nuværende leveringskvalitet skal opretholdes og opladning af elbiler skal kunne imødekommes af elnetselskaberne. Det øgede investeringsbehov skal håndteres i tide og på den mest omkostningseffektive måde, herunder ved aktivering af fleksibilitet. Dette kræver, at rammerne for den økonomiske regulering af elnetselskaberne tilpasses.

Rammerne for reguleringen bør kunne rumme, at der investeres rettidigt i det fremtidige kapacitetsbehov, så den nødvendige kapacitet er til stede, inden udrulningen af elbiler efterhånden tager fart. Den nuværende regulering understøtter i midlertidig ikke det voksende investeringsbehov i elnettet, men imødekommer reelt alene et uændret investeringsniveau. Dette som følge af at reguleringen fastsætter elnetselskabernes fremadrettede indtægtsrammer på baggrund af historiske omkostninger til en effektiv drift af elnettet og forrentning af den investerede kapital. Denne fremgangsmåde er i sagens natur ikke robust overfor en situation, hvor accelererende udrulning af elbiler vil øge investeringsbehovet og medfølgende driftsomkostninger i eldistributionsnettet. Mekanismen i den bagudrettede fastsættelse af elnetselskabernes indtægtsrammer og det deraf følgende finansieringsunderskud er beskrevet i Boks 9 herunder.

Figur 14 illustrerer, hvorledes nuværende regulering vil medføre et finansieringsunderskud, der forhindrer fuld finansiering af de stigende investeringer og medfølgende driftsomkostninger, som følger af et fremtidigt voksende kapacitetsbehov i elnettet.



Figur 14 Finansieringsunderskud under nuværende regulering.

Et elnetselskabs indtægtsramme udgør de maksimalt tilladte indtægter, som selskabet i et givent år må opkræve fra kunderne gennem tariffer og abonnementer mv. Indtægtsrammen fastsættes årligt af Forsyningstilsynet pba. indtægtsrammebekendtgørelsen med henblik på at dække elnetselskabets effektive omkostninger til investeringer, drift og vedligeholdelse af nettet. Indtægtsrammen fastsættes for 5-årige reguleringsperioder ad gangen. I et voksende investeringscenarium, svarende til 1-3 i figuren ovenfor, vil indtægtsrammen gradvist øges hver reguleringsperiode. Dette som følge af at indtægtsrammen udgøres af de gennemsnitlige driftsomkostninger og afskrivninger fra foregående reguleringsperiode samt forrentning af det historiske og fremadrettede forrentningsgrundlag. I et voksende investeringscenarium vil indtægtsrammerne derfor efterhånden øges ex post, men ikke i en tilstrækkelig grad til at dække totalomkostningerne i reguleringsåret. Ex post korrektionen til indtægtsrammen, som følger af større totalomkostninger i foregående reguleringsperiode, er illustreret i figuren ovenfor ved de blå skraverede firkanter. Desuden er det illustreret, at såfremt elnetselskabet skal imødekomme en øget effektefterspørgsel, svarende til de tre investeringscenarier 1) BAU, 2) Dyrt og 3) Smart, så vil det i alle situationer resultere i et finansieringsunderskud. Metoden til estimering af dette finansieringsunderskud uddybes i efterfølgende afsnit.

Boks 9 Konsekvensen af den bagudrettede fastsættelse af elnetselskabernes indtægtsrammer under et voksende investeringsforløb.

Det estimerede finansieringsunderskud kan beregnes på baggrund fremskrivningen af elnetselskabernes totalomkostninger ved de tre forskellige investeringsforløb, samt en fremskrivning af elnetselskabernes bagudrettede indtægtsrammer for perioden 2019-2050. Elnetselskabernes totalomkostninger og de bagudrettede fastsatte indtægtsrammer er opgjort som beskrevet i Boks 10 herunder.

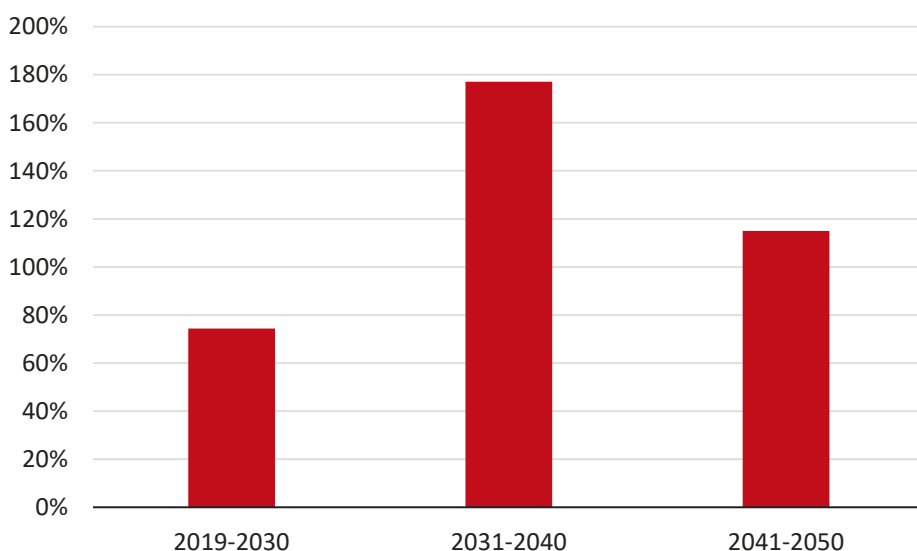
Fremskrivningen af elnetskabernes årlige totalomkostninger for 2018-2050 sker med udgangspunkt i de nødvendige investeringer for hver af de tre scenarier, de afledte afskrivninger for hhv. nye og historiske netaktiver, samt en opgørelse af udviklingen i aktivbasen bestående af historiske og nye netaktiver. Driftsomkostningerne beregnes som et fast forhold mellem driftsomkostninger og afskrivninger baseret på det gennemsnitlige historiske forhold og med udgangspunkt i niveauet for 2017.

Beregningen af branchens indtægtsrammer for perioden 2018-2050 tager udgangspunkt i reglerne for opgørelse af indtægtsrammen fastsat i *Bekendtgørelsen om indtægtsrammer for netvirksomheder* nr. 969 af 27/06/2018. Derfor beregnes indtægtsrammen i 1. reguleringsperiode (2018-2022) med udgangspunkt i branchens indberettede reguleringsregnskaber for 2012-2014 samt senest tilgængelige reguleringsregnskaber (2017). Indtægtsrammen i de efterfølgende reguleringsperioder (2023-2050) beregnes med afsæt i de gennemsnitlige totalomkostninger fra foregående reguleringsperiode. Indtægtsrammen justeres løbende som følge af udviklingen i antal stationer, også kaldet automatiske indikatorer, imens der ses bort for udviklingen i antal målere.

Desuden er det værd at bemærke, at forrentningen af det historiske forrentningsgrundlag er sat til 3,12 pct. og er beregnet på baggrund af den gennemsnitlige lange obligationsrente i 2018, som udmeldt af Finans Danmark, inklusiv 1 pct. point. Forrentningssatsen for det fremadrettede forrentningsgrundlag er fastsat til 3,66 pct., hvilket er i overensstemmelse med bekendtgørelse om forrentningssats for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag.

Boks 10 Metode til fremskrivning af fremtidige totalomkostninger og bagudrettet fastsatte indtægtsramme ved fremtidigt investeringsbehov.

På baggrund af metoden beskrevet i Boks 10 er det samlet, nødvendige tillæg til indtægtsrammen estimeret i forhold til den løbende ex post korrektion af rammen. Dette for at illustrere, at den løbende ex post korrektion af indtægtsrammen ikke i en tilstrækkelig grad understøtter det øgede investeringsbehov og dertilhørende omkostninger til drift af elnettet og forrentning af den investerede kapital. Analysen viser, at blot for at forny elnettet, vil der opstå et finansieringsunderskud fra 75 pct. til 180 pct. af ex post-korrektionen, jf. Figur 15.



Figur 15 Det samlede, nødvendige tillæg ift. ex post korrektionen for BAU.

Frem mod 2050 vil det finansielle underskud blive betydelig større, hvis det forventes, at elnetselskaberne skal opretholde nuværende leveringskvalitet og *samtidig* imødekomme et voksende effektbehov fra opladning af elbiler under investeringsscenarierne Smart og Dyrt. Det betyder, at hvis elnettet skal være med til at løse den grønne omstilling af persontransporten, er det især vigtigt, at der indbygges et fremadskuende tillæg i nuværende regulering, som understøtter en tilstrækkelig finansiering af nødvendige rettidige investeringer i udbygning af nettet.

Elektrificeringen af andre transportformer, herunder kollektiv bus- og togtransport, erhvervs- og godstransport, skibstransport og flytransport samt elektrificeringen af den kollektive og individuelle opvarmning, vil også påvirke investeringsbehovet i eldistributionsnettet væsentligt. Dette vil skulle undersøges nærmere for at etablere grundlag for et fuldt dækkende nødvendigt, fremadrettet tillæg til elnetselskabernes indtægtsrammer, der kan understøtte den samlede elektrificering af energiforbruget.

Dette skal kombineres med muligheder for aktiv mobilisering af fleksibilitet i de tilfælde, hvor dette er et omkostningseffektivt alternativ til investeringer. Det vil dæmpe behovet for at øge investeringerne, men dog langt fra neutralisere det øgede investeringsbehov, som følger af det øgede effektbehov. Imidlertid understøtter de økonomiske rammer for nuværende regulering ikke en aktiv mobilisering af fleksibilitet som et alternativ til kapitaltunge investeringer. Dette som følge af, at de øgede driftsomkostninger, der følger med den øgede digitalisering og optimering over tid indgår 'skævt' i benchmarkmodellen. I benchmarkmodellen holdes de enkelte netselskaber op imod de netselskaber, der har de laveste samlede omkostninger, hvorfor elnetselskaber straffes ved at investere i fx nye digitale løsninger, der vil kunne understøtte den smarte vej.

8.2 Redskabet er et fremadrettet element i regulering

For at bringe den økonomiske regulering i stand til at understøtte det fremtidige investeringsbehov er det imidlertid ikke nødvendigt at ændre hele den nuværende økonomiske regulering fundamentalt, men den bør tilpasses med et nyt ekstra element, som understøtter dette behov.

Et fremadskuende element kompenserer ideelt set elnetselskaberne for finansieringsunderskuddet under de forskellige investeringsscenarier. Tillægget skal sikre, at elnetselskabernes effektive totalomkostning dækkes, så selskaberne løbende kan være på forkant med udviklingen i effektbehovet. Det kræver, at tillægget tillader elnetselskaberne at øge kapaciteten rettidigt, så den er til stede på det tidspunkt, hvor behovet slår igennem, og at selskaberne på det tidspunkt kan opgradere nettet til den forventede effektstigning over de kommende 40-50 år, så der ikke pludselig skal foretages omkostningsfuld forceret netfornyelse med stranded assets som konsekvens, jf. afsnit 6.

Princippet om et fremadrettet tillæg til indtægtsrammen flugter desuden med den vedtagne regulering af Energinet [8], der åbner op for at inkludere et fremadskuende element til Energinets indtægtsramme, hvis meromkostninger til investeringer ikke kan holdes inden for den samlede indtægtsramme.

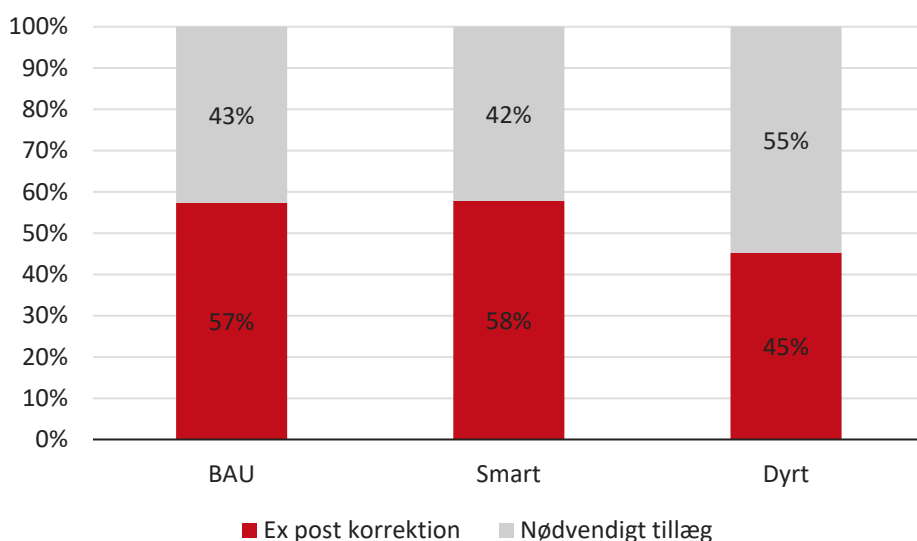
8.2.1 Nødvendigt tillæg til indtægtsrammer

Konkret er der behov for at opføre et fremadrettet tillæg til indtægtsrammerne, der tager højde for totalomkostningerne ved det nye investeringsbehov inkl. effektiv aktivering af fleksibilitet. Det nødvendige tillæg til indtægtsrammen for branchen i sin helhed kan beregnes på baggrund af metoden beskrevet i Boks 10, og udgør således forskellen mellem årets totalomkostninger til en effektiv drift af elnettet og forrentning af den investerede kapital samt indtægtsrammen i reguleringsåret.

Det nødvendige, fremadrettede tillæg til elnetselskabernes indtægtsrammer er estimeret ud fra fremskrivningen af elnetselskabernes totalomkostninger, drevet af det fremtidige investeringsbehov, sammenholdt

med en fremskrivning af de samlede indtægtsrammer indeholdende automatisk korrektion og løbende justeringer. På denne baggrund er forholdet mellem ex post korrektionen af indtægtsrammen og det nødvendige tillæg vist i Figur 16 nedenfor.

Det fremgår af analysen, at nuværende regulering resulterer i en løbende ex post korrektion af indtægtsrammen, der alene dækker mellem 45 og 60 pct. af den samlede nødvendige justering af indtægtsrammen i perioden 2019-2030, der skal til for at sikre fuld finansiering af de totale omkostninger ved et øget investeringsbehov. Det betyder, at elnetselskaberne reelt ikke økonomisk forsvarligt i tilstrækkelig grad kan understøtte indpasningen af elbiler med rettidige investeringer. Dette finansieringsunderskud svarer til størrelsen på det nødvendige nye tillæg, som vil imødekomme netselskabernes behov for at finansiere rettidige investeringer, der understøtter indpasning af elbiler frem mod 2030, fuldt ud.



Figur 16 Fordeling af ex post korrektion og nødvendigt tillæg, 2019-2030.

Det vil altså ikke umiddelbart være økonomisk forsvarligt for elnetselskaberne at foretage de nødvendige investeringer i fornyelse og yderligere udbygning af elnettet op til det niveau, der er nødvendigt for at sikre en vedvarende høj leveringskvalitet og understøttelse af elbiludrulningen, hvis der ikke sker en tilpasning af den nuværende økonomiske regulering. Rammerne for den nuværende regulering er således ikke økonomisk robuste under det forventede voksende investeringsbehov. Reguleringen skal derfor suppleres med et nyt fremadrettet tillæg i indtægtsrammerne.

8.2.2 Regulering under usikkerhed

Da fremtidens forbrugsmønstre og potentialet for aktivering af fleksibilitet endnu alene kan forudsiges med en betydelig usikkerhed, bør der fra politisk hold træffes aktive beslutninger om, hvor sikre vi vil være på at kunne håndtere fremtidens effektbehov med samme meget høje leveringskvalitet som i dag. En beslutning om større sikkerhed vil i sagens natur medføre et tilsvarende større investeringsbehov over de kommende årtier, ligesom et ønske om mindre sikkerhed vil medføre en tilsvarende større risiko for en forringet leveringskvalitet. Tilsvarende bør reguleringen kunne håndtere de politiske beslutninger, som træffes, ved at anerkende risikoen for at der i visse situationer eller visse steder i praksis vil vise sig at være blevet investeret for meget eller for lidt.

Erfaringsgrundlaget for at vurdere potentialet ved aktivering af fleksibilitet er endnu ganske begrænset og reelt kun afprøvet i demonstrationsforsøg. Vi ved fra studier og forsøg, bl.a. fra Ecogrid på Bornholm, at det

er muligt at aktivere fleksibilitet via pris- og tarifsignaler, og vi ved også, at aggregatorer, der optimerer på vegne af en større portefølje kunder, kan medvirke til at øge og opretholde effekten ved aktivering af fleksibilitet. Men vi ved endnu ikke, om samme effekter vil gøre sig gældende i stor skala udenfor afgrænsede forsøgsmiljøer.

Det betyder, at der i en årrække vil være forbundet en betydelig risiko med, i udpræget grad, at basere netoptimeringen på fleksibilitet. Denne risiko skal anerkendes, og reguleringen skal sikre, at der sker en rimelig risikodeling mellem elnetselskaberne og samfundet på baggrund af de vurderinger og valg, som tages om forventninger til fremtiden og graden af sikkerhed for, at fremtidens behov kan imødekommes. Et element i en sådan anerkendelse kunne etableres i fx form af en reelt risikojusteret kapitalomkostning, der indbygges i de fremadrettede indtægtsrammetillæg.

Derudover bør lovgivningen sikre, at elnetselskaberne løbende og fleksibelt kan tilpasse deres tarifiering og netprodukter i forhold til de behov og den erfaring, der vil opstå i takt med udviklingen.

8.2.3 Principper for et fremadrettet tillæg

Et fremadrettet tillæg skal i praksis opgøres på et robust grundlag og på baggrund af detaljerede, troværdige fremskrivninger af totalomkostninger til øget kapacitet. Dette grundlag skal elnetselskaberne dokumentere overfor regulator. Konkret skal de nettekniske drivere for øgede omkostninger analyseres under hensyntagen til konkrete fremskrivninger af forventet effektbehov for det enkelte elnetselskab og det samfundsmæssige ønske om graden af sikkerhed for, at fremtidens behov kan imødekommes.

Et fremadrettet tillæg kan tage udgangspunkt i, at elnetselskaberne udarbejder regionale forudsætninger og scenarier for udviklingen i effektbehovet og leveringskvaliteten for deres specifikke områder, herunder for fx landområder, erhvervsområder, villaområder og byområder, givet deres konkrete forbrugs- og produktionssammensætning samt geografiske og demografiske rammevilkår. Udgangspunktet for regionale scenarier kan være nationale, konsoliderede forventninger til udviklingen i forbrugs- og produktionsomfang og -mønster. Der kan her tages udgangspunkt i Energistyrelsens analyseforudsætninger for udvikling af elsystemet, som dog vil skulle etableres i en bredere sammenhæng og med bredere deltagelse af relevante aktører, organisationer og myndigheder.

Disse forudsætninger og scenarier kan derefter lægges til grund for nettekniske analyser af udviklingen i effektbehovet og konsekvenserne for eksisterende netanlæg. De nettekniske analyser kan herefter lægges til grund for fremskrivninger af totalomkostningerne ved fx fleksibel og ufleksibel opladning af elbiler og varmepumper etc. Det svarer til den metode, der er benyttet i nærværende analyse på aggregeret niveau.

Elnetselskabet vil over for regulator skulle dokumentere de enkelte trin og overvejelser, der ligger til grund for de anvendte forudsætninger og scenarier, efterfølgende nettekniske analyser og de afledte fremskrivninger af investeringer ved alternative forløb og deres afledte, forventede totalomkostninger. På denne baggrund kan regulator træffe afgørelse om konkret, fremadrettet tillæg for de enkelte elnetselskaber.

Et sådant reguleringsforløb vil forudsætte en styrket kompetence hos elnetselskaberne til at prognosticere, diagnosticere og analysere eksisterende netanlæg samt behovet for timingen af nye anlæg, holdt op imod de fleksibilitets- og optimeringsmuligheder, som identificeres og indregnes i tillægget. Det vil formentlig også forudsætte en styrket kompetence hos regulator at kunne vurdere og træffe oplyste afgørelser om de nødvendige tillæg til indtægtsrammerne på baggrund af elnetselskabernes vurderinger, analyser og fremskrivninger.

Som følge af usikkerheden ved bl.a. udviklingen i effektbehovet samt potentialet for og graden af aktivering af fleksibilitet vil der opereres med alternative udfald i elnetselskabernes investeringsplaner med tilhørende investeringsrisici. Disse risici skal også kunne håndteres af reguleringen, fx i form af en risikojusteret kapitalomkostning, der knytter sig til udfaldsrum og investeringsrisici.

I betragtning af kompleksiteten i en ny, fremadskuende reguleringsproces som skitseret ovenfor samt det øgede investeringsbehov, som særligt tegner sig i perioden mellem 2025 og 2030, jf. afsnit 7, bør det være ambitionen, at en fremadskuende reguleringsproces kan implementeres fra og med den reguleringsperiode, der forløber i 2023-2027. Den nye reguleringsproces bør initieres senest i 2021, for at der kan etableres robust grundlag for tillæg til indtægtsrammerne for perioden fra 2023.

8.2.4 Nyt EU-krav peger fremad

EU's Clean Energy Package (CEP) stiller krav om, at elnetselskaberne fremadrettet hvert 2. år skal offentliggøre 5-10-årige netudviklingsplaner. Planerne skal sendes i høring hos netbrugerne, og i sidste ende skal de godkendes af regulator. Netudviklingsplanerne skal indeholde en fremskrivning af kapacitets- og investeringsbehovet for det enkelte elnetselskab under hensyntagen til, hvilke kapacitetsudfordringer elnetselskabet forventer at kunne løse ved aktivering af fleksibilitet, dvs. gennem tariffer, afbrydelighedsaftaler og aftaler med markedsaktører om regulering af effekt. CEP skal være implementeret i dansk lovgivning allerede inden udgangen af 2020, og rammerne for implementeringen skal afklares forinden.

Hovedindholdet af de nye EU-krav til netudviklingsplaner fremgår af boksen herunder.

[...]

The development of a distribution system shall be based on a transparent network development plan that distribution system operators shall publish at least every two years and submit to the regulatory authority. The regulatory authority may request amendments to the plans. The network development plan shall provide transparency on the medium and long-term flexibility services needed, contain the planned investments for the next five to ten years, with particular emphasis on the main distribution infrastructure which is required in order to connect new generation capacity and new loads including re-charging points for electric vehicles. The network development plan shall also include the use of demand response, energy efficiency, energy storage facilities or other resources that distribution system operator is using as an alternative to system expansion.

The distribution system operators shall consult all relevant system users and the relevant transmission system operators on the network development plan. The distribution system operators shall publish the results of the consultation process along with the network development plan and submit to the regulatory authority. The regulatory authorities may request amendments to the plan.

Member States may decide not to apply the obligation of paragraph 2 to integrated undertakings serving less than 100.000 connected consumers, or serving small isolated systems.

Boks 11 Uddrag af Article 32 – Incentives for the use of flexibility in distribution networks.

Det betyder altså, at kommende EU-regulering netop peger frem mod den ovenfor foreslåede reguleringsproces, hvor elnetselskaberne og regulator tager fremtidige kapacitetsbehov i betragtning i den samlede regulering af elnetselskaberne.

9 Effektiv integration af ladeinfrastruktur

For at sikre god udnyttelse af den eksisterende infrastruktur og reducere forstærkningsbehovet i elnettet bør den tekniske udvikling og digitalisering udnyttes. I det følgende gives anbefalinger til en række tiltag, som kan sikre en omkostningseffektiv integration af elbilerne i eldistributionsnettet, og som kan være med til at reducere de investeringsrisici, der er ved at forberede eldistributionsnettet til elbilerne. Det handler grundlæggende om at maksimere sandsynligheden for at aktivere fleksibilitetspotentialer ved elbilopladning samt at skabe grundlag for en effektiv udnyttelse af den eksisterende – og nye – netkapacitet.

9.1 Fjernstyring, fleksibilitet og afbrydelighed

Hvis ladeinfrastrukturen skal integreres i elnettet på en måde, som er til gavn for både kunderne og elnettet, så vil det formentlig være en forudsætning, at opladningen kan fjernstyres. Det er næppe realistisk at antage, at den enkelte elbilejer selv løbende og vedholdende vil sikre en optimeret opladning på baggrund af prissignaler fra elmarkedet og elnettet eller indgå aftaler om hel eller delvis afbrydelighed med elnetselskabet. Derfor vil der være behov for, at en ladeoperatør påtager denne optimeringsopgave på vegne af sine kunder og på den måde skaber værdi både for kunderne og for elnettet. Hvis en operatør skal kunne påtage sig opgaven med at styre og evt. afbryde opladning, kræver det, at de ladestander, der opsættes, kan fjernstyres. Derfor anbefales det, at der stilles krav om, at alle nye ladestander skal kunne fjernstyres.

Hvis opladningen af elbilerne kan fjernstyres, øges sandsynligheden altså for, at fleksibiliteten kan aktiveres, og det åbner for en række muligheder og økonomiske gevinster, som er til gavn for både kunderne og elnettet.

Hvis operatørerne på vegne af kunderne reagerer på incitamenter fra markedet og elnetselskaberne, giver det mulighed for at flytte elforbruget til opladning af elbiler til tidspunkter på døgnet, hvor det øvrige elforbrug er lavt. Det giver en række fordele for elnetselskaberne, og i sidste ende lavere priser for alle kunder. Flexibilitet i opladningen vil blandt andet give elnetselskaberne mulighed for at:

- Udnytte den eksisterende netkapacitet bedre
- Udskyde netforstærkninger

Ved at udnytte den eksisterende netkapacitet bedre vil behovet for ny netkapacitet være mindre til gavn for både elnetselskaber og kunder. Et lavere behov for netkapacitet vil betyde et lavere investeringsbehov og vil dermed sikre, at den nettarif, som kunderne betaler, kan holdes i ro i fremtiden.

Udskydning af netforstærkninger sikrer, at restlevetiden af det eksisterende elnet kan udnyttes og det giver elnetselskaberne bedre tid og mulighed for at planlægge og gennemføre de nødvendige forstærkninger.

Ved at udnytte restlevetiden bedre kan forceret fornyelse af eksisterende anlæg udskydes mest muligt.

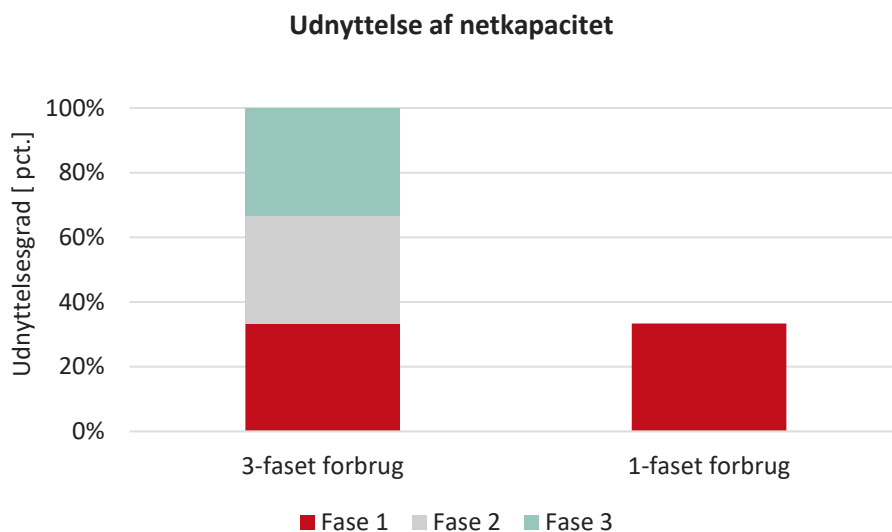
Med bedre tid til planlægning og gennemførelse af nødvendige forstærkninger opnås markant bedre mulighed for at prioritere de netområder, hvor behovet for forstærkning er størst. Derved kan det sikres, at dagens høje leveringssikkerhed opretholdes i fremtiden.

Ladestyringen efter prissignaler kan indbygges i den enkelte ladestander, men for at udnytte det fulde fleksibilitetspotentialer, fx i form af afbrydelighed eller deltagelse i fleksibilitetsmarkeder (fx systemydelser eller lokale ydelser til flaskehalshåndtering) kræver det fjernstyring.

9.2 Balance i faserne

Det danske elnet er trefaset, og alle tre faser er ført ud til alle kunder. For at sikre den tekniske kvalitet af elnettet og udnytte elnettets kapacitet bedst muligt, skal forbrug fordeles så ligeligt som muligt på de tre faser. Der er allerede i dag krav til, hvor meget "fasebalance" en kunde må lave.

Fasebalance giver en betydelig reduktion i, hvor stor en del af elnettets kapacitet, der kan udnyttes (se Figur 17). Erfaring fra solceller viser, at hurtig og kraftig udbredelse af en ny teknologi eller type af kunde kan have store konsekvenser for fasebalancen.



Figur 17 Udnyttelse af netkapacitet ved hhv. 1- og 3-faset forbrug.

Det anbefales på denne baggrund, at der stilles krav om, at alle nye ladere til elbiler, som har en ladeeffekt større end 3,7 kW er trefasede, så den tekniske kvalitet i elnettet opretholdes og effektiv udnyttelse af elnettets kapacitet sikres.

9.3 Registrering af elbiler og ladestandere, samt nyttiggørelse af data

Digitalisering skal udnyttes til at sikre tilstrækkelig registrering af oplysninger om elbiler og ladestandere, såvel som nyttiggørelse af det indsamlede data. Med en passende registrering af ladestandere og elbiler kan der opnås et klart billede af den aktuelle situation og den aktuelle udvikling. Det vil give en rettidig indsigt i udviklingen, og hvis udviklingen går i en anden retning end antaget, eller retningen skifter undervejs, vil det tillade både elnetselskaber og myndigheder at agere hurtigt og tilpasse både rammer og investeringer til at understøtte transportens grønne omstilling. På den måde reduceres risikoen for både over- og underinvestering i elnettet.

I dag registreres alle tilslutninger til elnettet som enten forbrug eller produktion. Men der er behov for større detaljegråd. Det anbefales derfor, at der stilles krav om, at alle ladestandere registreres/indmeldes individuelt til elnetselskaberne.

Ved at registrere alle ladestandere kan der dannes et langt bedre billede af udviklingen, hvad angår opladning af elbiler. Oplader folk hjemme, på arbejde eller på tankstationer med lynladere? Er udviklingen hurtigere i nogle områder end andre? Hvornår på dagen, og med hvor stor effekt oplader elbilerne? Dette er alt sammen vigtige spørgsmål, men som er meget svære at svare på uden et passende datagrundlag. Et sådant datagrundlag som kan skabes gennem registrering af ladestandere.

I dag er der ikke krav til, at ladestander skal registreres, og det er derfor svært for elnetselskaberne at vide, hvor konkret i nettet der er opsat ladestander. Den manglende viden medfører øget usikkerhed, når der analyseres på nettets belastning, og gør det meget svært at nyttiggøre data fra fjernaflæste elmålere til analyse af, hvornår på dagen elbilerne oplader.

Det er dog ikke nok kun at kende til ladestanderne. Det er også nødvendigt at kende til elbilerne. En husstand med en ladestander, men uden en elbil, vil ikke have et dagligt ladebehov. Tilsvarende vil en husstand med en elbil have en vis sandsynlighed for at installere en ladestander inden for kort tid.

I dag registreres alle biler i motorregisteret. Allerede i dag er det muligt at se, om der er tale om en elbil eller ej. Det anbefales, at data fra motorregisteret nyttiggøres for elnetselskaberne.

Hvis data fra motorregisteret nyttiggøres, giver det elnetselskaberne mulighed for at se, hvor mange elbiler der er i forskellige områder og følge med i, om der er bestemte områder, hvor udviklingen går hurtigere eller langsommere. Med mulighed for at følge udviklingen kan elnetselskaberne fokusere deres indsats på de områder, hvor behovet er størst og udviklingen er hurtigst.

Nyttiggørelse af motorregisterets data kan gennemføres på mange måder. Dansk Energi anbefaler, at det bliver muligt for elnetselskaber at få geografiske oversigter over antal elbiler med mulighed for udtræk af bilejernes adresser under hensyntagen til GDPR-regler i de tilfælde, hvor det er nødvendigt.

9.4 Yderligere understøttende initiativer til at sikre fleksibel opladning

Det er langt fra alle elbiler, der i dag oplades fra en ladestander. Mange biler oplades fra en simpel forlængerledning. Opladning fra en ladestander gør opladningen hurtigere og mere sikker, samtidig med at der åbnes mulighed for at gøre opladningen fleksibel, som beskrevet ovenfor. Men etablering og indkøb af en ladestander koster typisk 10.000 kr. eller mere, så nogle vil fravælge ladestanderen alene pga. af denne installationsomkostning.

Elbiler kan lades fra en almindelig husholdningsstikkontakt, og i nogle tilfælde fra en af de blå eller røde industristikkontakter, der kendes fra mange virksomheder. For en husstand med elvarme betyder det, at elbilen kan oplades med den lave elafgift for el til varme uden en ladestander. Efterhånden som varmepumper bliver mere udbredt, vil mange husstande have muligheden for at oplade elbilen til lav afgift fra en almindelig stikkontakt. Derfor er det langt fra sikkert, at alle elbilejere vil vælge at opsætte en ladestander. For at tilskynde alle elbilejere til at oplade elbilen med en sikker og hurtig ladestander, der desuden giver mulighed for at gøre opladningen fleksibel, anbefales følgende tiltag:

- **Opsætning af fleksible ladestander skal omfattes af BoligJobordningen.** Opladning af en elbil med en ladestander gør opladningen hurtigere og mere sikker for bilejeren sammenlignet med opladning fra en almindelig husholdningskontakt. Men indkøb og etablering af en fjernstyret ladestander koster ca. 10.000 kroner for bilejeren. Det vil holde folk fra at investere. Opsætning af en fjernstyret ladestander skal derfor igen omfattes af BoligJobordningen, så elbilejeren kan trække lønudgifter til elektriker og gravearbejde fra i skat.
- **Ladestander skal ikke beskattes ved firmabil.** Medarbejdere med elbil eller opladningshybridbil som firmabil skal kunne få en arbejdsgiverbetalt fjernstyret ladestander opsat ved hjemmet, uden at værdien af ladestanderen beskattes.
- **Pulje til ladeinfrastruktur.** VLAk-regeringens forslag til en pulje til ladeinfrastruktur skal gennemføres, men skal øges fra 80 mio. kr. til samlet 120 mio. kr. frem mod 2025. Puljen bør især øremærkes

til opstilling af hurtigladestandere ved boligforeninger samt lynladestandere i byer og på offentlige veje.

- **Hurtigladere ved boligforeninger/etageejendomme:** Det er ofte vanskeligt at få elborejere, der bor i etagebyggeri, til at investere i en ladestander ved en tilhørende parkeringsplads. Omkostningerne er store til ladestanderen, tilslutning og opgravning af parkeringsplads mv. Og ofte har man ikke en fortrinsret til at parkere ved ladestanderen. En del af puljen bør derfor øremærkes til etageejendomme.
- **Lynladestandere:** Lynladestandere gør det muligt at oplade en elbil på ca. 10 min., mens man fx køber ind. Men en lynladestander er dyr og nettilslutningen omkostningstung. En del af puljen bør derfor øremærkes til opstilling og nettilslutning af lynladere.
- **Tilgodese opstilling af lynladere langs motorveje.** For at sikre tilstrækkelig adgang til hurtig ladeinfrastruktur på op til 350 kW til elborejere i byen samt til alle, der skal køre langt, skal Vejdirektoratet afholde omkostningerne til selve nettilslutningen af en lynladestander på dets rastepladser. Tilslutningen udlejes efter udbud til kommercielle ladestanderoperatører for en fastlagt periode.

10 Politisk strategi med konkrete initiativer er vejen frem

Analysen i dette notat peger på et markant øget effektbehov og dertilhørende investeringer for at imødekomme den politiske målsætning om flere elbiler frem mod 2030 og 2050. Analysen viser desuden, at elnetselskaberne ikke under de nuværende regulatoriske rammer kan facilitere denne udvikling uden at akkumulere et finansieringsunderskud. På den baggrund anbefales det, at en ny regering og folketing udarbejder og gennemfører en strategi hurtigst muligt, der understøtter elnetselskabernes mulighed for at investere i elnettet, udnytte fleksibiliteten i elbilopladningen og derved imødekomme det øgede kapacitetsbehov. Konkret skal den politiske strategi sikre følgende:

- At elnetselskaberne får optimale muligheder for at investere i elnettets kapacitet, så det hele tiden er på forkant med behovet.
- At forbrugerne får klare incitamenter til at oplade elbilen på forskellige tidspunkter. Det kræver bl.a. økonomiske incitamenter, smarte ladestandere og digitale hjælpemidler, der kan hjælpe forbrugerne til at få et fleksibelt opladningsmønster.
- At der er et tilstrækkeligt antal ladestandere til at dække behovet. Forbrugere og kommercielle operatører skal derfor have økonomiske incitamenter til at opføre ladestandere.

Dansk Energi anbefaler, at der som del af strategien gennemføres følgende tiltag:

1. Elnetselskabernes økonomiske rammer skal passe til fremtidens investeringsbehov

- Elnetselskabernes økonomiske indtægtsrammer skal bygge på både historiske omkostninger OG fremtidige kapacitetsbehov, der følger af klimaudfordringen. Elnetselskaberne kan ikke forberede elnettet til fremtidens elbiler under den nuværende økonomiske regulering. Reguleringen skal suppleres af et fremadrettet tillæg i deres indtægtsrammer, der gør det muligt for elnetselskabet at få dækket de nødvendige investeringer. Fremtiden indeholder mange ubekendte, og derfor skal de økonomiske rammer være agile, så elnetselskaberne hurtigt kan investere i at dimensionere elnettet efter teknologiudvikling og nye politiske klimaambitioner.

2. Fleksibelt forbrug skal belønnes og fremmes

- Tariffer skal fremme smart opladning. Elnetselskaber skal have gode muligheder for at benytte tariffer, der kan motivere danskerne til at oplade deres elbil på tidspunkter, hvor der ikke er trængsel i elnettet.
- Alle ladestandere skal være fleksible og kunne fjernstyres. Der skal indføres et krav om, at alle ladestandere skal kunne fjernstyres. Dermed får bilejeren en økonomisk gevinst, hvis man indgår en aftale om, at opladningen kan fjernstyres, så den sker på tidspunkter, hvor der ikke er trængsel i elnettet, fx om natten.
- Gennemfør vækstteamets anbefalinger. Vækstteamet for grøn energi- og miljøteknologis anbefalinger skal gennemføres (offentliggjort den 31. jan. 2019). Initiativerne vil blandt andet forbedre adgangen til forbrugsdata for el, så kommercielle aktører får bedre mulighed for at udvikle nye smarte produkter og serviceløsninger, der kan give elbilejeren et fleksibelt – og dermed billigere – elforbrug.
- Registrer ladestandere og elbiler. I dag registreres alle tilslutninger til elnettet kun som enten forbrug eller produktion. Der er behov for en mere detaljeret registrering. Alle ladestandere skal registreres som netop dét, så elnetselskaber kan følge udviklingen i forbruget af ladestandere. Og motorregistrets data om elbiler skal udvides med en geografisk oversigt over, hvor elbilerne hører til i landet, så elnettets kapacitet og fleksibilitet kan tilpasses lokalt herefter.

- Trefaset opladning. Alle nye ladere med en ladeeffekt større end 3,6 kW skal være trefasede. Det vil sikre, at den tekniske kvalitet i elnettet opretholdes ved at udnytte elnettets kapacitet bedst muligt.

3. Skab incitament til, at bilejere og operatører investerer i ladestander

- Opsætning af fleksible ladestander skal omfattes af BoligJobordningen. Opladning af en elbil med en ladestander gør opladningen hurtigere og mere sikker for bilejeren sammenlignet med opladning fra en almindelig husholdningskontakt. Men indkøb og etablering af en fjernstyret ladestander koster ca. 10.000 kroner for bilejeren. Det vil holde folk fra at investere. Opsætning af en fjernstyret ladestander skal derfor igen omfattes af BoligJobordningen, så elbilejeren kan trække lønudgifter til elektriker og gravearbejde fra i skat.
- Ladestander skal ikke beskattes ved firmabil. Medarbejdere med elbil eller opladningshybridbil som firmabil skal kunne få en arbejdsgiverbetalt fjernstyret ladestander opsat ved hjemmet, uden at værdien af ladestanderen beskattes.
- Pulje til ladeinfrastruktur. VLAK-regeringens forslag til en pulje til ladeinfrastruktur skal gennemføres, men skal øges fra 80 mio. kr. til samlet 120 mio. kr. frem mod 2025. Puljen bør især øremærkes til opstilling af hurtigladdestander ved boligforeninger samt lynladestander i byer og på offentlige veje.
 - Hurtigladdere ved boligforeninger/etageejendomme: Det er ofte vanskeligt at få elbilejere, der bor i etagebyggeri, til at investere i en ladestander ved en tilhørende parkeringsplads. Omkostningerne er store til ladestanderen, tilslutning og opgravning af parkeringsplads mv. Og ofte har man ikke en fortrinsret til at parkere ved ladestanderen. En del af puljen bør derfor øremærkes til etageejendomme.
 - Lynladestander: Lynladestander gør det muligt at lade en elbil på ca. 10 min, mens man fx køber ind eller er til lægen. Men en lynladestander er dyr, og tilslutningen omkostnings tung. En del af puljen bør derfor øremærkes til opstilling af lynladere.
- Frem opstilling af lynladere langs motorveje. For at sikre tilstrækkelig adgang til hurtig ladeinfrastruktur på op til 350 kW til elbilejere i byen samt til alle, der skal køre langt, skal Vejdirektoratet afholde omkostningerne til selve nettilslutningen af en lynladestander på dets rasteplasser. Tilslutningen udlejes efter udbud til kommercielle ladestanderoperatører for en fastlagt periode.

11 Referenceliste

- [1] Bilstatistik.dk
- [2] Statistikbanken.dk, BOL101
- [3] D4.3 B-1: Grid Impact studies of electric vehicles - Parameters for Assessment of EVs Impact on Low Voltage Grid, Green eMotion, December 2013.
- [4] D4.3 B-2: Grid Impact studies of electric vehicles - Reinforcement Costs in Low Voltage Grids, Green eMotion, December 2013.
- [5] Start with smart – Promising practices for integrating electric vehicles into the grid, Regulatory Assistance Project (RAP), Marts 2019.
- [6] Små prosumere i fremtidens elnet, Dansk Energi og Energinet Elsystemansvar, Maj 2019.
- [7] Elnet Outlook 2018 – Elnet til fremtiden, Dansk Energi, Oktober 2018.
- [8] Fremtidssikret økonomisk regulering af Energinet. Stemmeaftale mellem Regeringen (Venstre, Liberal Alliance og Det Konservative Folkeparti), Socialdemokratiet, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre og Socialistisk Folkeparti, 8. Maj 2018.

