

Forbrugsfleksibilitet som fundament for den grønne omstilling.

Slutrapport

April 2026



Forord

CIP Foundation præsenterer med denne rapport en handlingsplan med de nødvendige markeds-mæssige og regulatoriske skridt, der skal til for at understøtte et fleksibelt elforbrug blandt husholdninger og de mindre og mellemstore virksomheder. Udgangspunktet er, at elektrificering af det danske samfund udgør et centralt element i den grønne omstilling og er grundlaget for et samfund med energiuafhængighed og høj forsyningsikkerhed. Handlingsplanen er udarbejdet med henblik på at skabe et grundlag, som det politiske system og især markedsaktører kan træffe beslutninger på. Med handlingsplanen lægges fundamentet for en langsigtet strategi for et mere robust og bæredygtigt elsystem, der kan håndtere den øgede elektrificering og samtidig gavne forbrugere og samfundet som helhed. Målet er en markedsdrevet grøn omstilling, hvor forbrugerne bliver en central del af værdikæden.

Elnettet er ryggraden i den grønne omstilling og en forudsætning for husholdningernes daglige liv og virksomhedernes produktion. Men det stiller krav om kapacitet, som det nuværende elnet ikke er dimensioneret til. Udfordringen her-og-nu er ikke mangel på strøm, men at elnettet ikke er bygget til at levere strøm, når mange forbrugere har brug for den på samme tid.

Målsætningen er, at elnettet skal være robust med tilstrækkelig kapacitet, så husholdningerne og virksomhederne har uhindret adgang til elektricitet. Det har vi været vant til igennem mange år, men nu står vi i en situation, hvor elnettets kapacitet er udfordret i en grad, som kræver både akut handling og en langsigtet strategi.

Sporadiske nedbrud som følge af overbelastning og en situation, hvor en lang række virksomheder ikke kan blive tilsluttet elnettet, er lige nu situationen og har været det et stykke tid.

Det er baggrunden for, at CIP Foundation i slutningen af 2024 igangsatte projektet, "Et grønnere og mere fleksibelt elforbrug". Den grønne omstilling kræver mere elektrificering i samfundet, hvilket øger vores elforbrug og belastningen af elnettet. Samtidigt skal en større del af strømmen komme

fra vedvarende energikilder, hvor strømproduktionen er mere fluktuerende og ikke-styrbar af natur. De to drivkræfter øger efterspørgslen efter fleksibilitet fra forbrugssiden i elsystemet. Formålet med projektet er således at opstille scenarier for, hvordan vi bedst understøtter forbrugerne i at udjævne og flytte deres forbrug til tidspunkter, hvor de belaster elnettet mindst muligt. Vi kalder det forbrugsfleksibilitet.

Ambitionen med projektet har været at kortlægge potentialer og gevinster ved fleksibilitet på både samfunds- og aktørniveau, undersøge regulering på området samt gennemgå datamæssige udfordringer.

Et fleksibelt elforbrug, hvor man udnytter det eksisterende elnet mere jævnt over døgnet, udgør en central nøgle til at løse de udfordringer, vi ser ind i. Uden øget forbrugsfleksibilitet vil forsinkelser i udbygningen af nettet sammen med pres fra et stigende antal elbiler, der lader op på samme tid, bremse elektrificeringen af det danske samfund. Simpelthen fordi der ikke er kapacitet i elnettet til at slutte flere kunder til. Det er derfor en bunden opgave at øge forbrugsfleksibiliteten for at frigøre kapacitet i det eksisterende elnet, så vi ikke driver virksomhederne og væksten ud af landet.

For at realisere potentialet skal mindre aktører, såsom husholdninger og små og mellemstore virksomheder, have klare incitamenter til at levere fleksibilitet. Det grundlæggende princip bør være, at man skal betale for kapacitet og spidsbelastning ved elforbrug, som giver anledning til øgede netomkostninger, og belønnes for fleksibelt elforbrug, der understøtter en bedre udnyttelse af elnettet.

Et centralt element i realisering af et marked for forbrugsfleksibilitet vil være brug og udvikling af digitale energidata i realtid samt digitale modeller til at styre energiforbruget for små enheder. Pointen er, at gevinsten for den enkelte ved at justere sit forbrug som følge af variationer i elprisen kan være begrænset, mens transaktionsomkostningerne kan være betydelige. Derfor er der brug for modeller, som gennem automatisering fokuserer på at reducere transaktionsomkostninger og øger gevinsten.

Tilbage i 2010 udgav Dansk Energi og Energinet rapporten, "Smart grid i Danmark". Den konkluderede, at elsystemet bedst håndterer et øget og ændret elforbrug og en mere fluktuerende produktion ved at etablere et såkaldt Smart Grid, der skaber et dynamisk samspil mellem elsystem og forbrugere gennem måling, styring og automatik i elnettet og hos forbrugerne.

Et sådant system lader desværre stadig vente på sig. Det skyldes, at der er flere barrierer for at realisere de skitserede potentialer. Denne rapport skal sammen med udvalgte cases identificere de væsentligste barrierer og anviser løsningsforslag, der kan fremme forbrugsfleksibilitet og elektrificering af det danske samfund.

Der er et betydeligt potentiale for, at Danmark kan være med til at udvikle forretningsmodeller med tilhørende understøttende rammeregulering, som kan anvendes globalt. Det skyldes, at udviklingen af lokalt baseret energiinfrastruktur – produktion og forbrug – vil være en meget vigtig del af den globale omstilling og elektrificering.

Løsningsforslagene vil således understøtte den grønne omstilling af Danmark, og vores position som frontløber inden for grøn omstilling og digitale

løsninger vil blive fremmet, hvilket kan åbne op for eksportmuligheder af danske løsninger.

Rapporten kan både læses i sin helhed, men også bruges som opslagsværk alt efter, hvad man interesserer sig for. Nogle pointer fremgår flere gange – det er fordi, de er vigtige. CIP Foundation følger i 2026 op med fokus på elektrificering af det danske og europæiske samfund, og hvordan vi bedst understøtter udviklingen mod et grønnere elsystem.

God læselyst!



Eva Berneke
Bestyrelsesmedlem i CIP Foundation

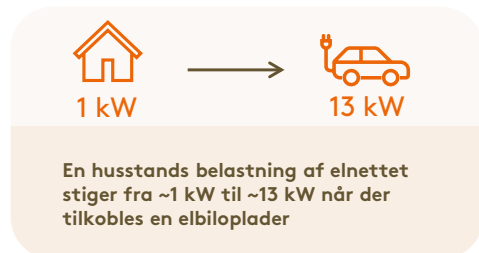


Charlotte Boline Jepsen
Ledende partner i CIP Foundation

Sammenfatning

Elektrificering er en forudsætning for den grønne omstilling. I dag er det kun en femtedel af danskernes energiforbrug som kommer fra el. Resten kommer fra biomasse og fossile brændstoffer. Derfor går rejsen mod vores klimamål naturligt over elektrificering af meget mere af vores forbrug.

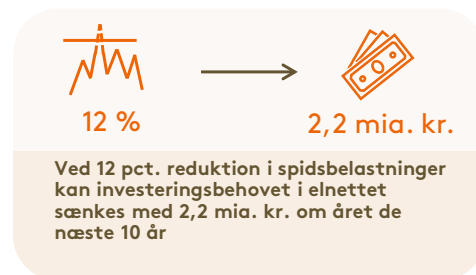
Elektrificeringen vil samtidig have nogle betydelige effektivitetsgevinster. Forskellen på en elbil og en dieselbil illustrerer pointen. Elbiler anvender ca. 80% af energien til fremdrift, mens en dieselbil blot anvender ca. 20%.



Med de forventninger, der er til omstilling fra fossil energi til grøn strøm de næste ti år, vil elnettet ikke have tilstrækkelig kapacitet. Allerede i dag er der kapacitetsproblemer. Der ligger således samlet omkring 60 GW nyt forbrug i kø på tværs af transmissions- og distributionsnettet. Til sammenligning ligger Danmarks spidsbelastning i dag typisk på 7 GW.

Udbygning af elnettet er en vigtig del af løsningen. Men et elsystem med fleksible forbrugere, der tilpasser deres forbrug til kapaciteten i elnettet, er lige så meget en forudsætning for et

robust elsystem med høj forsyningsikkerhed. Et mere fleksibelt elforbrug vil bidrage til at mindske ubalancer mellem produktion og forbrug, skubbe på udrulningen af grønnere strøm samt bidrage til lavere og mere stabile elpriser.



Grøn omstilling og øget elektrificering presser elnettet

Over de kommende år bliver den grønne omstilling i Danmark i høj grad drevet af elektrificering af bl.a. transport og opvarmning, når vi skifter benzinbilen ud med en elbil, og oliefyret ud med en varmepumpe. Således ventes elforbruget til personbiler at blive mere end firedoblet frem mod 2035, mens elforbruget til individuelle varmepumper bliver fordoblet. Det vil udfordre elnettet, når der skal transporteres mere strøm, og kræve investeringer i elnettets kapacitet, når spidsbelastningen stiger.

Det kan dog modvirkes, hvis forbruget bliver fleksibelt, så det bliver mere jævnt fordelt, og dele af forbruget kan justeres ned eller op- eller sågar afbrydes - når belastningen af elnettet kræver det. Brug af fleksibilitet i elnettet kan således bidrage til bedre udnyttelse af det eksisterende net og til at undgå eller udskyde investeringer i udbygning af elnettet.



Men det er ikke kun transporten af strøm, der har gavn af fleksibilitet. I dag bruges fleksibilitet allerede til at balancere forbrug og produktion, når Energinet køber såkaldte systemydelse for forbrugere. Med endnu mere elektrificering vil systemydelser blive endnu vigtigere i fremtiden.

Løsning på de akutte udfordringer i elnettet

Manglende kapacitet i elnettet er en akut udfordring. Der er derfor behov for at tænke i løsninger, der på den korte bane kan frigøre kapacitet i elnettet, så vi undgår nedbrud, som vi har set det i Sydeuropa, og flere forbrugere kan blive tilsluttet.

Udfordringen består i manglende prissætning af den fysiske knaphed i elnettet og manglende data om elnettet. Elforbrugere betaler i dag for transporten af strøm gennem tariffer. Den seneste tarifmodel 3.0, der indførte tids- og sæsondifferentierede tariffer, løser således ikke de grundlæggende udfordringer med nye spidsbelastninger og manglende kapacitet i elnettet.

Rapporten anbefaler to konkrete løsninger, der begge giver forbrugere en målrettet tilskyndelse til at udjævne forbruget og flytte det væk fra de perioder, hvor trækket på nettet er højt og tæt på kapacitetsgrænsen.

1. Aftalebaseret betaling til kunderne for netvenlig adfærd ved at netselskaberne giver en tarifreduktion mod til gengæld at kunne nedregulere kundernes træk på elnettet, når det samlede lokale elforbrug er højt og kapaciteten i nettet er presset.
2. Introduktion af ny høj tarif - en effektbaseret tarif - for det forbrug, som overstiger et vist niveau, fx 6 kW. Den nye tarif kommer oveni de nuværende tidsdifferentierede tariffer og gælder kun det forbrug, hvor belastningen af nettet er særlig høj (høje effekttæk).

Begge metoder bidrager til at løse udfordringerne med manglende kapacitet i nettet, og de kan indføres samtidigt.

Den nye effektbaseret tarif er primært tilsigtet husstande med elaktiver som elbiloplader og husstands batterier, der per automatik har meget store effekttæk og derfor belaster elnettet.

Ved indførelse af en effektbaserede tarif skal det overvejes, hvordan forbrugere uden digital styring opnår mulighed for at indrette husstandens forbrug, så man kan undgå at betale den høje tarif ved at ændre adfærd. I dag kan forbrugere optimere døgnets elforbrug ud fra kendte elpriser. I en fremtid med en effektbaseret tarif bliver denne beregning mere kompliceret og vil kræve viden om husstandens belastning. Derfor er det vigtigt, at forbrugere kan få den nødvendige viden om eventuelle u hensigtsmæssige forbrugsmønstre.

Et andet forhold, der skal overvejes i forbindelse med implementeringen, er at undgå, at korte og afgrænsede forbrug fra fx en elkedel eller

lignende, hvor der i meget korte perioder er en høj belastning, resulterer i en uforholdsmæssig og urimelig dyr afregning.

Det er Green Power Denmark (GPD), der på vegne af netselskaberne udvikler nye tariffer og nye aftalebaserede ordninger om begrænsning af strømforbruget. Begge metoder kræver godkendelse af Forsyningstilsynet.

For at skubbe på udviklingen henimod mere intelligent brug af elnettet **anbefales** det derfor:

- At regeringen og Folketinget initierer en dialog med GPD og netselskaberne om udvikling af nye tarifstrukturer og aftalebaserede ordninger, der understøtter fleksibel og netvenlig adfærd, og herunder sikrer en hurtig og effektiv proces for udvikling og godkendelse af nye tariffer med en aktiv rolle for Forsyningstilsynet.
- At regeringen og Folketinget undersøger mulighederne for med afsæt i EU-reglerne om støttemekanismer for ikke-fossil fleksibilitet at fremme fælles udvikling af tarifmodeller og fleksibilitetsprodukter gennem målrettet statslig støtte.
- At regeringen og Folketinget fastsætter politiske målsætninger for maksimale nettilslutningstider på tværs af spændingsniveauer og kundekategorier.

Succesfuld implementering af et fleksibelt elforbrug blandt husholdninger og virksomheder kræver, at man ved, hvor elnettet er svagt og hvor der mangler kapacitet. En særlig udfordring er, at elnettet mange steder drives med begrænset viden om belastningen ude lokalt på

de laveste spændingsniveauer.

Det **anbefales** derfor:

- At regeringen i samarbejde med netselskaberne foranlediger en systematisk kortlægning af kapacitet og belastning af distributionsnettet.

Digitale løsninger til forbrugerne, der understøtter fleksibilitet

Et effektivt fleksibelt elsystem kræver digitale platforme og løsninger, der automatisk styrer kommunikationen mellem forbrugernes fleksible elaktiver som elbiler, solceller og varmepumper og taler sammen på tværs. Forbrugernes fleksible enheder styres i dag 1) af slutbrugeren selv, fx ved manuelt at tænde og slukke for apparater. 2) af enhedens indbyggede logik, hvor fx en varmepumpe selv regulerer driften baseret på temperatur og forudindstillede parametre. 3) af ekstern hardware hvor en ekstern leverandør kan styre flere enheder samlet og optimere elforbruget på tværs ofte via et såkaldt Home Energy Management System (HEMS). Og 4) af ekstern software hvor en aktør (el-leverandør eller anden) styrer enheden direkte for at levere fleksibilitet.

Landskabet er således fragmenteret, og der er i dag ikke konsensus på tværs af hverken de teknologiske eller forretningsmæssige løsninger. Det er udfordrende for forbrugerne, som efterspørger let tilgængelige løsninger, der automatiserer og optimerer forbruget uden at forbrugeren behøver at gøre noget. Det indebærer dog betydelige omkostninger til softwareudvikling og nogle gange hardware, især fordi enheder fra forskellige producenter ofte kræver individuelle integrationsløsninger. Det skaber risiko for leverandør lock-in, hvor




forbrugeren bliver afhængig af én bestemt leverandør og dermed mister valgfrihed. Derudover er det netselskabernes ansvar at integrere digitale platforme på en gennemsigtig måde for at sikre et mere velfungerende elmarked

Det **anbefales** derfor:

- At regeringen og Folketinget – i overensstemmelse med EU-reglerne – afsætter statslige midler til udvikling af rammer for fælles digitale platforme og it-løsninger, der understøtter forbrugernes fleksible anvendelse af elnettet.

De vigtigste anbefalinger, som danner grundlag for en handlingsplan for, hvordan forbrugsfleksibilitet kan gøre det lettere at udnytte elnettet, fremgår af oversigten neden for med angivelse af, hvor vigtigt forslaget er og hvilken aktør, der skal handle. I kapitel 12 findes der en detaljeret handlingsplan for forbrugsfleksibilitet som alternativ til udbygning af elnettet.

Figur 1: Oversigt over rapportens anbefalinger

		ENERGINET	NETSELSKABER	FOLKETINGET
Løsningsmodeller				
1	UDVIKLING AF ÅBNE OG ROBUSTE DIGITALE PLATFORME TIL FORBRUGERE FOR AT LETTE KUNDEOPLEVelsen	✓		✓
2	KORTLÆGNING AF KAPACITET OG BELASTNINGSGRAD I NETTET TIL BRUG FOR NETUDVIKLING			✓
3	FASTSÆTTELSE AF POLITISKE MÅLSÆTNINGER FOR MAKSIMALE NETTILSLUTNINGSTIDER			✓
4	STATSSTØTTE TIL UDVIKLING AF IT-LØSNINGER HOS NETSELSKABERNE FOR AT SÆNKE OPSTARTSBARRIERER		✓	✓
5	INDSAMLING OG DELING AF DATA OM ELNETTET FOR AT BESKRIVE POTENTIALET FOR FORBRUGSFLEKSIBILITET		✓	
6	IMPLEMENTERING AF EN HØJERE TARIF VED HØJ BELASTNING AF NETTET FOR AT FREMME ET MERE INTELLIGENT ELFORBRUG		✓	✓
7	UDVIKLING AF TARIFBASEREDE AFTALER OM NETVENLIG ADFÆRD MELLEMLKUNDER OG NETSELSKABERNE		✓	✓
8	UDBYGNING AF ENERGINETS BALANCEMARKED TIL OGSÅ AT OMFATTE FRIGIVELSE AF KAPACITET I ELNETTET		✓	
9	ØGET DIGITALISERING AF ELNETTET FOR BEDRE UDNYTTELSE AF ELNETTETS KOMPONENTER	✓	✓	
10	UDARBEJDELSE AF HANDLINGSPLAN FOR DYNAMISKE TARIFFER		✓	

RESUME AF UDVALGTE ANALYSER I RAPPORTEN

Det centrale spørgsmål for rapporten er, hvor der mest effektivt kan sættes ind for at bane vejen for og understøtte fleksibilitet i elsystemet blandt de mindre forbrugere. Vi har fokuseret på at analysere følgende områder:

1. De samfundsmæssige gevinster ved at bruge elnettet mere intelligent
2. Ramme- og markedsvilkår for forbrug og salg af strøm og andre ydelser til elsystemet
3. Tariffer og aftalebaserede ordninger i forbindelse med brug af elnettet
4. Netselskabernes tilskyndelse til at udnytte fleksibilitet som alternativ til udbygning af elnettet
5. De tekniske og datamæssige forudsætninger for at realisere potentialet for at anvende fleksible enheder til at skabe øget fleksibilitet i elnettet

For de forskellige områder tager vi udgangspunkt i de fremskridt, der allerede er gjort, og som er på vej. Hvor meget kan de trække? Hvor kan der skrues op for tempo og justeres i retning? Og hvor skal der tænkes nyt.

Rapporten beskriver, hvad der driver udviklingen - udbygning af vedvarende energi, elektrificering af husholdninger og virksomheder og i særdeleshed et hastigt voksende elbilmarked. Nedenfor er udvalgte analyser fra rapporten fremhævet

Store gevinster for husholdninger, virksomheder og samfund ved et mere fleksibelt elforbrug

Et mere fleksibelt elforbrug rummer milliardgevinster for forbrugere og -producenter og for samfundet som helhed.

For husholdninger med elbiler og varmepumper og for energiintensive virksomheder kan fleksibel styring af elforbruget give betydelige besparelser og nye indtægtskilder. En helt almindelig husholdning kan således spare 11.000 kr. årligt ved at flytte sit forbrug til de tidspunkter, hvor prisen på strøm er lavest. Som yderligere indtægtskilde kan husholdningen sælge overskydende strøm ind i systemydelsesmarkedet og tjene mellem 6.000 og 18.000 kr. årligt.



Et enfamiliehus med elbil og solceller kan i dag tjene 6-18.000 kr. på systemydelsesmarkedet og spare 11.000 kr. ved elprisoptimering

Når det gælder de samfundsmæssige fordele ved at udnytte elnettet mere intelligent, har Copenhagen Economics (2025) beregnet, at forbrugerne under ét kan spare 1,4 mia. kr. om året på elforbruget ved bedre at udnytte de timer i døgnet, hvor elprisen er lav. Producenterne af vedvarende energi kan øge omsætningen med 0,5 mia. kr. årligt, fordi prisen på el stiger i de perioder, hvor fravær af fleksibilitet hidtil har ført til lave eller negative elpriser. Og samfundet kan høste gevinster

ved, at behovet for investeringer i det forbrugerrigtede elnet kan reduceres med mellem 15 og 20 mia. kr. frem mod 2035. Dertil kommer en årlig klimagevinst på 200 mio. kr., svarende til en CO₂-reduktion på 230.000 ton hvert år.

EU i front med regulering, som vi dog stadig har til gode at se resultaterne af

Potentialet for fleksibilitet er stort. Den erkendelse har eksisteret i mange år. Især EU-reguleringen har med forordninger og direktiver forsøgt at skabe rammerne for et fleksibelt elsystem med elmarkedsdirektivet og elmarkedsforordningen, som centrale retsakter. Dertil kommer tekniske forskrifter og metodiske retningslinjer, der tilsammen udgør det tekniske fundament for fleksibilitet.

Fleksibilitet i elsystemet er således en klar prioritet på europæisk niveau. Det meste af EU-reguleringen er imidlertid alene retningsgivende med målsætninger og intentioner. Da det samtidig i vid udstrækning er op til medlemsstaterne at implementere reglerne, er effekten af den europæiske regulering indtil videre forholdsvis begrænset.

Folketinget har heller ikke udnyttet alle mulighederne i EU-lovgivningen. Det anbefaler denne rapport, at man gør, bl.a. for så vidt angår danske virksomheders mulighed for at etablere geografisk afgrænsede, lukkede distributions-systemer i industriklynger med direkte linjer og deling af produktion, forbrug og lagring af elektricitet uden om det kollektive elnet.

Fleksibilitet introduceret i andre lande med succes

Flere lande har allerede erkendt, at fremtidens elsystem forudsætter et fleksibelt elforbrug, som kan reagere effektivt på prissignaler. I



stedet for udelukkende at investere i mere kobber og flere transformere viser de udenlandske erfaringer, at forskellige tekniske løsninger og markedsmodeller kan gøre forbrugsfleksibilitet til en integreret del af driften. Erfaringerne spænder fra lovpligtig fjernstyring af bestemte elapparater til aftalebaserede ordninger og avanceret digital styring i den enkelte husstand.

Det ultimative fleksibilitetsprodukt er det såkaldte Zero-Bill-Homes, som tilbydes af det engelske forsyningsselskab Octopus. Produktet er baseret på en avanceret teknologisk platform Kraken og giver mulighed for at helt at slippe for at betale for strøm i en periode på op til 10 år mod, at forsyningsselskabet på aftalte vilkår får adgang til at regulere husstandens forbrug op og ned, alt afhængig af behovet i elnettet. Det er en indikation på, at fleksibilitet har stor værdi for netselskaberne.



700 kr./md

Ifølge Hybrid Greentech, specialister i elhandel og fleksibilitet af elbiler, varmepumper og batterier, vil en V2G-lader i udgangspunktet kunne tjene ca. 700 kr. om måneden ved op- og nedregulering

Flere barrierer for fleksibilitet i Danmark

I Danmark har vi et stærkt grundlag for fleksibilitet på efterspørgselssiden på grund af store daglige prisudsving og betydelige tarifomkostninger. Der er således umiddelbart økonomiske gevinster for den enkelte forbruger ved at flytte elforbruget til de tidspunkter, hvor strømmen er billigst. Men selvom der er indikationer på,

at aktørerne på elmarkedet er begyndt at udnytte potentialet for fleksibilitet, har vi stadig til gode at se, at dette potentiale omsættes til realiteter.

Det skyldes flere forhold. Først og fremmest, at markedet for fleksibilitet er umodent. Der findes ikke aktuelt markeder for ydelser til at håndtere flaskehalse i elnettet.

Hertil kommer, at, tariffene kun i beskedent omfang afspejler den marginale forbrugsbelastning af elnettet. De nugældende tariffere har løst problemerne med spidsbelastning i den såkaldte "kogespids" mellem kl. 17.00 og 21.00, hvor forbrugerne traditionelt har trukket meget på elnettet. Men tariffene er ikke udformet, så de kan løse det problem der kommer, når tusindvis af elbiler oplader på samme tid, når prisen på el er lavest.

Endelig er der udfordringer i forhold til reguleringen af netselskabernes indtægtsrammer, mangler stærke incitamentter til at prioritere fleksibilitet.

Teknologiske udfordringer for digital integration af fleksible enheder

Et fremtidssikret elsystem kræver et mere datadrevet og decentralt økosystem, hvor fleksibilitet og digitale styringsløsninger bliver lige så vigtige som fysiske netforstærkninger. Denne udvikling kræver dog øget digitalisering, hvilket stiller krav om standardiserede, åbne styringsmodeller og øger behovet beskyttelse mod cyber- og leverandørmæssige risici.

Oprindeligt var forventningen, at utilstrækkelig datatilgængelighed udgjorde den primære barriere for de mindre enheders deltagelse. Analysen viser imidlertid det modsatte.

Leverandørerne af de teknologiske platforme formår i vid udstrækning at navigere i komplekse arkitekturer og styre mange forskellige enheder. Udfordringen er derfor ikke mangel på data, men snarere et markant behov for lettere integration og systemløsninger, der taler sammen.

Et datadrevet elsystem kræver desuden et stærkt fokus på digital suverænitæt for at bevare kontrollen over kritiske infrastrukturfunktioner. Afhængighed af udenlandske cloud-tjenester kan udgøre en risiko for forsyningsikkerheden ved geopolitiske kriser. Derfor bør åbne standarder og europæiske løsninger, som sikrer mod teknologisk forældelse, prioriteres. Den øgede digitalisering medfører også skærpede krav til cybersikkerhed for at beskytte elnettet mod koordinerede angreb.

Aggregatorer	Aktører, som samler fleksibilitet fra forbrugere som har mange små enheder, f.eks. varmepumper, elbiler og batterier, og tilbyder dem som en samlet fleksibilitetsressource på elmarkedet (se i øvrigt afsnit 1.3)
Digital platform	Softwareløsninger, der styrer og optimerer energiforbrug automatisk, ofte baseret på elpriser. Disse platforme muliggør aktuelt fleksibilitet og spotprisoptimering.
Distribution System Operatør (DSO)	En DSO er et netselskab, der agerer på distributionsniveau. Det kunne f.eks. være N1, Cerius-Radius eller Konstant.
EEBUS	EEBUS er en åben kommunikationsstandard, der gør det muligt for energirelaterede enheder som elbiler, varmepumper, batterier og husholdningsapparater at koordinere energiforbrug lokalt. Standarden understøtter intelligent energistyring ved at lade enheder udveksle information om behov, fleksibilitet og netforhold, så forbruget kan tilpasses både elnettet og brugeren automatisk.
Effektbaseret tarif	En tarifmodel, hvor tarifafregningen afhænger af hvor meget strøm forbrugere forbruger samtidig (effekttræk). Formålet er at motivere forbrugere til at reducere spidsbelastninger og dermed aflaste nettet.
Effekttræk	Det maksimale øjeblikkelige strømforbrug (kW) fra en installation. Højt effekttræk kan skabe kapacitetsproblemer i nettet, især når mange enheder bruger strøm samtidig.
Elpris	I denne rapport defineres elprisen som summen af prisen til produktion af el (som handles på spotprismarkedet) samt tariffen.
Elprisoptimering	En strategi, hvor forbrug flyttes til tidspunkter med lave elpriser. Ofte kombineret med batterilagring for at reducere omkostninger.
Fleksibilitetsydelse	Fleksibilitetsydelser er energitjenester, hvor forbrug eller produktion tilpasses i tid eller omfang for at balancere elnettet og optimere ressourceudnyttelsen. De kan leveres af forbrugere, producenter eller lagringsenheder og understøtter systemets stabilitet ved at reagere på pris- eller kapacitetssignaler.
Flexibility Service Provider (FSP)	En markedsaktør, der tilbyder fleksibilitet i elforbrug, elproduktion eller lagring som en tjeneste til elsystemet – typisk ved at reducere eller flytte effekt og energi på kort varsel mod betaling på balancemarkederne.
Indtægtsrammeregulering	Indtægtsrammeregulering er en økonomisk styringsmodel, hvor myndighederne fastsætter et loft over, hvor store samlede indtægter en monopolvirksomhed (f.eks. et netselskab) må opkræve fra sine kunder. Formålet er at beskytte forbrugerne mod unødigt høje priser, samtidig med at virksomhederne motiveres til at drive deres forretning så effektivt som muligt.
Kapacitetsbegrænsning	En situation, hvor elnettet ikke kan levere tilstrækkelig strøm til at dække det samlede effekttræk. Det opstår typisk ved elektrificering og kræver enten netudbygning eller fleksibilitetsløsninger.

Klassisk forbrug	Traditionelt elforbrug fra husholdninger og erhverv, som typisk er stabilt og uden store udsving. Det adskiller sig fra nye forbrugstyper som elbiler og varmepumper, der kan variere kraftigt.
Matter	Matter er en åben, fælles standard for lokal styring og kommunikation mellem smarte enheder i hjemmet, herunder også energirelaterede enheder som ladestandere, varmepumper og batterier. Standarden gør det muligt for enheder fra forskellige producenter at fungere sammen lokalt uden behov for cloud-forbindelse, hvilket øger driftssikkerhed, datasikkerhed og reaktionstid.
Netforstærkning	Opgradering af eksisterende elnetkomponenter (f.eks. kabler og transformere) for at håndtere øget kapacitet. Typisk en del af reinvesteringer, men kan også ske som særskilt tiltag.
Netselskaber	De ejer og driver eldistributionsnettet, og er ansvarlige for drift og vedligehold samt nettilslutning af netkunder. Netselskaberne må ikke handle med el, men opkræver tariffer for transport af strøm og investerer i netudbygning. Øget fleksibilitet kan hjælpe med at udskyde investeringer i netudbygning. Det kunne f.eks. være N1, Cerius-Radius eller TREFOR.
Netudbygning	Udvidelse af elnettet med nye linjer og stationer for at imødekomme stigende forbrug og nye el-aktiver. Alternativet er at udnytte fleksibilitet for at udsætte eller reducere behovet.
Ocpp (Open Charge Point Protocol)	Ocpp er en åben kommunikationsstandard, der muliggør styring og overvågning af ladestandere til elbiler fra centrale systemer. Standarden gør det muligt at udveksle information om bl.a. opladning, priser, belastning og tilgængelighed, og er et centralt redskab til intelligent opladning og integration af elbiler i elnettet.
OpenADR (Open Automated Demand Response)	OpenADR er en åben standard, der muliggør automatisk og sikker udveksling af prissignaler og fleksibilitetsansøgninger mellem elsystemets aktører og kundernes energistyringssystemer. Standarden bruges til at aktivere forbrugsfleksibilitet i realtid – eksempelvis ved at styre elforbrug hos bygninger, industri eller ladestandere i takt med belastningen af elnettet.
Elaktiver	Elektriske enheder som elbiler, varmepumper og batterier, der tilsluttes elnettet. Disse aktiver kan både øge belastningen og skabe fleksibilitet i forbruget, hvilket er centralt for balancering af elsystemet.
Reinvestering i elnettet	Udskiftning og vedligehold af eksisterende netkomponenter for at sikre driftssikkerhed. Ofte kombineret med netforstærkning for at fremtidssikre kapaciteten.
Samtidighedsfaktoren	Et mål for, hvor stor en andel af det samlede tilsluttede effektbehov, der reelt bruges samtidig. Lav samtidighedsfaktor reducerer belastningen på elnettet og høj samtidighedsfaktor belaster elnettet.
Strømpris	Se "Elpris"
Transmission System Operatør (TSO)	En TSO er et netselskab, der agerer på transmissionsniveau. I Danmark er dette Energinet.

Afsnit 1: Fakta om elsystemet

- s. 11 Kapitel 1: Indledning
- s. 12 Kapitel 2: Elnettets opbygning, elmarkedet og aktørerne i elsystemet
- s. 15 Kapitel 3: Et elnet under forandring

Afsnit 2: Forbrugsfleksibilitet på elmarkedet

- s. 20 Kapitel 4: Elforbrug fra mindre forbrugere er fleksibelt
- s. 24 Kapitel 5: Hvorfor skal vi benytte forbrugsfleksibilitet?
- s. 29 Kapitel 6: Samfundsmæssige gevinster
- s. 32 Kapitel 7: Forbrugernes gevinster ved et mere fleksibelt elforbrug
- s. 35 Kapitel 8: Den europæiske dagsorden og internationale erfaringer

Afsnit 3: Fra passivt elforbrug til aktiv fleksibilitet

- s. 39 Kapitel 9: Teknologiske udfordringer for digital integration af fleksible enheder
- s. 43 Kapitel 10: Barrierer for anvendelse af forbrugsfleksibilitet
- s. 49 Kapitel 11: Hvorledes kan frigivelse af kapacitet med forbrugsfleksibilitet bringes i spil i Danmark?

Afsnit 4: Konkrete anbefalinger og perspektivering

- s. 56 Kapitel 12: Køreplan for anvendelse af forbrugsfleksibilitet som alternativ til netforstærkninger
- s. 59 Kapitel 13: Perspektivering og det øvrige energimarked

Afsnit 1

Fakta om elsystemet



1. Indledning

1.1. UDFORDRINGER AF ELNETTET FRA STIGENDE ELEKTRIFICERING

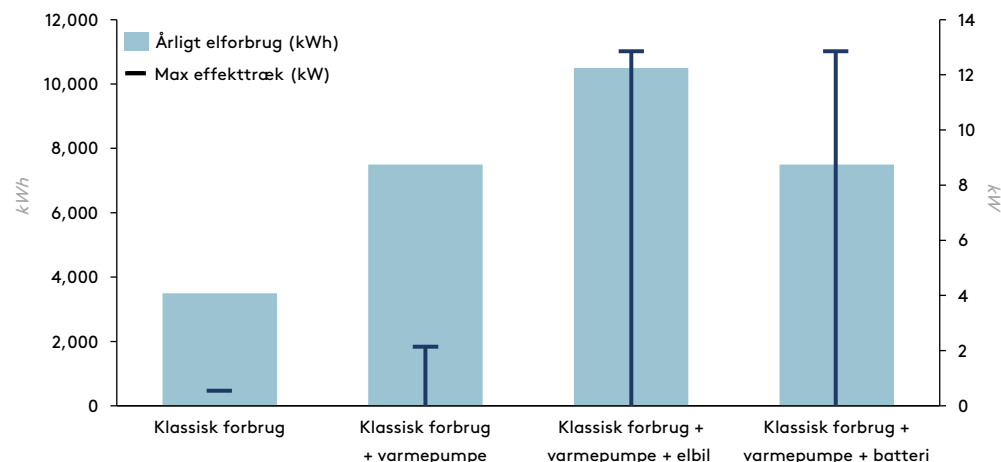
Den stigende elektrificering stiller nye krav til elsystemet. Der skal både produceres og transporteres væsentlig mere strøm, produktionen vil i stigende grad ske fra decentrale vedvarende energikilder og elforbruget kan flytte sig hurtigt. Det er udfordringer, som fremadrettet vil lægge et betydeligt pres på elnettet.

I denne rapport beskrives, at elnettet flere steder rammer dets maksimale kapacitetsgrænse, og at der derfor er et stort behov for at forstærke og udbygge nettet.

Oveni kommer, at fossile energikilder som kraftværker skal udfases og erstattes af vedvarende energikilder som sol og vind. Det vil gøre produktionen mere afhængig af vejrforholdene, fordi energien i højere grad produceres, når vinden blæser og solen skinner. Derved mindskes muligheden for automatisk at skrue op og ned for produktionen og dermed evnen til at balancere systemet, så forbrug og produktion er ens. I sidste ende kan det true forsynings-sikkerheden og resultere i store og langvarige strømafbrydelser i Danmark¹.

Det elnet vi kender i dag, er grundlæggende dimensioneret til forbrugsmønstre før den moderne elektrificering. Selvom elnettet mange steder vil kunne kapere stigningen i den samlede mængde strøm (kWh), der løber frem til forbrugere, så er elnettet ikke bygget til at de markante ændringer i måden hvorpå vi forbruger strøm over døgnet.

Figur 2: Private kungesegmenter og deres belastningsprofiler



Kilde: Egne beregninger på baggrund af tal fra Copenhagen Economics

Den maksimale belastning i de mest kritiske timer skaber - med nye de elaktiver - store spidsbelastninger. En husstands maksimale belastning over døgnet kan stige fra ~1 kW til ~13 kW når der tilkøbes en elbiloplader eller husstands-batteri. Se figur 2 for en beskrivelse af forskellige belastningsprofiler.

Det er navnlig det stigende antal elbiler, varmepumper og husstands-batterier, der udfordrer elnettet. En enkelt elbilladestander trækker typisk 11 kW i sig selv. Hvis blot halvdel af enfamiliehusene under en hovedstation oplader deres biler samtidig, vil den samlede belastning overstige hovedstationens kapacitetsbegrænsninger.

Problemet virkeliggøres af, at de digitale platforme, som flytter forbruget til de samme billige timer gennem prisoptimering.

Spørgsmålet er, om vi kan imødekomme de

meget store udfordringer som distributionsnettet står overfor ved at tilpasse vores forbrug?

1.2. FORBRUGSFLEKSIBILITET EN OPLAGT MULIGHED

Det er derfor værd at undersøge, om det er muligt at flytte dele af elforbruget væk fra spidsbelastninger og på den måde aflaste elnettet. Ved at flytte forbruget til tidspunktet, hvor der er ledig kapacitet i elnettet, udnyttes både den billige grønne strøm og investeringerne i transmission- og distributionsnet bedre.

Forbrugsfleksibilitet kan altså anvendes til at tage en betydelig del af presset fra elnettet, og kan dermed være med til at udskyde behovet for investeringer i elnettet, hvilket er omdrejningspunktet for denne rapport.

Hidtil har det særligt været de store elforbrugere, der har leveret forbrugsfleksibilitet, men for at kunne tage presset af i distributionsnettet,

så er der også behov for, at mindre forbrugere også kan deltage.

I denne rapport undersøges, hvorledes forbrugsfleksibilitet fra mindre forbrugere kan nyttiggøres i forhold til at understøtte et fremtidigt elsystem.

1.3. RAPPORTENS OPBYGNING

Denne rapport indledes med at kortlægge det danske elmarked og beskrive behovet for kapacitetsopgradering i distributionsnettet samt redegøre for, at en stor del af distributionsnettet ikke er udskiftningsmodent, men har et behov for kapacitetsopgradering (afsnit 1).

I afsnit 2 redegøres for hvorledes forbrugsfleksibilitet kan udjævne elforbruget og på den måde være et alternativ til netforstærkninger, og der redegøres for i hvilke situationer aktivering af forbrugsfleksibilitet giver mening. I forlængelse gennemgås de samfundsøkonomiske og privatøkonomiske gevinster ved øget forbrugsfleksibilitet. Endelig gennemgås de centrale EU-initiativer på området samt relevante internationale erfaringer.

Afsnit 3 udfolder de tekniske, regulatoriske og sikkerhedsmæssige aspekter og barrierer for anvendelsen af forbrugsfleksibilitet. Her fokuseres på vigtigheden af realtidsviden om elnettet samt prissætning af belastning og fleksibilitet.

Endelig præsenteres konkrete anbefalinger og forslag til en køreplan i afsnit 4. I afslutningen af afsnittet perspektiveres anvendelsen af fleksibilitet i forhold til det øvrige energimarked.

¹ Ifølge Green Power Denmarks simuleringer kan vi potentielt allerede i 2030 mangle strøm i 53 timer, og i den værste time vil vi mangle 2,6 GW strøm i Danmark.

2. Elnettets opbygning, elmarkedet og aktørerne i elsystemet

Elsystemet er komplekst med et omfattende elnet, flere markeder og mange aktører. Fra strømmen produceres til den leveres i stikkontakten, er der mange forskellige aktører involveret, som i fællesskab skal sikre, at udbud og efterspørgsel matcher, og at elnettet har en robusthed, som sikrer, at strømmen når frem til forbrugeren med den rette høje kvalitet.

I dette kapitel beskrives elnettets og elmarkedets opbygning. Desuden er der en gennemgang af aktørerne i elmarkedet og deres interesse i fleksibilitet.

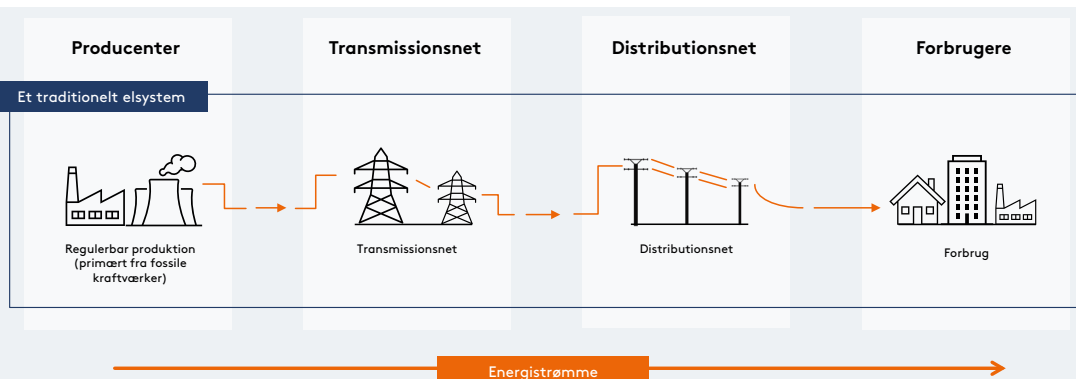
2.1. DET TRADITIONELLE ELNET UDFORDRES

Det danske elnet fungerer som et sammenhængende system, hvor transmissions- og distributionsniveauet er afhængige af hinanden for at kunne levere strøm til forbrugerne, hvilket er illustreret i figur 3. Transmissionsnettet er elnettets motorveje, hvor elektricitet fra havvindmøller, kraftværker og udlandsforbindelser transporteres over store afstande på høje spændingsniveauer.

Herfra ledes strømmen ned til hovedstationerne, som fungerer som knudepunkter. Når strømmen når hovedstationerne, transformeres den ned til lavere spændinger og sendes videre ud i distributionsnettet, som forsyner byer, virksomheder og hjem på 10–60 kV og til sidst på 0,4 kV.

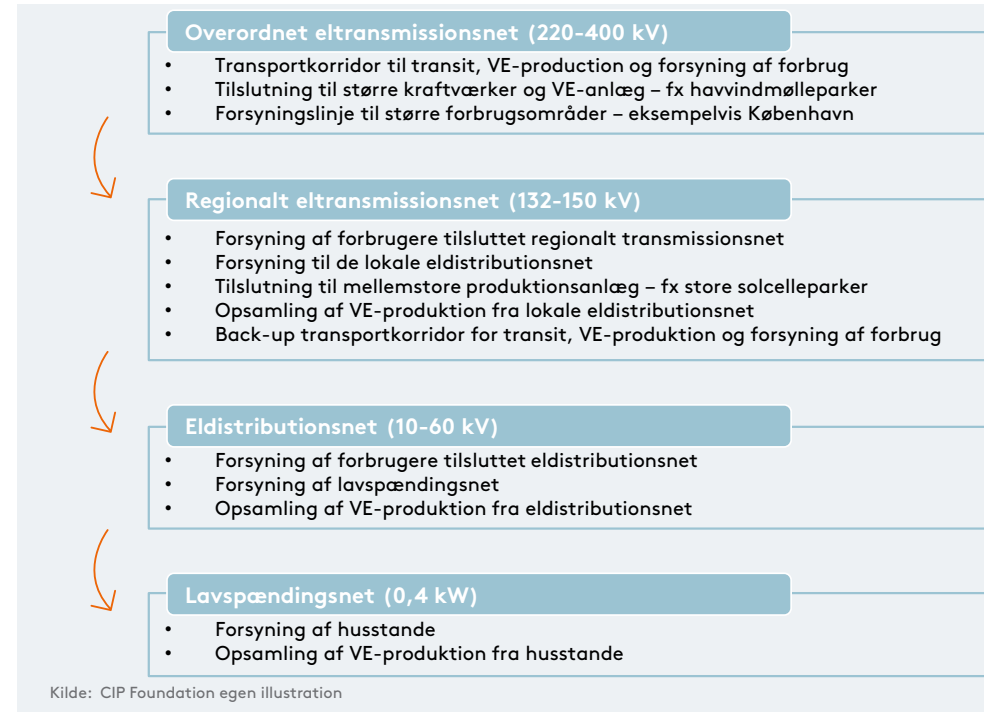
Selvom forbrugerne er fysisk tilsluttet distributionsnettet, afhænger forbrugernes mulighed for at udnytte deres trækingsret af, at der enten er tilstrækkelig kapacitet på transmissionsnettet, eller at der findes en tilsvarende lokal elproduktion under hovedstationen i de timer, hvor behovet er. Hvis der ikke kan trækkes nok strøm fra transmissionsniveauet, skal

Figur 3: Et traditionelt elsystem med centrale produktionsanlæg



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Figur 4: Oversigt over de forskellige spændingsniveauer i det danske elnet



distributionsområdet kunne dække det samme behov via lokale energikilder.

Uden denne balance kan distributionsnettet ikke altid levere den mængde elektricitet, som forbrugerne ellers har ret til. Det er således samspillet mellem transmissionsniveau og distributionsniveau, der gør det muligt at sikre en stabil forsyning, og som afgør, hvor meget strøm forbrugerne faktisk kan trække i de timer, hvor elnettet er mest belastet. Se figur 4, som beskriver de forskellige spændingsniveauer i det danske elnet og deres sammenhæng.

Forbrugsfleksibilitet kan bidrage til at sikre henholdsvis balancen og forsynings sikkerheden i transmissionsnettet og distributionsnettet, hvilket beskrives nærmere efterfølgende.

2.2. DET DANSKE ELMARKED

Det danske elmarked er opdelt i to prisområder: DK1 (Vestdanmark) og DK2 (Østdanmark). De fungerer som selvstændige budområder i det europæiske elmarked og er derfor tæt integreret med både de nordiske og kontinentale nabolande. På tværs af Europa bliver strøm handlet via fælles markedsplatforme, og Danmark deltager især gennem elbørsen Nord Pool, som håndterer udbud og efterspørgsel for hver time i det såkaldte day-ahead-marked. Se nedenfor for en beskrivelse af de forskellige delmarkeder.

Når elprisen fastsættes, sker det ved, at alle producenter og købere indsender bud for den kommende dag. Markedet matcher herefter de billigste produktionsbud med den forventede efterspørgsel, og resultatet bliver en områdepris for DK1 og DK2. Fordi Danmark

er stærkt forbundet med andre lande via udlandsforbindelser, påvirker import og eksport løbende elprisen. DK1 og DK2 er således en fuldt integreret del af det europæiske elmarked, hvor priserne bestemmes af udbud, efterspørgsel og udveksling af strøm på tværs af landegrænser.

Elmarkedet består af et komplekst system af sammenhængende markeder, der fungerer på forskellige tidshorisonter for at sikre, at produktion og forbrug altid er i balance, jf. figur 5. Det danske elmarked kan opdeles i følgende fire kategorier:

Det finansielle marked

Dette marked anvendes til risikostyring og prissikring. Kommercielle aktører handler kontrakter, såkaldte futures og forwards uger, måneder eller år før selve leveringen. Formålet er at sikre en fast pris og risikominimering mod store prisudsving på spotmarkedet. Det er i dette marked de såkaldte Power Purchase Agreement (PPA) – langsigtede fastprisaftaler om køb af strøm – indgår.

Day-ahead markedet (Spotmarkedet)

Dette marked er det vigtigste marked for fysisk elhandel, hvor hovedparten af al strøm handles. I Norden foregår dette primært på elbørsen Nord Pool. Handler finder sted dagen før strømmen skal leveres, hvor kommercielle aktører indsender deres købs- og salgsbud senest kl. 12:00. Prisen fastsættes ud fra marginalprisprincippet (merit order), hvilket betyder, at den dyreste produktionsenhed på tværs af teknologier, der er nødvendig for at dække efterspørgslen, fastsætter prisen for alle aktører i det pågældende kvarter.

I forhold til forbrugsfleksibilitet er det spotmarkedet, der sætter de priser, forbrugerne reagerer på, når de beslutter at flytte deres forbrug

over døgnet til de tidspunkter, hvor prisen på strøm er lavest (elprisoptimering).

Intraday-markedet

Da vejrudsigter og forbrugsmønstre kan ændre sig fra dagen før, giver intraday-markedet aktørerne mulighed for at justere deres positioner tættere på driftstimen. Dette marked åbner efter day-ahead priserne er offentliggjort og løber indtil kort før levering. Formålet med dette marked er at håndtere uforudsete ændringer, såsom et nedbrud på et kraftværk, ændringer i vind- og solproduktion eller ændrede forbrugsmønstre.

Balancemarkedet og systemydelse

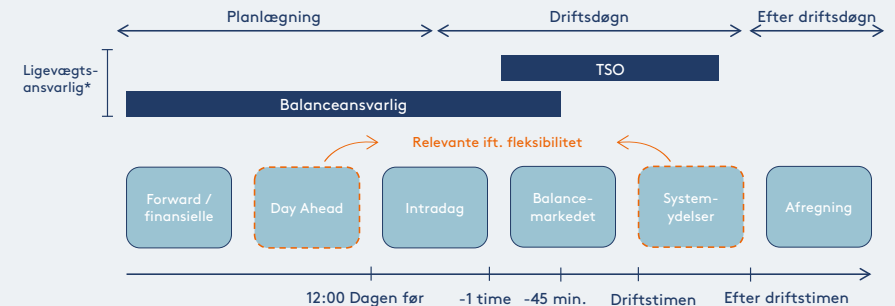
Dette marked administreres af Energinet og er det sidste led, der sikrer, at produktion og forbrug matcher, så elnettets frekvens holdes stabil på 50 Hz. Hvis det faktiske elforbrug er højere end den handlede produktion, aktiverer Energinet reserver (opregulering) og hvis der er for meget strøm i elnettet, aktiveres nedregulering. Dette marked opdeles yderligere i forskellige reservetyper (fx FCR, aFRR og mFRR), som adskiller sig ved, hvor hurtigt de kan aktiveres (fra få sekunder til 15 minutter).

Balancemarkedet er det marked, hvor Energinet betaler navnlig de store forbrugere som solcelleparker og kraftværker for at være fleksible og skrue op og ned for produktion og forbrug af strøm. Med de mange nye elaktiver i husholdningerne som elbiler, varmepumper og husholdningsbatterier vil de mindre forbrugere fremadrettet også kunne deltage aktivt i dette marked.

2.3. AKTØRERNE I ELMARKEDET

Grundlæggende består elmarkedet af følgende aktører:

Figur 5: Day-ahead- og systemydelsesmarkeder som ramme for forbrugsfleksibilitet



Kilde: CIP Foundation egen illustration

Note: I denne rapport er der fokus på de to markeder, hvor forbrugsfleksibilitet kan indgå nemlig "Day-ahead" markedet, som sammen med tariffer danner baggrund for næste dags elpris, og systemydelsesmarkedet, hvor forbrugsanlæg kan nedjusteres i korte perioder med henblik på at skabe balance mellem produktion og forbrug i elnettet.

Elproducenter

De sørger for, at der bliver produceret den energimængde, der efterspørges på et givent tidspunkt. De har et stort incitament til at øge fleksibiliteten af elproduktionen for at sikre en nøjagtig forecast, og dermed undgå ubalance-afregning. Elproducenter har som primær interesse at sikre afsætning af deres produktion og stabile markedsvilkår. Med en stigende andel af vind og sol er variabilitet en forrentningsmæssig udfordring. Øget forbrugsfleksibilitet vil kunne afhjælpe denne udfordring ved bl.a. at reducere antallet af timer med negative elpriser. Derudover sætter øget forbrugsfleksibilitet skub i elektrificeringen ved at skabe en bedre forrentning af anlægsinvesteringerne i forbindelse med elektrificeringen, som igen øger efterspørgslen af strøm fra elproducenterne. Det kunne fx være European Energy, Eurowind eller Vattenfall.

Elforbrugere

De spænder fra husholdninger til store industrivirksomheder. De er slutbrugere af elektricitet og udgør grundlaget for efterspørgslen på elmarkedet. I takt med elektrificering og

digitalisering får forbrugerne en mere aktiv rolle i elmarkedet. Forbrugerne kan tilpasse forbruget efter prissignaler, deltage i fleksibilitetsordninger og levere balanceydelser via aggregatorer.

Elhandelselskaber

De sælger elektricitet til slutforbrugerne, og fungerer som handelsled mellem elproducenter, engrosmarkedet, netselskaber og elforbrugerne. De køber og sælger elektricitet på markedsvilkår og videresælger det til elforbrugerne, og i processen håndterer de prisrisici gennem prognoser og porteføljestyling. Deres incitament er at optimere indkøb og salg i takt med udsving i produktion og efterspørgsel. Risikoafdækning er centralt for elhandelselskaberne, da prissvingninger og ubalancer kan påvirke indtjeningen. Det kunne fx være Norlys, Andel Energi eller OK.

Aggregatorer

Aktører, som samler fleksibilitet fra mange små enheder, fx varmepumper, elbiler og batterier, og tilbyder dem som en samlet balanceringsressource på elmarkedet. Aggregatoren fungerer som en slags fleksibilitetshandler,

der koordinerer og styrer fleksibelt forbrug og produktion i realtid. De har behov for regulatorisk klarhed om adgang til markeder og afregningsmodeller samt skalerbare digitale platforme, der kan håndtere styring af tusindvis af enheder. Aggregatorerne kan samle flere mindre eller større forbrugere og decentrale producenter og få dem aktiveret i balancemarkeder og dermed bidrage til systemstabilitet. Det kunne fx være Sustain, 1komma5 eller Emaldo.

Balanceansvarlige aktører

En balanceansvarlig part er en aktør, der har det økonomiske og operationelle ansvar for at sikre balance mellem produktion, forbrug og handel i sin portefølje. De indmelder prognoser til Energinet og afregnes for ubalancer, hvis faktisk forbrug eller produktion afviger fra det planlagte. De har en afgørende interesse i øget forudsigelighed i regulering og adgang til fleksibilitetsressourcer, der kan reducere omkostninger til balancering. Det kunne fx være Centrica, Danske Commodities eller Mind Energy.

Netselskaber

Netselskaberne ejer og driver distributionsnettet, og er ansvarlige for drift og vedligehold samt tilslutning af kunder til elnettet. Netselskaberne i Danmark er naturlige monopol. Det betyder, at der kun er et netselskab i hvert forsyningsområde. Dermed sikres, at der ikke ligger konkurrerende elkabler side om side, og at samfundet udnytter infrastrukturen bedst muligt. Netselskaberne må ikke handle med el, men opkræver tariffer for transport af strøm og investerer i vedligeholdelse og udbygning af nettet. Netselskabernes interesse i forbrugsfleksibilitet ligger i at sikre stabil forsyning af strøm og bedst mulig udnyttelse af elnettet, og fleksibilitet er på den måde et alternativ til udbygning af elnettet.

Der findes 37 forskellige netselskaber. De to største er Cerius-Radius og N1 som repræsenterer ca. 2,2 mio. elkunder. Herefter kommer Trefor, Dinel, Konstant og Vores Elnet samt et større antal mindre selskaber. Der er således en stor variation i netselskabernes størrelse og kundegrundlag.



Tabel 1: Aktørernes motivation og bekymringer i forhold til at anvendelse af forbrugsfleksibilitet

	MOTIVATION	BEKYMRINGER
NETSELKABER	<ul style="list-style-type: none"> Forsyningsikkerhed for brugerne Øge udnyttelsen af elnettet 	<ul style="list-style-type: none"> Kan fleksibilitet levere sikre løsninger? Kan fleksibilitet konkurrere med netudbygning?
AGGREGATORER	<ul style="list-style-type: none"> Forretningsmodel 	<ul style="list-style-type: none"> Er der et reelt forretningspotentiale?
FORBRUGERE	<ul style="list-style-type: none"> Besparelser Grønt aftryk (dekarbonisering) 	<ul style="list-style-type: none"> Kan det betale sig? Bidrager det til dekarbonisering?
BALANCEANSVARLIGE AKTØRER	<ul style="list-style-type: none"> Grønt aftryk og fortsat elektrificering 	<ul style="list-style-type: none"> Kan prisfølsomt elforbrug forudses? Hvilke effekter vil det have i intradag-markedet?

Energinet

Energinet er den statslige transmissionssystemoperatør. Energinet ejer og driver transmissionsnettet og har ansvaret for at opretholde balancen i elsystemet. Energinet udvikler markedsrammer, driver balancemarkeder, udvikler tekniske forskrifter samt protokoller for data-delning, og spiller dermed en nøglerolle i den grønne omstilling ved at skabe incitament for fleksibilitet og koordinere med nabolande. Energinets interesse i fleksibilitetsløsninger ligger i muligheden for gennem såkaldte systemydelse at kunne balancere elmarkedet, så produktion og forbrug altid matcher.

I tabel 1 er de forskellige aktører på elmarkedet skematiseret med deres motivation og bekymring for i forhold til at anvendelse af forbrugsfleksibilitet.

2.4. OPSUMMERING

Elmarkedet har mange aktører, der ofte har forskellige interesser og forskellige investeringshorisonter. Netselskabernes investeringer strækker sig fx typisk over 30-40 år, hvilket skaber på lange planlægningshorisonter, der skal sikre elnettets robusthed og forsyningsikkerhed. Aggregatorer, som samler og styrer fleksibelt elforbrug fra mange mindre enheder, har omvendt en mere kortsigtet interesse i maksimal fleksibilitet og indførelsen af fleksibilitetsmarkeder.

3. Et elnet under forandring

Den voksende elektrificering af det danske samfund stiller nye krav til hele elsystemet. Transmissionsnettet skal kunne håndtere langt mere strøm fra havvind, solceller og flere udlandsforbindelser, og samtidig står distributionsnettet, som er i fokus i denne rapport, over for særlige udfordringer, når millioner af elbiler, varmepumper og husstands batterier ændrer elforbruget markant.

Elsystemet er gået fra at være et centraliseret system, hvor strømmen flyder som et vandfald fra store kraftværker via transmissionsnettet og videre ud til forbrugerne, til et langt mere decentralt og kompliceret system. I dag flyder strømmen i begge retninger på grund af solceller og husstands batterier, og belastningen er blevet langt mere volatil. Strøm bliver nu både produceret og lagret lokalt, fx via solceller og batterier. Det betyder, at millioner af små enheder påvirker balancen i nettet. Hvis balancen forskydes for meget, kan det skade udstyr og i værste fald føre til strømafbrydelser, i lighed med det vi har set i Sydeuropa.

I denne rapport fokuseres på distributionsnettet, hvor de mindre forbrugere er tilsluttet. Distributionsnettet er historisk dimensioneret til et forudsigeligt og ensidigt elforbrug, men det nye forbrugsmønster med prisstyrede elaktiver skaber nye og større spidsbelastninger, der presser kapaciteten.

Netselskabernes hovedopgave er at sikre stabil strømforsyning og sørge for, at alle kunder har adgang til den nødvendige kapacitet i nettet. Med den hastigt voksende elektrificering betyder det, at netselskaberne skal gennemføre store udbygninger og forstærkninger af nettet. Kabler og transformere skal opgraderes, så de kan håndtere en markant større belastning.

Der er således tre centrale forhold, der er afgørende for at afdække og løse de kommende udfordringer;

1. Nettets fysiske tilstand.

En betydelig del af distributionsnettet blev anlagt i 1970'erne og 1980'erne og nærmer sig slutningen af sin tekniske levetid. Det skaber et grundlæggende behov for udskiftning og opgradering af kabler, transformere og stationer.

2. Behovet for monitorering.

Netselskaberne mangler mange steder præcis viden om elnettets kapacitetsgrænser og realtidsbelastningen på de laveste spændingsniveauer. Uden denne indsigt navigerer de delvist i blinde, hvilket besværliggør både investeringsplanlægning og anvendelse af fleksibilitet.

3. Belastningen af nettet.

Nye elaktiver som elbiler, varmepumper og husstands batterier øger den maksimale belastning markant og skaber nye spidsbelastningsperioder, når mange forbrugere reagerer på de samme lave priser samtidigt.

Investeringsbehovet i distributionsnettet kan

opdeles i tre elementer; 1) Nytilslutninger, der handler om tilslutning af nye kunder og anlæg til nettet, 2) Reinvesteringer, som omfatter udskiftning af udtjente komponenter, som har nået deres tekniske levetid, og 3) Kapacitetsopgraderinger, der er investeringer, der specifikt øger nettets evne til at transportere mere strøm, når det eksisterende net rammer sine fysiske begrænsninger.

Forbrugsfleksibilitet er alene et alternativ til kapacitetsopgraderinger, da nytilslutninger og reinvesteringer som udgangspunkt ikke kan erstattes af fleksibilitet. Det er således i kategorien kapacitetsopgraderinger – og især de forcerede kapacitetsopgraderinger, som ikke kan afvente en naturlig udskiftningscyklus.

I det følgende beskrives de tre forhold samt investeringselementer nærmere.

3.1. KORTLÆGNING AF NETTETS FYSISKE TILSTAND

Elnettet er hierarkisk opbygget og består af et komplekst samspil mellem kabler, transformstationer og koblingsudstyr, der sikrer, at strømmen leveres med den rette spændingskvalitet og driftssikkerhed.

Den fysiske volumen af det danske distributionsnet er omfattende. Det samlede kabelnetværk strækker sig over 160.000 kilometer, svarende til fire jordomrejser. Denne infrastruktur er i høj grad kabellagt i jorden, hvilket er resultatet af en bevidst politisk og teknisk strategi om at øge forsyningsikkerheden ved at fjerne luftledninger, der er sårbare over for storme og islag.

Distributionsnettets tilstand er i høj grad præget af dets aldersmæssige sammensætning. En

Tabel 2: Netkomponenter i distributionsnettet

Komponenttype	ESTIMERET ANTAL	SPÆNDINGSNIVEAU	FUNKTION
HOVEDSTATIONER	950	30-60/10-20 kV	Transformation fra regionalnet til distributionsnet
NETSTATIONER	4.100	10-20/0,4 kV	Transformation til forbrugerniveau
KABELSKABE	950.000	0,4 kV	Tilslutningspunkt for individuelle kunder
LAV- OG MELLEMSPÆNDINGSKABLER	150.400 km	0,4 - 20 kV	Lokal transport af elektricitet

Kilde: Green Power Denmark, <https://elnet.dk/anlaeg-elsikkerhed/noegletal-distributionsnettet> (1.2.2026)



betydelig del af det nuværende elnet blev anlagt i 1970'erne og 1980'erne, en periode præget af stor vækst i elforbruget og byudvikling. For jordkabler i lavspændingsnettet (0,4 kV) vurderes levetiden til cirka 50 år, mens transformere og stationer på 10 kV og 60 kV niveau normalt har en forventet levetid på 40 år. En betydelig mængde netkomponenter nærmer sig derfor afslutningen på deres tekniske levetid.

Som tidligere beskrevet så udfordres elnettet af øget belastningsgrader, hvilket øger risikoen

for fejl og nedbrud. Når elnetkomponenter når en høj alder, påvirkes deres tilstand af termisk ældning af isolationsmaterialer og mekanisk slid på koblingsudstyr. For kabler betyder overbelastning, at der afgives mere varme til omgivelserne, end isoleringen er beregnet til, hvilket forkorter levetiden yderligere. Elnettets fysiske tilstand kalder således på opgraderinger i et betydeligt omfang.

Data fra Utiligize (2021) viser, at det naturlige udskiftningsbehov frem mod 2040 er betydeligt:

- ~57 % af de nuværende 60/10 kV transformere står over for udskiftning.
- ~55 % af 10/0,4 kV stationerne når deres tekniske levetidsgrænse.
- ~45 % af 0,4 kV kablerne i lavspændingsnettet forventes at skulle udskiftes grundet alder.

3.2. BEHOVET FOR VIDEN OM OG MONITORERING AF ELNETTET

En central del af distributionsnettets tilstand er ikke blot de fysiske komponenter, men også evnen til at overvåge og styre dem. Hvor de overordnede 60/10 kV-stationer generelt er velovervågede knudepunkter, er indsigt i realtidsbelastningen på de yderste dele af nettet – 10/0,4 kV-stationerne og de enkelte 0,4 kV-kabler – begrænset. Med overgangen til et system, hvor forbrugere også producerer og lagrer energi, bliver denne manglende indsigt i realtidsdata en kritisk barriere for en effektiv udnyttelse af nettet, da denne type af data er nødvendig for at aktivere forbrugsfleksibilitet.

Viden om manglende kapacitet i elnettet har således en national interesse, da det har afgørende betydning for evnen til at elektrificere det danske samfund. Et bedre vidensgrundlag kan således forbedre netselskabernes planlægningsværktøjer samt afvejningen mellem at prioritere investeringer og optimere driften. Uden konkret indsigt i kapacitetsbegrænsningernes omfang navigerer netselskaberne delvist i blinde, hvilket bl.a. kan føre til fejlinvesteringer eller oversete potentialer. Denne usikkerhed kan have direkte konsekvenser for danske virksomheders muligheder for at blive tilsluttet elnettet.

Ifølge NIRAS (2022) er oplysninger om netkomponenters tilstand og holdbarhed utilstrækkeligt registreret, særligt for ældre komponenter, hvilket også bekræftes af høringsvar fra netselskabernes brancheorganisation. Manglen på data gør det vanskeligt at vurdere, om netforstærkninger er nødvendige, eller om de kan udskydes, og det faktiske netforstærkningsbehov er derfor ukendt og kan være væsentligt større end antaget. Det er et problem,

da netselskaberne efter elforsyningslovens § 20, skal sikre tilstrækkelig transportkapacitet, hvilket forudsætter netop denne viden. Det rejser en regulatorisk udfordring og understreger behovet for, at netudviklingsplanerne indeholder et datagrundlag, der også kan understøtte udviklingen af fleksibilitetsydelse på lave spændingsniveauer.

Kun gennem systematisk aggregering og analyse af de relevante datastrømme er det muligt at identificere, hvor elnettet er kritisk belastet, og hvor der er ledig kapacitet, som kan frigives via forbrugsfleksibilitet. Det er uvist, hvor udbredt og hvilke data netselskaberne i dag måler og analyser. Disse data, herunder i aggregeret form, er under alle omstændigheder ikke tilgængelige for offentligheden, hvilket hæmmer muligheden for udviklingen af digitale løsninger.

Dataåbenhed kan imidlertid introducere en ny sårbarhed. Integrationen af digitale styresystemer og udvekslingen af detaljerede forbrugsdata øger eksponeringen mod cybertrusler. Det er derfor nødvendigt, at behovet for transparens balanceres med robuste cybersikkerhedsforanstaltninger, herunder gennem kryptering, adgangsstyring og overholdelse af europæiske standarder som NIS2-direktivet, for at sikre, at elnettets digitale omstilling ikke kompromitterer den nationale forsyningsikkerhed.

3.3. BELASTNING AF NETTET

I årtier har lavspændingsnettet opereret under forudsigelige rammer, hvor forbrugsmønstrene var præget af en høj grad af forudsigelighed og stabilitet. Dimensioneringen af lavspændingsnettet beror således i udgangspunktet på konservative antagelser om belastning og samtidighed mellem elforbruget.

Som tidligere beskrevet har en husstand typisk en trækningsret på ca. 17,3 kW, men anvender gennemsnitligt ca. 1 kW, jf. figur 6 nedenfor. For at sikre en høj grad af leveringskvalitet, har det historiske udgangspunkt for dimensioneringen af lavspændingsnettet været at overinvestere ift. samtidighedsfaktoren for enfamiliehuse. Dette har resulteret i en overkapacitet, som imidlertid er under hastig afvikling som følge

Figur 6: Forbrugsprofiler over døgnet for en husstand



Kilde: CIP Foundations egen illustration

af integrationen af nye elaktiver, særligt elbiler og husstands batterier.

Som det ses i figur 6, er elforbruget markant over 7 kW ved opladning af elbilen. Da opladning af elbiler og husstands batterier typisk sker, når elprisen er lav, kan det skabe behov for kapacitetsopgraderinger.

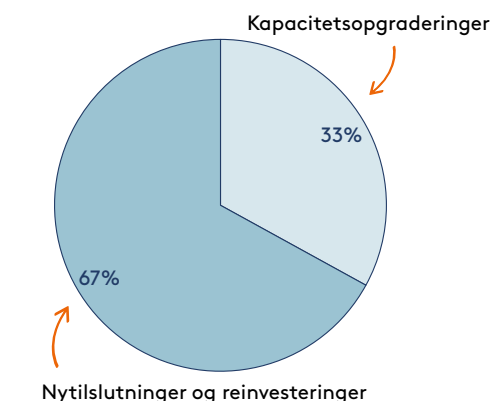
Elnettets kapacitet dimensioneres grundlæggende ikke af den samlede mængde strøm (kWh), der løber igennem over et år, men af den maksimale belastning (kW) i de mest kritiske timer, når mange bruger strøm på samme tid. Det er navnlig det stigende antal elbiler, varmepumper og elkedler, der udfordrer elnettet.

3.4. INVESTERINGSBEHOV I ELNETTET

Netselskaberne står over for store udskiftnings- og forstærkningsopgaver, der kan øge netkapaciteten, da betydelige dele af elnettet nærmer sig slutningen af deres tekniske levetid. Investeringer i elnettet kan som beskrevet opdeles i nyttilslutninger, reinvesteringer og kapacitetsopgraderinger, der er det centrale i det efterfølgende.

- **Nyttilslutninger** dækker tilslutning af nye kunder og anlæg til elnettet. Disse investeringer er primært drevet af efterspørgslen fra nye forbrugere og producenter og er kun i nogen grad påvirket af fleksibilitet.
- **Reinvesteringer** omfatter udskiftning af udtjente komponenter. Når et kabel eller en transformerstation når slutningen af sin tekniske levetid, opstår en naturlig anledning til at øge kapaciteten (naturlig netforstærkning). Da marginalomkostningen ved at vælge et kraftigere kabel er beskedent, når gravearbejdet alligevel finder sted, vælger de fleste netselskaber at dimensionere med reserve til fremtidig belastning. Ved etablering af nye kabler udgør selve indkøbet af kobber kun en mindre andel af den samlede pris, mens udgravning, rørføring og reetablering af terræn ofte udgør 70-90 pct. af de samlede anlægsomkostninger.
- **Kapacitetsopgraderinger** er investeringer, der foretages specifikt for at øge mængden af energi, som elnettet kan transportere (se figur 7). Disse udløses, når det eksisterende elnet

Figur 7: Kapacitetsopgraderinger udgør en tredjedel af investeringer i distributionsnettet frem mod 2035



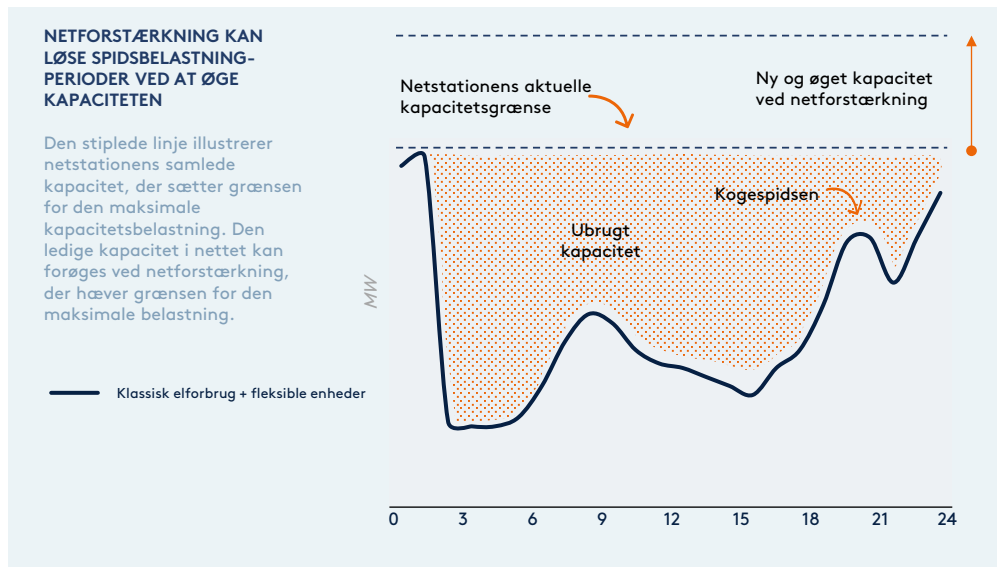
Kilde: Copenhagen Economics, 2025

rammer sine tekniske begrænsninger. Kapacitetsopgraderinger kan yderligere opdeles i naturlige netforstærkninger (i forbindelse med udskiftning af udtjent materiel) og forcerede kapacitetsopgraderinger (udskiftning af velfungerende materiel før tid på grund af akut pladmangel).

Copenhagen Economics (2025) vurderer, at det samlede investeringsbehov frem mod 2035 ligger på omkring 19 mia. kr. årligt, nogenlunde ligeligt fordelt mellem transmissions- og distributionsnettet. Samtidig fremhæver rapporten, at forbrugsfleksibilitet kan lette noget af presset ved at udskyde en del af de mest kapacitetsdrevne investeringer.

Eftersom marginalomkostningen ved at vælge et kraftigere kabel er beskedent, når gravearbejdet alligevel finder sted, vælger de fleste netselskaber i dag at dimensionere nettet med en betydelig reserve til fremtidig belastning. Dette er den mest omkostningseffektive måde

Figur 8: Kapaciteten i en netstation



Kilde: CIP Foundations egen illustration

at fremtidssikre elnettet på.

Forceret kapacitetsopgradering dækker over investeringer, som netselskaberne er tvunget til at foretage her og nu grundet stigende elforbrug, der overstiger elnettets fysiske formåen. Forceret kapacitetsopgradering er således en mere kritisk og omkostningstung del af netudviklingen, som ofte skal foretages med kort varsel. Et kort varsel kan i sig selv være en udfordring, da lange leveringstider på materiel eller mangel på kvalificeret arbejdskraft kan forlænge implementeringstiden.

3.5. FORCERET KAPACITETSOPGRADERING FYLDER EN TREDJEDEL

Sondringen mellem naturlig netforstærkning og forceret kapacitetsopgradering er et centralt omdrejningspunkt i netplanlægningen, da en udskydelse af kapacitetsopgraderingen medfører væsentlige anlægsbesparelser. Ifølge Copenhagen Economics (2025) udgør forceret kapacitetsopgradering omtrent en tredjedel af netselskabernes samlede investeringer frem mod 2035, svarende til 3,1 mia. kr. årligt. De øvrige netinvesteringer udgøres af naturlige reinvesteringer og forstærkninger samt nytillutninger, svarende til 6,3 mia. kr. årligt.

Det er særligt de forcerede kapacitetsopgraderinger, der er relevante i forhold til forbrugsfleksibilitet. Forbrugsfleksibilitet kan reducere spidsbelastningen og dermed udskyde behovet for disse dyre opgraderinger. Forbrugsfleksibilitet er med andre ord alene et alternativ til kapacitetsopgraderinger.

3.6. OPSUMMERING

Distributionsnettet står over for et stigende pres grundet den omfattende elektrificering af samfundet. Den nuværende netinfrastruktur er dimensioneret til en tid med stabilt og forudsigeligt elforbrug. Samtidig har vi generelt behov for opdateret viden om nettets kapacitetsgrænser. Frem mod 2035 vil udbredelsen af elkedler, varmepumper og elbiler skabe nye belastningsmønstre, som udfordrer de fysiske rammer. I et tempo som overstiger den naturlige udskiftning (reinvestering i nettet). Dette giver anledning til forcerede kapacitetsopgraderinger, som

vil fylde godt en tredjedel af netselskabernes investeringsomkostninger. Ved at kombinere fysiske forstærkninger med fleksibelt forbrug har netselskaberne mulighed for at sikre en stabil elforsyning uden at pålægge forbrugerne unødige omkostninger til overdimensionering af elnettet.

BOKS 1: HVORNÅR FORETAGES FORCERET KAPACITETSOPGRADERING?

Når tilstandsvurderingen af et netområde viser, at kapaciteten er utilstrækkelig, har netselskaberne flere tekniske greb at gøre brug af. Valget af metode afhænger af spændingsniveauet og den specifikke udfordring. I lavspændingsnettet (0,4 kV) og mellemspændingsnettet (10 kV) er den mest udbredte metode at lægge flere eller tykkere kabler.

Hvis et eksisterende kabel er overbelastet, kan man fx vælge at lægge et parallelt kabel i samme tracé. Dette fordobler kapaciteten. Det er også muligt at opsplitte radialer. Ved at etablere nye netstationer midt på en eksisterende lang radial kan man afkorte afstanden til netkunderne, hvilket øger den samlede kapacitet i området.

Udover parallelle kabler og opsplittning af radialer, udgør transformeren ofte en flaskehals i elsystemet. En typisk netstation i et boligområde har i dag en transformator på fx 800 kVA. Her vil den eksisterende transformator typisk udskiftes med en kraftigere model (fx 1000 eller 1250 kVA) inden for de fysiske rammer af den eksisterende station. Hvis der ikke er plads til en større transformator, kan der etableres nye transformatorstationer. På 60/10 kV-niveau planlægges ofte efter et N-1 kriterie, hvilket betyder, at hver station i udgangspunktet skal have to transformere, der hver især højst må belastes med 50 % i normaldrift for at kunne overtage den fulde last ved fejl på den anden enhed. Når elnettet dimensioneres efter N-1 er det for at sikre elsystemet mod udfald af kritiske komponenter.

Afsnit 2

Forbrugsfleksibilitet på elmarkedet.



4. Elforbrug fra mindre forbrugere er fleksibelt

Forbrugsfleksibilitet handler om, at elkunder flytter deres elforbrug fra tidspunkter, hvor strømmen er dyr, eller væk fra tidspunkter, hvor elnettet er særligt belastet eller i ubalance. Ved at flytte elforbruget frigøres der nødvendigvis plads i elnettet så borgere og virksomheder i højere tempo kan elektrificeres.

Som beskrevet ovenfor udfordres det traditionelle elsystem i de kommende år af en voldsom elektrificering. Det kræver fysisk forandring af elnettet og af måden vi som forbrugere anvender elnettet på.

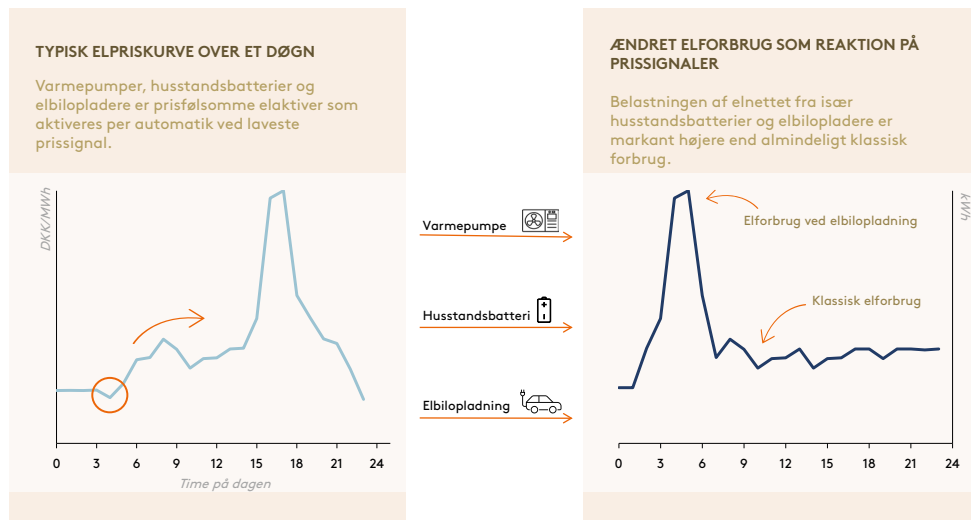
En af de udfordringer som det traditionelle elsystem står overfor, er ændringer i forbrugsmønstret hos de mindre forbrugere. Fra det vi kender i dag som et traditionelt elforbrug i de danske hjem og virksomheder, mangedobles belastningen af distributionsnettet med det

stigende indtog af særligt elbiler, varmepumper og husstands batterier.

Samtidig bliver forbruget meget mere prisfølsomt. Som beskrives senere aktiveres elaktiver som elbiloplader, varmepumper og husstands batterier når prisen er billigst, som illustreret i figur 9.

For at undgå, at alle forbrugere per automatik bruger strøm på samme tidspunkt, er der behov for at se på måder, hvorpå at forbrugere

Figur 9: Effekten af prisfølsomt elforbrug, som hovedsageligt placeres i timer med de laveste priser



Kilde: CIP Foundations egen illustration

BOKS 2: HVAD ER FORBRUGSFLEKSIBILITET?

Forbrugsfleksibilitet handler om, at elkunder flytter deres elforbrug med det formål at optimere elprisen eller at sælge fleksibilitet til aktører i elmarkedet. Elkunderne ændrer altså deres elforbrug, fordi der er en økonomisk fordel ved det.







Hvordan tilskyndes forbrugeren til at ændre adfærd?

Det kan ske ved, at forbrugeren reagerer på ændrede elpriser eller ved, at forbrugeren indgår aftaler med det lokale netselskab eller Energinet om, at elforbruget flyttes til deres favør mod en økonomisk kompensation – og vel at mærke uden at det generer elkundens komfort.

Hvorledes flytter forbrugeren sit elforbrug?

I praksis kræver det minimum involvering af forbrugeren. For den enkelte forbrugere handler det om at udskyde tidspunktet for hvornår elbilen lader op eller hvornår varmepumpen aktiveres. Som forbruger skal man på forhånd vælge hvilket tidspunkt elbilen skal være opladet til (fx minimum 70 pct. opladet kl. 8:00), eller hvilken indendørstemperatur man som minimum accepterer (fx minimum 21,5 grader). Herefter foregår resten ved hjælp af de digitale platforme, som i forvejen sidder i de større elaktiver som elbiloplader, varmepumpe og husstands batteri.

Table 3: Hvordan fleksibelt elforbrug skaber værdi i elsystemet

HVEM HAR FORDEL?	HVAD ER FORMÅLET?	HVORDAN?
 Elforbrugere	 Elprisoptimering	Forbruget flyttes fra dyre timer til billige timer i døgnet
 Netselskaberne	 Frigørelse af kapacitet i nettet	Forbruget flyttes væk fra tidspunkter med spidsbelastning
 Energinet	 Stabilisering af elnettet	Forbruget flyttes så der er balance mellem elproduktion og elforbrug

Er alt elforbrug fleksibelt?

Det er ikke alt forbrug som i praksis er flytbart. Eksempelvis er det klassiske forbrug som sker i forbindelse med madlavning, tøjvask og aktiviteter i hjemmet kun i mindre grad flytbart. Men i takt med at husstandene integrerer husstands batterier, og V2G-teknologien implementeres, bliver også dette forbrug flytbart, da det så er opladningstidspunktet af batteriet som bliver flytbart.



ikke alene opnår billige priser på strøm, men også kan bidrage til at undgå spidsbelastninger i elsystemet.

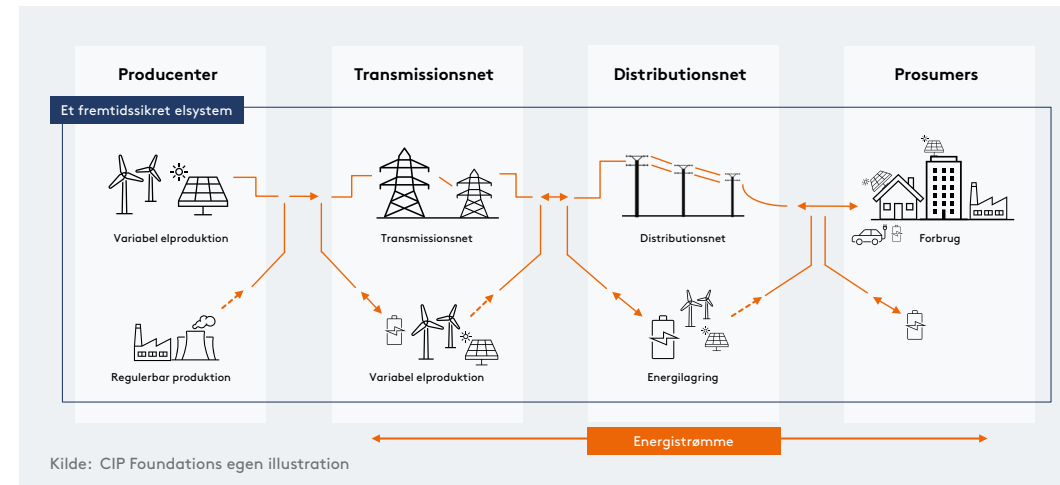
4.1. VISION 2035 – DET FREMTIDSSIKREDE ELSYSTEM

Det danske elsystem forventes i 2035 at fungere som den infrastrukturelle ryggrad i en grøn økonomi, hvor sol- og vindenergi danner grundlaget for både husholdningernes og erhvervslevets energiforbrug. Elektricitet, som historisk hovedsageligt blev anvendt til klassiske formål som belysning og almindelige husholdningsapparater, er blevet det centrale drivmiddel for transport, for opvarmning og for en bred vifte af industrielle processer.

Husholdninger og virksomheder fungerer heller ikke længere blot som forbrugere. En stadig større del producerer også elektricitet gennem solceller på bygningerne. Markante prisfald på udstyr til solenergi og på batteriteknologi har i høj grad gjort egenproduktion økonomisk attraktiv, både individuelt og i lokale fællesskaber, hvor forbrug og produktion koordineres for at skabe fælles effektiviseringsgevinster.

Batteriteknologi, særligt husstands batterier og den samlede kapacitet som elbiler udgør, muliggør energilagring i et omfang, der tidligere ikke var realistisk. Denne kapacitet gør det muligt for forbrugerne at optimere deres indkøb af elektricitet gennem digitale platforme, som automatisk tilpasser forbruget efter prisudsving og sikrer køb af strøm i de billigste timer. Samtidig er forskellene mellem forbrugerne betydelige. Nogle investerer i avancerede løsninger til lagring og styring af energi, mens andre har et så beskedent forbrug, at sådanne teknologier ikke kan betale sig.

Figur 10: Et fremtidssikret elsystem, hvor produktion, forbrug og lagring er spredt mere decentralt.



Elsystemet har gennemgået en betydelig forandring fra en centraliseret struktur til en mere decentral og distribueret organisering. Tidligere blev elektriciteten primært leveret fra store kraftværker gennem transmissionsnettet og videre ud til forbrugerne. I 2035 flyder elektriciteten i langt højere grad i flere retninger, fordi mange aktører både producerer og forbruger elektricitet. Det overordnede hierarki består dog stadig. Store energiintensive virksomheder er fortsat tilsluttet transmissionsnettet, mens mindre forbrugere og producenter er forbundet til distributionsnettet. Energisystemet har dermed udviklet sig fra en vandfaldsmodel med envejs transport af energi, til et langt mere komplekst og decentralt netværk med mange mindre aktører. Se figur 10 for uddybning.

Distributionsnettet er blevet markant forstærket for at kunne håndtere øget belastning, men behovet for udbygning og forstærkning af det eksisterende elnet er stadig omfattende. For at sikre en effektiv udvikling udnyttes de

nye elektriske teknologiers fleksibilitet. Elbiler og varmepumper kan automatisk frakobles kortvarigt uden at brugerne bemærker det. Batterier, herunder de mange V2G-elbiler, kan afgive energi i perioder med høj efterspørgsel, og industrielle processer kan kortvarigt flyttes til tidspunkter med lavere belastning. Dette skaber et forbrugsmønster, der både reducerer presset på nettet og udsætter behovet for yderligere investeringer.

Det fleksible elforbrug understøttes af nye samarbejdsformer, hvor forbrugere og producenter indgår aftaler om udveksling af elektricitet gennem distributionsnettet eller gennem fysisk samplacering, hvor produktion og forbrug afpasses lokalt. Mønstrene for opladning af elbiler er også blevet langt mere varierende. Opladning sker i hjemmet, på arbejdspladsen, hvor overskudsstrøm fra solceller ofte udnyttes, og ved offentlige hurtigladdere. Den større rækkevidde betyder desuden, at mange elbiler kan køre i mere end en uge uden opladning, hvilket



øger den samlede fleksibilitet.

Den øgede elektrificering ledsages også af indsatser, der reducerer nettab fra vedvarende energikilder til slutbrugerne. Lokal tilknytning af forbrug og produktion, bl.a. gennem direkte linjer og lukkede distributionssystemer, hvor en klynge af elkunder puljer deres produktion, forbrug og lagring af el i et lukket system, vil være almindelige og udbredte i 2035.

Digitaliseringen samt den øgede integration af varmepumper, batterier og elbiler betyder, at husholdningerne i stigende grad bliver aktive medspillere i elsystemet, såkaldte prosumers. De kan optimere deres energiforbrug, reducere udgifter og bidrage til balanceringen af nettet.

I 2035 er det danske elsystem således karakteriseret af en dyb digital integration mellem husholdningernes fleksible enheder og energisystemets centrale aktører. Det tekniske grundlag for denne omstilling er en omfattende standardisering af kommunikationsprotokoller,

datamodeller og styringsinterfaces, som gør det muligt at forbinde millioner af små enheder med et balanceringsystem, der opererer i realtid.

Kernen i denne udvikling er den lokale digitale infrastruktur, der bygger på IT-standarder, som sikrer effektiv og hurtig kommunikation mellem enhederne i hjemmet. De proprietære cloudløsninger, der prægede 2020'erne, er stort set udfaset.

I 2035 behandles pris-, tarif- og stabilitetssignaler direkte i hjemmets Home Energy Management System, der omsætter eksterne signaler – fra Energinet (TSO), netselskab (DSO) eller markedsaktører – til lokale datapunkter, som teknologierne kan reagere på i millisekunder.

4.2. DE MINDRE FORBRUGERES ROLLE

I denne rapport fokuseres på mindre elforbrugere – private husstande og mindre virksomheder,

som typisk forsynes via lavspændingsnettet. I elsystemet kategoriseres dette kundesegment som C-kunder. De større forbrugere er tilsluttet på de højere spændingsniveauer.

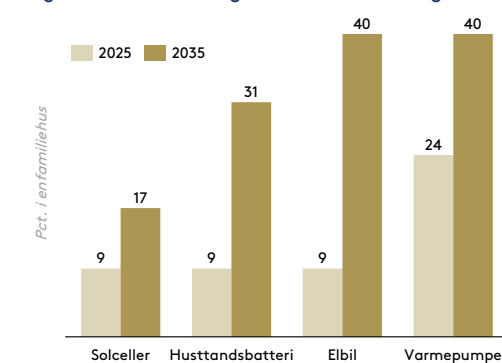
For alle kundesegmenter (se figur 11) er anvendelse af forbrugsfleksibilitet relevant. Men i modsætning til de større kundesegmenter, er de mindre forbrugeres elaktiver udfordret, da omkostningerne ved at flytte forbruget typisk er forholdsvis større – medmindre der opnås muligheder for at pulje fleksibilitet forbrug fra flere elkunder.

Når forbrugere i dag erhverver elbiler, varmepumper og husstands batterier, er den primære driver privatøkonomisk. Der er penge at spare på elregningen, da de digitale platforme i elaktiverne per automatik vil optimere elforbruget i forhold til døgnetts billigste timer (elprisovertime). Samtidig kan der være penge at tjene i forhold til at indgå i systemydelsesmarkedet for mindre forbrugere, hvilket beskrives nærmere i kapitel 7.

Figur 11: Opdeling af forskellige forbrugere i elkundetyper.



Figur 12: Fremskrivning af elaktiver i 2025 og 2023



Kilde: CIP Foundation på baggrund af vurderinger af Dansk Solcelleforening, Varmepumpeindustri og FDM

De mindre forbrugere udgør en hastig voksende del af fleksibilitetspotentialt i Danmark. For enfamiliehuse, som udgør en stor andel af C-kundesegmentet, har vi estimeret udbredelsen af forskellige elaktiver med baggrund i fremskrivninger fra forskellige aktører. Det har ført til fremskrivningen gengivet i figur 12.

Det samlede fleksibilitetspotentialt hos de mindre forbrugere er betydeligt. I denne analyse har

vi anslået, at der i 2035 at danske husholdninger kan pulje et samlet fleksibilitetspotentiale på op til 7 GW på tværs af 500.000 husstande. Dette svarer til den aktuelle maksimale belastning i Danmark.

Anvendelse af forbrugsfleksibilitet til frigivelse af plads i distributionsnettet fra mindre forbrugere er i dag begrænset. Det betyder, at samfundet går glip af et stort og afgørende fleksibilitetspotentiale. For at eksempelvis

netselskaber kan anvende forbrugsfleksibilitet fra mindre forbrugere til samfundsmæssige formål er det nødvendigt, at fleksibilitetspotentialet kan mobiliseres i en sammenhæng, hvilket ikke kommer af sig selv. Og dette forhold er bevæggrunden til at fokusere på mindre forbrugere som forbrugssegment.

Som alternativ til netforstærkning, kan en række tiltag bidrage til at frigive kapacitet i elnettet, såsom de muligheder angivet i boks 3.

BOKS 3: MULIGHEDER FOR AT FRIGIVE KAPACITET I ELNETTET

Samplacering

Samplacering indebærer integration af flere teknologier – typisk sol- og vindkraft kombineret med batteri ved et forbrugssted – bag det samme nettilslutningspunkt. Ved at kombinere produktion og forbrug lokalt reduceres behovet for at dimensionere elnettet til den alternative belastning. Dette skaber, alt andet lige, også en mere jævn forbrugsprofil.

Energideling

Energideling muliggør direkte udveksling af elektricitet mellem lokale aktører, fx i energifællesskaber eller industriparker, uden nødvendigvis at belaste det overliggende transmissionsnet. Ved at dele energi kan overskydende produktion fra én enhed fx dække en nærliggende virksomhed behov. Denne decentrale optimering kan således reducere det samlede behov for infrastrukturinvesteringer, da strømmen forbruges tæt på kilden, hvilket også minimerer nettab.

Smartgrid

Et Smartgrid er et intelligent elnet, der benytter digital monitorering og avancerede prismodeler, der optimerer forbrug og produktion ift. belastningsmønstre og kapacitetsbegrænsninger. Systemet muliggør en dynamisk prissætning og automatiseret respons, som flytter belastningen væk fra kritiske tidspunkter. Denne digitale infrastruktur fungerer som systemets "hjerne", der gør det muligt at integrere vedvarende energikilder mere effektivt end i det traditionelle, passive distributionsnet, hvilket reducerer nødvendigheden af fysiske kabeludvidelser.

Forbrugsfleksibilitet

Forbrugsfleksibilitet betegner slutbrugernes evne og villighed til at ændre deres elforbrug som reaktion på prissignaler eller systembehov. I elsystemet i Danmark taler man om fire behov:

- Elprisoptimering,
- Stabilisering og balancering af elnettet
- Frigørelse af kapacitet i elnettet og udskyde netforstærkning.



5. Hvorfor skal vi benytte forbrugsfleksibilitet?

Der er et betydeligt behov for netforstærkninger i distributionsnettet, og en stor del af de kommende kapacitetsopgraderinger vil være forcerede og derfor dyre. Udnyttelse af forbrugsfleksibilitet kan frigøre kapacitet som et alternativ til eller supplement til den fysiske opgradering.

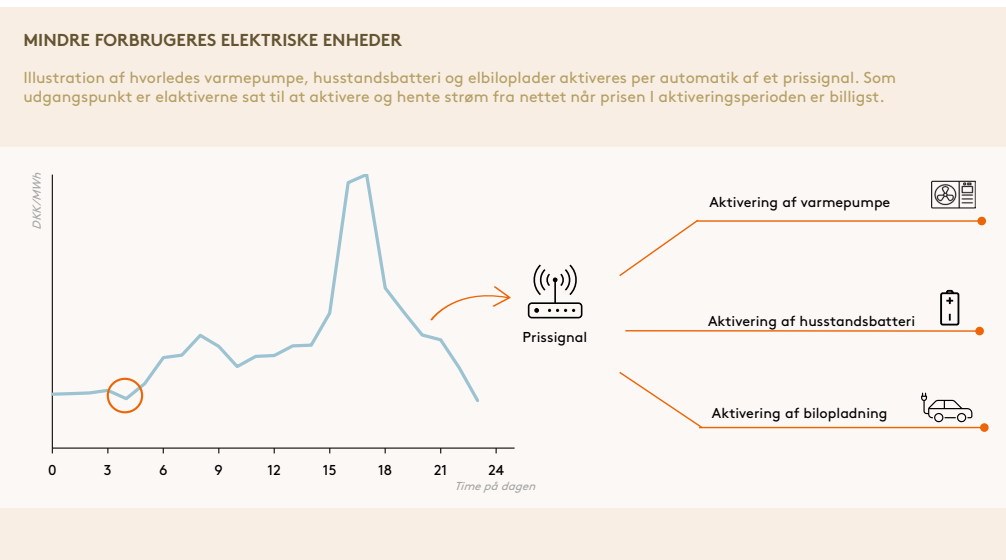
Den forcerede kapacitetsopgradering er forholdsmæssig dyr, bl.a. skal der foretages investeringer før et planlagt og mere optimalt tidspunkt. Det er derfor relevant at undersøge, om man kan udskyde kapacitetsopgraderingerne i nettet ved at frigøre ledig kapacitet i elnettet på en anden måde. Og her er anvendelse af forbrugsfleksibilitet et relevant alternativ.

Som det tidligere blev beskrevet, er elaktiver som elbiloplader, varmepumpe og

husstandsbatte ri prisfølsomme. Dvs. at elaktiverne er programmeret til at lade sig aktivere, når prisen er billigst, som skitseret i figur 13.

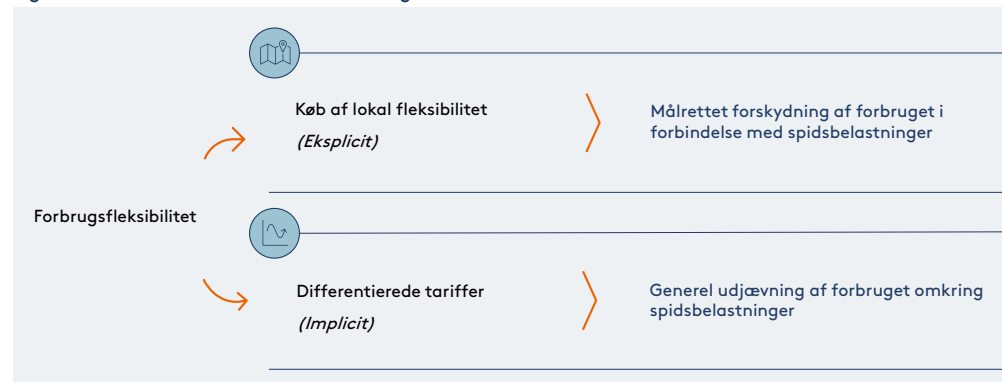
Når elaktiverne alle er programmeret til at elprisoptimere skabes en samtidig belastning af elnettet. Men med de digitale platforme er vejen imidlertid også banet for at anvende fleksibilitetspotentialet fra de mindre forbrugere til andre formål end elprisoptimering – herunder at understøtte både elnettet og elsystemet. Dette beskrives nærmere nedenfor.

Figur 13: Husstandens prisfølsomme adfærd



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Figur 14: Metoder til anvendelse af forbrugsfleksibilitet



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Overordnet set kan forbrugsfleksibilitet defineres som en situation, hvor elforbrugere flytter deres forbrug fra et tidspunkt til et andet. Måden hvorpå, man får det til at ske på, er ved en form for økonomisk tilskyndelse.

Forbrugsfleksibilitet kan overordnet set aktiveres på to måder. Det kan enten ske ved at betale forbrugeren for at ændre forbruget (eksplicit) eller ved at ændre prissignalet gennem ændrede tariffer (implicit), jf. figur 14. De to metoder har fordele og ulemper, og deres egnethed skal særligt ses i forhold til hvilket anvendelsesformål der er med anvendelsen af fleksibiliteten. Dette drøftes videre nedenfor.

5.1. ANVENDELSESMULIGHEDER FOR FORBRUGSFLEKSIBILITET

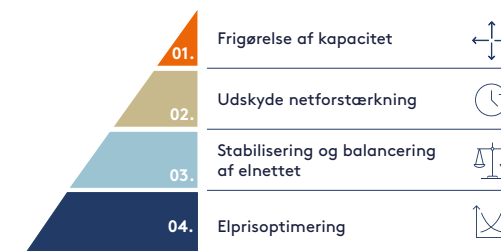
I figur 15 er anvendelsesformålene med forbrugsfleksibilitet for de fire overordnede formål illustreret. I denne rapport fokuseres primært på, hvorledes forbrugsfleksibilitet kan understøtte elsystemet og elnettets kapacitet.

Ved en sådan prioriteringsrækkefølge skal fleksibilitet i første omgang anvendes til at frigøre ledig kapacitet til transport af strøm og

undgå at der skabes lokale spidsbelastninger. Efterfølgende kan det overvejes om fleksibiliteten kan benyttes i forhold til stabilisering og balancering af elnettet. Hvis fleksibiliteten ikke anvendes til frigørelse af kapacitet eller stabilisering og balancering af elnettet, kan den bruges til elprisoptimering.

Nedenfor beskrives hvorledes forbrugsfleksibilitet fungerer i forhold til elprisoptimering og kan anvendes til at sikre stabilitet og balance i elnettet (systemydelse til stabilisering af elnettet). Indledningsvist beskrives hvordan forbrugsfleksibilitet kan anvendes som alternativ til fysisk netforstærkning.

Figur 15: Flexibilitet kan understøtte fire formål



Kilde: CIP Foundation egen illustration

5.2. FORBRUGSFLEKSIBILITET SOM ALTERNATIV TIL NETFORSTÆRKNING

Elforbruget blandt mindre forbrugere er generelt set styret af en række rytmiske mønstre og variationer fordelt over døgnet og over året. I figur 16 ses en modellering af husholdningernes maksimale forbrug over et år.

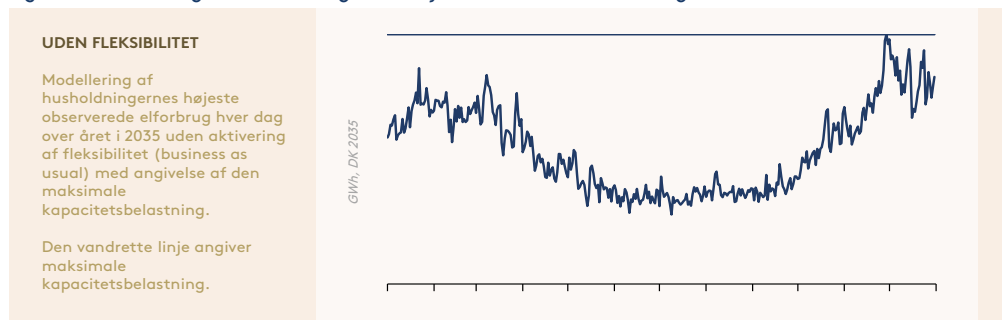
Det bemærkes, at forbruget traditionelt er størst i vintermånederne, hvor særligt kulde og længere perioder med mørke øger elforbruget, og det er i vinterhalvåret, at den maksimale kapacitetsbelastning i elnettet sker. Det er ud

fra den maksimale kapacitetsbelastning, at netselskaberne vurderer om der er tilstrækkelig ledig kapacitet i elnettet.

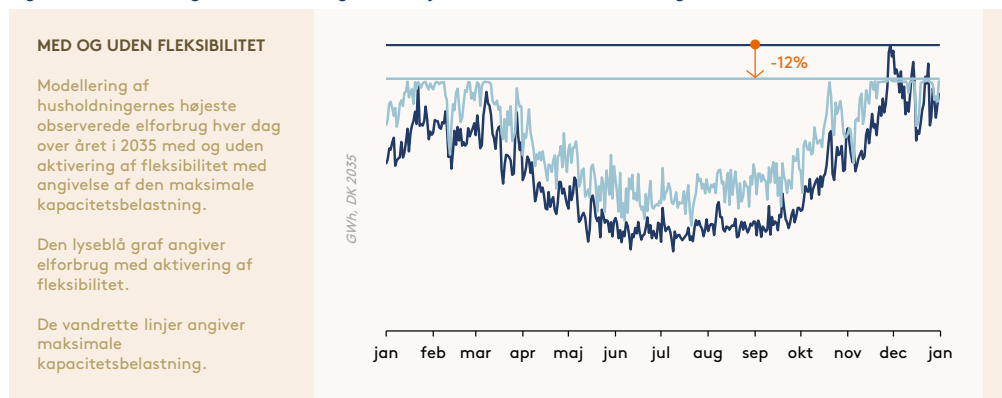
Forbrugsfleksibilitet til frigørelse af kapacitet i elnettet går ud på at flytte forbrug væk fra spidsbelastningerne og dermed opnå en ny og mindre spidsbelastning end ellers, hvilket er illustreret i figur 17.

Aktivering af forbrugsfleksibilitet kan således opnå det samme resultat som netforstærkning – nemlig at frigive kapacitet i elnettet. Dette er illustreret i figur 18.

Figur 16: Modellering af husholdningernes højeste observerede elforbrug

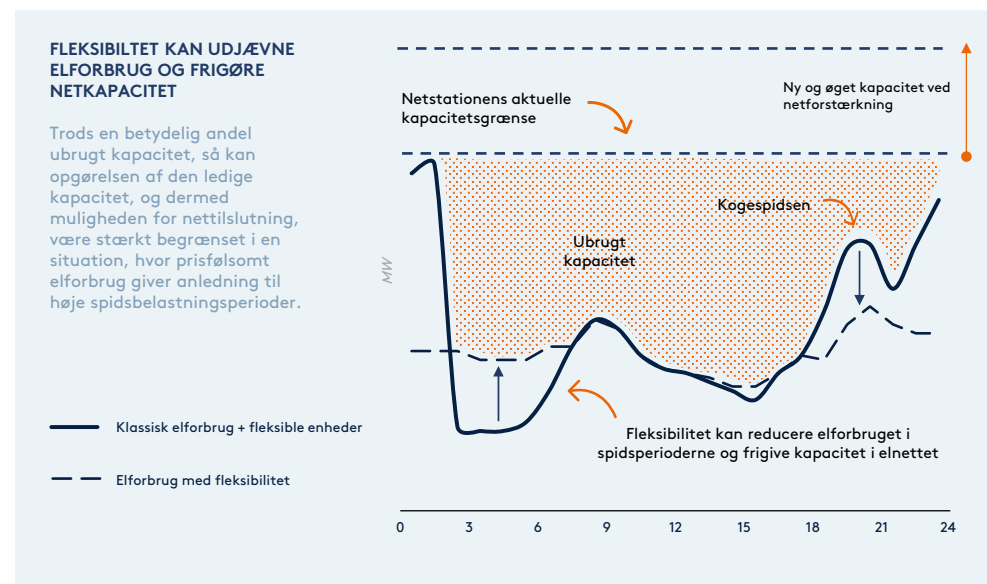


Figur 17: Modellering af husholdningernes højeste observerede elforbrug med fleksibilitet



Kilde: CIP Foundations tilvirkning til Copenhagen Economics, 2025

Figur 18: Kapaciteten i en netstation



Kilde: CIP Foundations egen illustration

5.3. HVORNÅR BETALER DET SIG AT BENYTTE FORBRUGSFLEKSIBILITET?

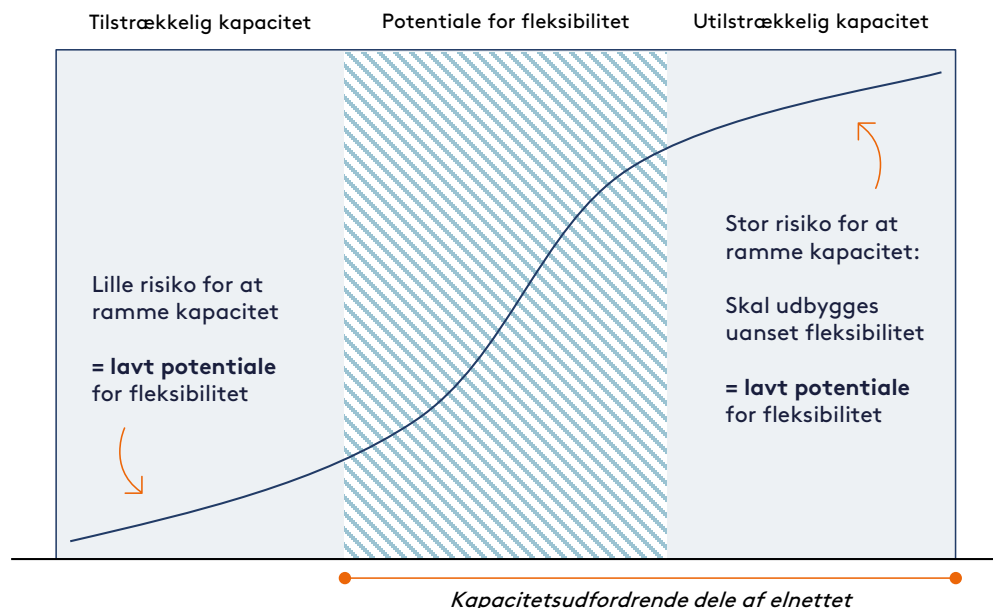
Som beskrevet ovenfor, er der en betydelig andel af de danske netstationer med et stigende behov for kapacitetsopgradering, og hvor der er behov for en forceret netforstærkning. Og det er særligt i forbindelse med en forceret kapacitetsopgradering, hvor udskiftning af nettets komponenter sker før tid, at aktivering af forbrugsfleksibilitet til udjævning af forbrug vil kunne være et økonomisk favorabelt alternativ for netselskaberne. Konkret forudsætter det imidlertid, at omkostningerne til aktivering af forbrugsfleksibilitet er mindre end omkostningerne til kapacitetsopgraderingen ved netforstærkning.

Anvendelsen af forbrugsfleksibilitet til frigivelse af kapacitet i nettet er typisk begrænset til at kunne frigøre en begrænset andel kapacitet,

svarende til den skraverede andel af figur 18. Herefter bliver det uforholdsmæssigt dyrt, eller i praksis umuligt at frigive den fornødne mængde kapacitet. Omvendt gælder det for netforstærkning, at det bedst betaler sig i situationer, hvor der er behov for anskaffelse af større mængder kapacitet, svarende til den højre side af figuren. Dette skyldes primært, at startomkostningerne til fx installations- og gravearbejde er høje.

Grundlæggende set bør man anvende fleksibilitet i de situationer hvor omkostninger til at frigøre kapacitet i nettet samlet set er mindre end omkostningerne til netforstærkning. På nuværende tidspunkt er det udfordret af, at der er sparsomme erfaringerne med anvendelse af forbrugsfleksibilitet og omkostningerne ved aktivering af forbrugsfleksibilitet reelt set ikke kendes i en dansk kontekst.

Figur 19: Principskitse for i hvilke situationer det er en økonomisk fordel at aktivere fleksibilitet hhv. netforstærkning



Kilde: CIP Foundations tilvirkning til Copenhagen Economics, 2025

5.4. ANVENDELSE AF FORBRUGSFLEKSIBILITET I DEN NUVÆRENDE REGULERING

I det nuværende elmarked anvendes forbrugsfleksibilitet alene i nogen grad. I forhold til de mindre forbrugere (C-kunder) blev der i 2023 indført tidsdifferentierede tariffer. Formål er at flytte det klassiske forbrug fra mindre forbrugere væk fra tidsrummet mellem kl. 17 og 21, hvor elnettet normalt er i spidsbelastning, jf. boks 4. Som beskrevet i figur 20 kan de tidsdifferentierede tariffer ikke i sig selv imødekomme de kommende kapacitetsudfordringer, da det prisfølsomme elforbrug placerer sig i timerne med de laveste elpriser.

5.5. METODER TIL AKTIVERING AF FORBRUGSFLEKSIBILITET

Forbrugsfleksibilitet kan aktiveres på forskellige måder. Det overordnede formål med at aktivere forbrugsfleksibilitet og frigive kapacitet, kan principielt opnås ved generel udjævning af forbruget eller ved en mere målrettet forskydning af forbruget væk fra spidsbelastninger. Metoderne er konceptuelle forskellige og har deraf forskellige anvendelsesmæssige fordele og ulemper.

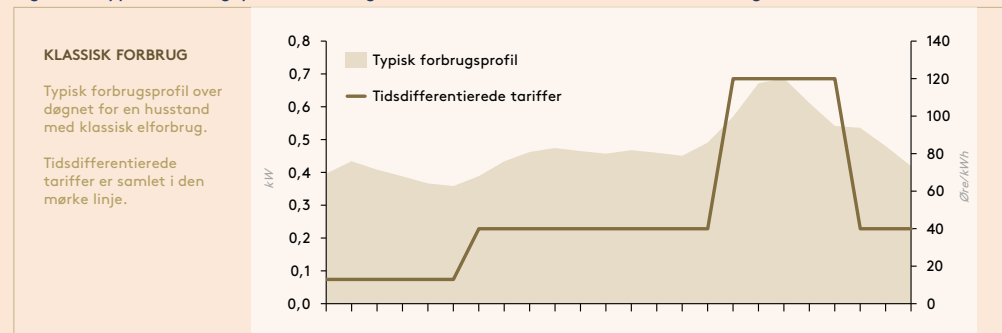
En general udjævning

En generel udjævning af forbruget kan opnås ved implementering af differentierede tariffer. Via tariffer påvirkes den samlede elpris (tarif plus spotpris) og forbrugeradfærd ændres. Indførelsen af Tarifmodel 3.0 har givet

BOKS 4: DERFOR ER DE NUVÆRENDE TARIFFER IKKE EGNET I FREMTIDEN

I 2023 blev Tarifmodel 3.0 implementeret. Tarifmodel 3.0 har været et vigtigt skridt i forhold til at gøre tarifpriserne højere i perioderne med spidsbelastning og billigere resten af døgnet. Forbrugere kan således spare penge ved at bruge strøm i lav- eller mellemastperioder, fx ved at oplade elbilen om natten eller starte opvaskemaskinen tidligt om morgenen.

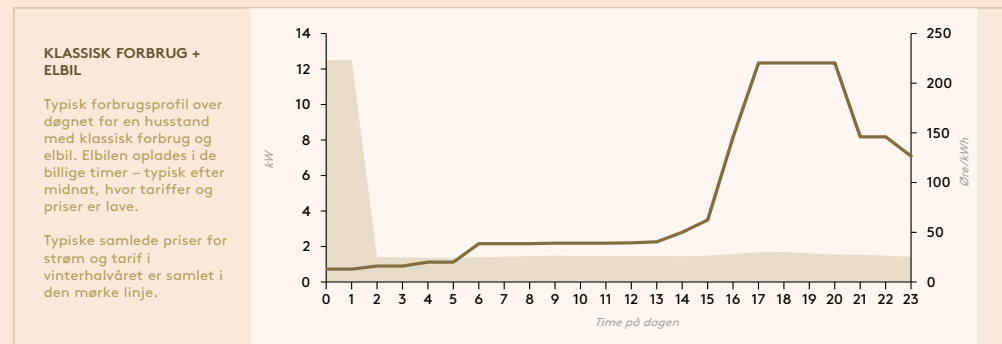
Figur 20: Typisk forbrugsprofil over døgnet for en husstand med klassisk forbrug



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Som beskrevet i kapitel 4 skaber de nye elaktiver som elbiler, varmepumper og husstandsbat- terier et nyt stort behov for frigørelse af kapacitet i elnettet særligt fordi opladning af elbiler og husstandsbat- terier per automatik sker når elprisen er lav, hvilket skaber nye dynamiske spidsbelastningsperioder.

Figur 21: Typisk forbrugsprofil over døgnet for en husstand med klassisk forbrug og elbil



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Da fremtidens spidsbelastningsperioder flytter rundt efter de billigste elpristimer i døgnet, er de tidsdifferentierede tariffer ikke en velegnet metode til at udjævne forbruget fremadrettet.

Der er derfor behov for enten at videreudvikle de tidsdifferentierede tariffer eller at implemen- tere andre måder til at udnytte forbrugsfleksibiliteten fra de mindre forbrugere.

økonomiske incitamenter til at flytte forbrug væk fra den såkaldte "kogespids" mellem kl. 17 og 21. Ved at differentiere tariffene yderligere vil man kunne udjævne forbruget endnu mere. Man kan eksempelvis differentiere tariffene efter tid, sted, eller efter hvor meget kapacitet man optager fra nettet.

De differentierede tariffer gælder i princippet for alle forbrugere, men kan være opdelt i forbrugsgrupper. Da alle forbrugere som udgangspunkt er omfattet, er den samlede effekt for alle forbrugere generelt høj og den tilsigtede adfærdsændring vil primært afhænge af tariffernes størrelse.

En ulempe ved de differentierede tariffer er, at de ikke tager højde for samtidigheden i elforbruget, og man risikerer at begrænse anvendelsen af nettet for hårdt. Dette kan forklares således: Niveaue for tariffene fastsættes i forhold til at opnå en adfærdsændring ud fra forbrugergruppens generelle forbrugsmønstre. Men da forbrugsmønstrene varierer mellem forbrugere (fx lader nogle bilen om natten og andre midt på dagen), vil tariffene risikere at udjævne mere end nødvendigt i forhold til den optimale balance mellem elprisoptimering og hensyntagen til nettets kapacitet. Lidt forsimplet sagt vil hensyntagen til frigørelse af kapacitet i nettet nogle steder blive for højt. Dette kan bl.a. imødekommes ved en videreudvikling af de tidsdifferentierede tariffer til dynamiske tariffer, hvilket beskrives nærmere i kapitel 10.

De tidsdifferentierede tariffer fungerer som et groft, men effektivt værktøj til at påvirke adfærden hos store grupper af forbrugere uden behov for komplekse kontraktforhold, og omkostningerne til implementering vil ofte være relativt lave.

En målrettet forskydning af forbruget

En målrettet forskydning af forbrug i forbindelse med spidsbelastninger kan typisk opnås ved køb af fleksibilitet fra en tilstrækkelig stor gruppe af forbrugere. Det foregår på den måde, at netselskaberne køber adgang til netkunders fleksibilitet via aftaler. Aftalerne vil give netselskabet mulighed for at nedregulere netkundernes forbrug inden for fastlagte rammer. Nedreguleringen sker i praksis automatisk ved at sende signaler til de digitale platforme som sidder i kundernes elaktiver.

Køb af fleksibilitet ved elkunder er en aktiv handling mellem et netselskab og elforbrugere (derfor kaldet eksplicit fleksibilitet), og omfatter således alene de forbrugere, som vælger at indgå en aftale.

For mindre forbrugere sker dette i praksis ved hjælp af en operatør (aggregator), som samler

BOKS 5: DYNAMISKE TARIFFER KORT FORTALT

Dynamiske tariffer har til hensigt at optimere elforbruget over tid for alle forbrugere i elnettet, men inden for nettets kapacitetsgrænser. Dette gøres ved at tariffene løbende ændre sig i forhold til forbrugs- og produktionsmønstre, og under hensyntagen til netkomponenternes belastningsstatus. Når der er kapacitet til rådighed, sænkes tariffen, mens et signal om, at en netkomponent overbelastes, øger tariffene igen. De dynamiske tariffer bygger på programmering og digital styring på et avanceret niveau. De dynamiske tariffer kan på den måde ikke alene udjævne forbruget, men også optimere forbruget i forhold til kapacitetsgrænsen i elnettet.

flere forbrugeres fleksibilitet. Operatøren har adgang til at nedregulere elforbrugernes elaktiver i tidsintervaller som er aftalt efter elkundernes præferencer. Operatører nedregulere elkunderne på netselskabets signal. Muligheden for at opnå tilstrækkeligt fleksibilitetspotentiale (likviditeten) afhænger af, hvor mange elkunder operatørerne har indgået aftaler med.

Denne form for fleksibilitet er mere målrettet og egner sig bedst til aktivering i realtid for at håndtere akutte ubalancer eller lokale flaskehalse i nettet. Eksplicit fleksibilitet kræver, at der opbygges et marked, hvor fleksibiliteten kan handles, og er derfor forbundet med væsentlige startomkostninger til en sådan opbygning. Eksplicit fleksibilitet indgår i dag på systemydelsesmarkedet som beskrevet nedenfor.

I tabel 4 er to metodiske måder at aktivere fleksibilitet på beskrevet. Begge metoder kan frigøre kapacitet i nettet. Mens differentierede tariffer bedst egner sig til at forebygge spidsbelastninger ved at jævne forbruget ud, er køb af lokal fleksibilitet bedre egnet til en målrettet indsats ved akutte ubalancer eller fjerne lokale kritiske flaskehalse. I Kapitel 10 beskrives relevante implementeringsmuligheder i en dansk kontekst.

5.6. HVAD KAN FORBRUGSFLEKSIBILITET I ØVRIGT ANVENDES TIL?

Som beskrevet ovenfor kan forbrugsfleksibilitet benyttes til at udjævne eller flytte forbruget væk fra situationer med spidsbelastninger. Men fleksibilitet kan også benyttes til at opnå andre formål. Det gælder særligt elprisoptimering og aktivering i forhold til at balancere elnettet, hvilket forklares nedenfor. Det er i den

Tabel 4: Egenskaber ved henholdsvis køb af fleksibilitet og differentierede tariffer.

	KØB AF FLEKSIBILITET	DIFFERENTIEREDE TARIFFER
HVAD ER FORMÅLET?	Målrettet forskydning af forbruget i forbindelse med spidsbelastninger	Generel udjævning af forbruget
EGNETHED	Håndtere akutte ubalancer eller lokale flaskehalse i nettet	Undgå eller forebygge lokale flaskehalse
HVORDAN TILSKYNDEN FORBRUGEREN?	Forbrugere indgår aftale med netselskab (eller aggregator), hvor forbrugers muligheder for elforbrug begrænses mod en kompensation.	Alle forbrugere pålægges tariffer, som kan differentieres i bl.a. tidspunkter over døgnet og sæson, i geografi (netstation) og i kapacitet (belastning af net).
HVEM ER OMFATTET?	Forbrugers tilvalg	Obligatorisk for alle forbrugere
IGANGSÆTNING (HVAD SKAL DER TIL?)	Kræver omkostninger til opbygning af et marked, hvor der kan handles	Startomkostninger begrænset til udformning og implementering af tarifmodel
HVAD ER EFFEKTEN?	Effekten afhænger af antallet af aftaler	Effekten opnås umiddelbart og afhænger af tariffernes størrelse
HVORNÅR AKTIVERES FLEKSIBILITETEN	forbrugere aktiveres efter behov	Forbrugere er til enhver tid aktiveret
MULIGHED FOR TILPASNING OG MÅLOPFYLDELSE	Stor fleksibilitet – aftaler kan indgås løbende	Tarifferne kan omlægges – skal godkendes på ny

Kilde: CIP Foundation

forbindelse vigtigt, at forbrugsfleksibilitet som middel til at frigive kapacitet i elnettet sker i balance med elprisoptimering og i koordinati-on med systemydelsesmarkedet.

Prisoptimering

I dag benytter forbrugere primært deres fleksibilitet til elprisoptimering. Elprisen udgør summen af tariffene og spotprisen. Tariffene fastsættes af netselskaberne (se ovenfor) og spotprisen varierer kvarter for kvarter baseret på udbud og efterspørgsel. Prisoptimering beskriver en styring af elforbruget, hvor forbrug af strøm til fx varmepumper, elbiler eller husstands batterier flyttes til tidspunkter, hvor den samlede elpris er lavest. I figur 22 ses en typisk elprisvariationskurve over døgnet for både sommer- og vinterhalvåret.

Med den store udbygning af vedvarende energi fra sol og vind er der i de seneste år observeret større variation i elpriserne. Særligt er andelen af meget lave priser steget betydeligt, hvilket har gjort elprisoptimering mere attraktivt. Prisoptimering sker i praksis per automatik via de digitale platforme, som indbygges i de forskellige elaktiver, og når systemet først er sat op i husstanden, kræves ingen brugerinvol-vering. Ved hjælp af prognoser for elpriser og viden om husstandens forbrugsmønstre opti-meres husstandens strømforbrug efter behov.

Systemydelser og balancering af elnettet

En anden måde at anvende fleksibilitet på er ved at indgå i balanceringen og stabiliseringen af elsystemet. Elsystemet skal altid være i balance så produktion og forbrug passer sam-men. I Danmark, er det Energinet der har det overordnede systemansvar for det danske elsys-tem, og det er deres ansvar, at der hele tiden er balance mellem elproduktion og forbrug.

Anlæg og virksomheder, der leverer systemy-delser, får betaling for at skrue op eller ned for produktion eller forbrug. Denne kapacitet bydes ind via den balanceansvarliges platform, som indgår aftalen med Energinet. Dagligt handles systemydelserne på en auktion, hvor aktørerne byder deres mængder af aktiver ind på timebasis med en minimumspris. Hvis den endelige markedspris er højere end det ind-meldte bud, vinder aktøren og vil skulle stå til rådighed i den givne time med markedsprisen som betaling. Anvendelsen af fleksibilitet til systemydelser foregår ved køb af fleksibilitet.

Med den stigende mængde strøm, som skal balanceres, transporteres og distribueres til forskellige slutforbrugere, bliver der et øget behov for stabilisering og udligning i elnettet. Energinet har i deres fremskrivning af behov for systemydelser frem mod 2040 opgjort en betydelig stigning på cirka 150 pct. (Energinet, 2024). Også mindre forbrugere kan indgå i sy-stemydelsesmarkedet, og beskrives nærmere i kapitel 7.

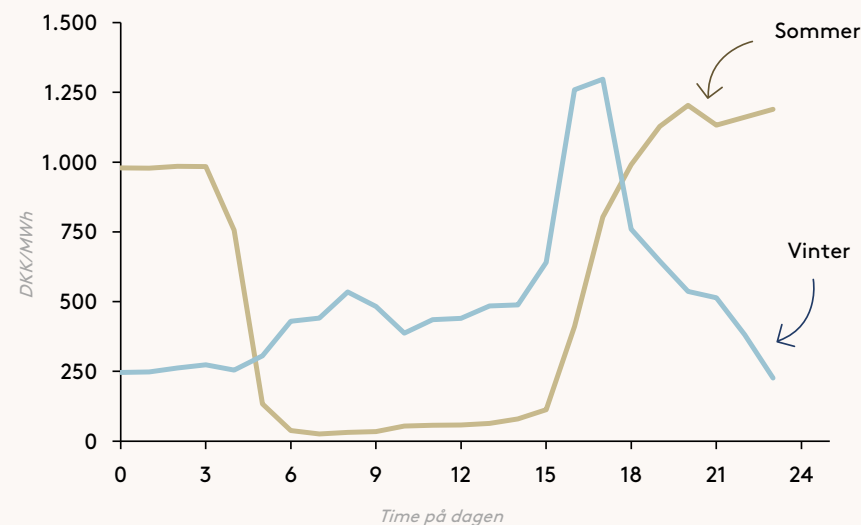
5.7. OPSUMMERING

Forbrugsfleksibilitet er evnen til at flytte elfor-bruget. Der kan være forskellige formål med at flytte elforbruget, og i denne rapport fokuseres primært på forbrugsfleksibilitet som middel til at frigive kapacitet i elnettet. På den måde kan forbrugsfleksibilitet udgøre et alternativ til fy-sisk netforstærkning. Måden hvorpå dette kan ske er ved en generel udjævning af elforbruget gennem tariffen eller en målrettet forskydning via aftaler om køb af lokal fleksibilitet. Det er samtidig vigtigt, at forbrugsfleksibilitet som middel til at frigive kapacitet i elnettet sker i sammenhæng med elprisoptimering og syste-mydelelsesmarkedet.

Figur 22: Eksempel på elprisvariation i vinter og sommer i 2023

ELPRISVARIATIONSKURVE

Eksempel på prisvariation i vinter og sommer i 2023. Data er gennemsnit over tarif og spotpris i henholdsvis første uge i januar og juni.



Kilde: CIP Foundations egen illustration

6. Samfundsmæssige gevinster

Et fleksibelt elforbrug kan aflaste elnettet ved at udjævne spidsbelastningerne, og dermed fungere som et alternativ til kapacitetsudvidelser og frigive netkapacitet. Samlet viser analyser fra Copenhagen Economics, at øget forbrugsfleksibilitet har potentialet til at sænke elpriserne, øge integrationen af vedvarende energi og gøre elektrificeringen billigere for hele samfundet.

I de forrige kapitler er der redegjort for behovet for forbrugsfleksibilitet som alternativ til udbygning af elnettet, særligt i situationer med midlertidige eller tidsafgrænsede kapacitetsproblemer. Det er dokumenteret, hvordan et intelligent elforbrug kan frigøre plads i elnettet og i særdeleshed i distributionsnettet, når husholdninger og mindre virksomheder udjævner deres forbrug over døgnet til tidspunkter med lave priser og tariffer.

I dette kapitel kortlægges de samfundsmæssige gevinster ved et fleksibelt elforbrug blandt de mindre aktører. Udgangspunktet er en analyse

af de økonomiske og klimamæssige gevinster ved større forbrugsfleksibilitet foretaget af Copenhagen Economics for CIP Foundation. Analysen viser, at der følger betydelige gevinster med et mere fleksibelt elforbrug.

Ved at udnytte det eksisterende elnet mere jævnt over døgnet, kan en del af de forestående investeringer i netforstærkning udskydes. Det vil samlet set give anledning til betydelige besparelser, selvom der fortsat vil være behov for at bygge mere net. Et mere fleksibelt forbrug vil bidrage til at mindske ubalancer mellem produktion og forbrug, skubbe på udrulningen af

grønnere strøm samt bidrage til lavere og mere stabile elpriser med de gevinster for forbrugere, virksomheder og samfund, det indebærer.

6.1. ANALYSENS FORUDSÆTNINGER OG POTENTIALET FOR FLEKSIBILITET I ELFORBRUGET

Fleksibilitetspotentialet afhænger af forbrugsmønstret og af, hvor meget elforbruget kan flyttes over tid. Når selve elkøbet kan adskilles tidsmæssigt fra den endelige anvendelse rummer det et potentiale for fleksibilitet. Nogle typer af forbrug, fx madlavning er knyttet til en daglig rytme og dermed delvist ufleksibelt, mens andre typer af forbrug, fx opladning af elbiler er langt mere fleksibelt.

Teknologien spiller en vigtig rolle. Bedre batterier er fx med til at øge fleksibiliteten - også i det traditionelle forbrug. Fremtidens elbiler (V2G) kan i stigende omfang bruges som batterier i elsystemet og potentielt også flytte elforbruget ikke bare nogle få timer men over dage.

Tre parametre af afgørende for graden af fleksibilitet:

- 1. Andelen af forbrug, der er fleksibelt**, dvs. hvor meget forbrug kan flyttes mellem timer. Her er klassisk elforbrug som fx madlavning mindre fleksibelt end opladning af elbiler.
- 2. Det tidsvindue, hvor forbruget kan flyttes**, dvs. hvor mange timer forbruget kan flyttes frem og tilbage. Også målt på den parameter er det klassiske elforbrug mindre fleksibelt.
- 3. Minimumsbesparelse for reaktion**, dvs. hvor stor en besparelse der skal til, for at forbrugerne reagerer. I forhold til den parameter er intelligente digitale styringssystemer en vigtig rolle for graden af fleksibilitet, som kan aktivieres.



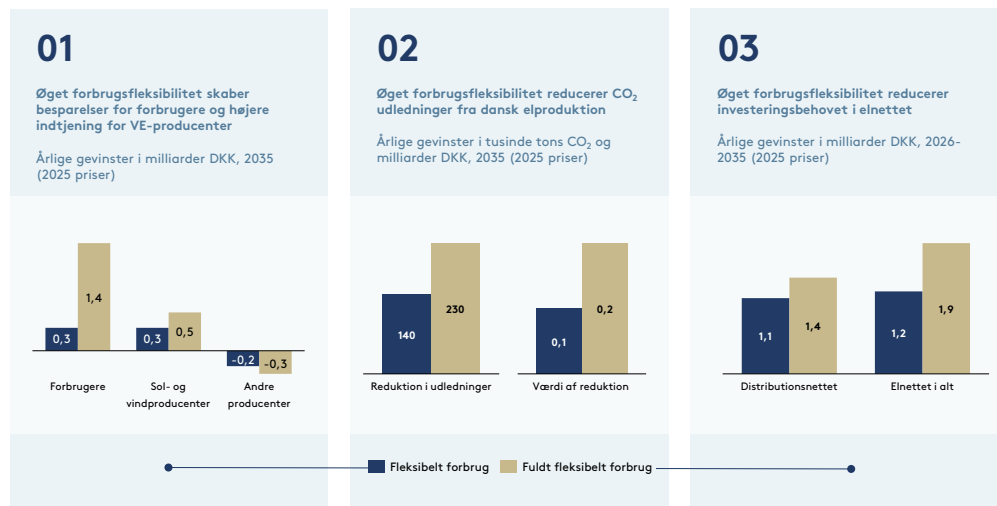
Der er tale om en scenarieanalyse, hvor det undersøges, hvorledes elmarkedet i 2035 reagerer under forskellige forudsætninger for, hvor fleksibelt elaktiver som elbiler, varmepumper, batterier mv. potentielt kan gøres.

Der ses på tre scenarier:

- 1. Business as usual**, som er et "as-is-scenarie" eller reference-scenarie.
- 2. Fleksibelt forbrug**, som lægger en vis adfærdsændring og teknologisk udvikling til grund.
- 3. Og fuldt fleksibelt forbrug**, som bygger på forudsætninger om digital teknologi og algoritmer, der automatisk flytter elforbruget til de tidspunkter, hvor strømmen er billigst, og kendte teknologier for energiaktiver som fx batterier og varmepumper er fuldt udrullet. I et fuldt fleksibelt elsystem har elaktiverne mange energiaktiver bag "meteren", som kan bruges til samlet at optimere energiforbrug i forhold til elpriser og pres på elsystemet, også på helt lokal basis.

Et fuldt fleksibelt scenarie svarer i princippet til visionen, som er beskrevet i kapitel 4, og forudsætningerne er i tråd med de antagelser, der anvendes i både nationale og europæiske analyser af forbrugsfleksibilitet.

Figur 23: Oversigt over forskellige gevinster ved forbrugsfleksibilitet



Kilde: CIP Foundations tilvirkning til Copenhagen Economics, 2025

6.2. INVESTERINGSBESPARELSER I ELNETTET

Som beskrevet i kapitel 3 er det vigtigt at skelne mellem de forskellige typer af netinvesteringer. Nytilslutninger og reinvesteringer - fx udskiftning af udtjente kabler - er kun i begrænset omfang påvirket af fleksibilitet.

Potentialet for at udskyde netinvesteringer findes primært i kategorien "kapacitetsopgraderinger", som alene sker, fordi det eksisterende net ikke er dimensioneret til at møde spidsbelastningen. Det udgør ca. en tredjedel af netselskabernes samlede investeringer. Ved at mindske spidsbelastningen kan man sikre, at de eksisterende komponenter ikke overbelastes, hvilket udskyder behovet for kapacitetsopgradering til senere.

Et mere fleksibelt forbrugsmønster kan reducere det samlede investeringsbehov i det danske elnet med 7-12% eller 15-20 mia. kr. frem mod 2035. Dette svarer til en årlig besparelse på op mod 2,2 mia. kr. ud af et samlet investeringsbehov på ~19 mia. kr. årligt. Potentialet for besparelser i de to scenarier er vist i tabel 5 nedenfor.

Tabel 5: Årlige netbesparelser ved implementering af moderat og fuld fleksibilitet

Scenario	ÅRLIGE NETBESPARELSER (2026-2035)	ANDEL AF SAMLEDE INVESTERINGER
MODERAT FLEKSIBILITET	1,1 mia. kr.	~ 7-8 %
FULD FLEKSIBILITET	1,7 - 2,2 mia. kr.	~ 10-12 %

Kilde: CIP Foundations tilvirkning til Copenhagen Economics, 2025

Besparelserne findes især i de dele af nettet, som risikerer at blive overbelastede, men som ikke er så nedslidte, at en naturlig udskiftning er forestående. Aktivering af det maksimale potentiale kræver dog en fundamental ændring i måden, elnettet drives på, hvor fleksibilitet anvendes til at udjævne og fjerne forbruget væk fra spidsbelastningsperioderne, som beskrevet i kapitel 3.

6.3. FRIGIVE PLADS I NETTET TIL NYE FORBRUGERE

Sammenhængen mellem reduceret spidsbelastning og frigjort plads i elnettet er afgørende for, hvor meget behovet for investeringer i elnettet kan reduceres. For elnettet betyder 10% fleksibilitet i praksis, at man kan frigøre en kapacitet svarende til 10% af den samlede spidsbelastning. Og lykkedes det at frigøre kapacitet er vejen banet for hurtigere integration af nyt elforbrug i elnettet.

Det er her vigtigt at skelne mellem den samlede mængde energi (MWh) og den maksimale effektbelastning (MW). Frigjort kapacitet i elnettet betyder i den sammenhæng, at elnettet kan håndtere en større mængde tilsluttet udstyr uden at bryde de fysiske kapacitetsgrænser for kabler og transformere. I den forbindelse skal det bemærkes, at netselskaberne opererer med sikkerhedsmarginer for at undgå overbelastning, der kan føre til strømafbrydelser eller skader på komponenter.

Ved at anvende forbrugsfleksibilitet til at frigive plads i elnettet, kan man udnytte elnettet tættere på den fysiske grænse. Det kræver dog både elkvalitetsmålinger og øget digitalisering, som det tager tid at implementere.

Tariffer, der reducerer samtidigheden i elforbruget, og netprodukter, som fremmer

forbrugsfleksibilitet, spiller derfor en central rolle. I 2025 introducerede den tysk-hollandske transmissionssystemoperatør, TenneT, netvenlige forbrugerftaler, der frigav mere end 9 GW eksisterende kapacitet i elnettet. Det svarer til tre gange Energiø Bornholm. Det illustrerer, at en bedre udnyttelse af den eksisterende netinfrastruktur gennem mere netvenlige forbrugerftaler er et vigtigt værktøj på vejen mod et grønnere energisystem.

Denne pointe er særligt relevant, da de danske husholdninger forventes at elektrificere en betydelig del af energiforbruget det kommende årti. Det årlige elforbrug i et typisk enfamiliehus forventes at stige med ca. 8.000 kWh (oveni det almindelige forbrug) som følge af varmepumper og elbiler. Den udvikling betyder, at enfamiliehusene kan blive en vigtig fleksibilitetsmuskel og bidrage til at frigive plads i elnettet ved at flytte forbruget til tidspunkter, hvor kapaciteten i elnettet er mindre belastet. I 2035 skønnes husholdningerne at kunne mønstre en samlet fleksibilitetskapacitet på op til 7 GW på tværs af 500.000 husstande, svarende til den aktuelle maksimale belastning i Danmark. Ved at integrere teknologier som solceller, batterier og intelligente ladestandere kan boligen således fungere som et sammenhængende økosystem, hvor AI-algoritmer automatisk optimerer energiforbruget efter prissignaler, tariffer og vejrudsigter og dermed frigør plads i elnettet. Øget forbrugsfleksibilitet giver således mange forskelligartede gevinster, som bl.a. er illustreret i figur 24.

6.4. ØGET VÆRDI FOR VE-PRODUCENTER

Forbrugsfleksibilitet medfører økonomiske gevinster for producenterne. Forbrugsfleksibilitet forbedrer således den økonomiske holdbarhed af vedvarende energi ved at modvirke

"kannibaliseringseffekten", hvor prisen presses mod nul i timer med meget sol og vind. Når forbrugerne automatisk flytter deres efterspørgsel til disse timer, stiger den pris, som producenterne modtager.

Samlet set øges omsætningen for sol- og vindproducenter med 0,5 mia. kr. årligt i et fuldt fleksibelt 2035-scenarie. Det hænger sammen med, at prisen på el stiger i de perioder, hvor fravær af fleksibilitet hidtil har ført til lave eller negative elpriser. Det styrker incitamentet til at opstille mere grøn kapacitet uden behov for statsstøtte.



Figur 24: Oversigt over forskellige gevinster ved øget fleksibilitet

**Tilskynder energieffektivisering**

Energieffektive bygninger kan flytte elforbruget over længere perioder pga. langsommere varmetab. Det forbedrer business cases for energieffektivitet, hvis forbrugere kan sælge eksplicitte fleksibilitetsydelse.

**Forbedrer business casen for lagring**

For tidsmæssigt at kunne adskille købet og anvendelsen af el er lagring, herunder batterier, helt afgørende. Et scenarie, hvor fleksibilitet bringes i spil, forbedrer dermed business casen for lagring.

**Giver optionalitet**

Når investeringer i øget kapacitet udskydes, kan Energinet og netselskaber få større klarhed over det faktiske behov for elnet. Forbrugsfleksibilitet har derfor en værdi i form af såkaldt real optionalitet, fordi det øger muligheden for at 'vente og se'.

**Medfører billigere fortrængning af fossil elektricitet**

Når forbruget er mere fleksibelt, så mindsker det behovet for at produktionen er det. Flexibelt forbrug gør dermed ikke blot den eksisterende strøm grønnere, men gør det billigere at øge mængden af vedvarende energi.

**Mindsker kannibalisierungseffekter**

Med et ufleksibelt forbrug vil mere vedvarende energi mindske gennemsnitspriserne for grøn strøm (den såkaldte kannibalisierungseffekt). Flexibelt forbrug (særligt implicit fleksibilitet) er med til at øge incitamentet til opsætning af mere sol og vind.

**Giver bedre udnyttelse af produktionskapaciteten**

Flexibelt forbrug (særligt implicit fleksibilitet) mindsker antallet af timer med negative priser og betyder mindre indskrænkning af produktionen.

6.5. POSITIVE KLIMAEFFEKTER OG CO₂-REDUKTIONER

Når elforbruget bliver mere fleksibelt, er der mindre behov for den fossile elproduktion. Flexibilitet gør derved den gennemsnitlige MWh i elnettet grønnere og giver klimagevinster på op til 0,2 mia. kr. om året.

Ved at flytte forbruget til timer med høj VE-produktion fortrænges behovet for dyre og udledende fossile teknologier som gas, kul og biomasse, der ellers ville have dækket

spidsbelastningen. I scenariet "Fuldt fleksibelt forbrug" opnås en reduktion i Danmarks CO₂-udledninger på 230.000 ton årligt i 2035, eller 0,2 mia. kr. om året.

Flexibilitet fortrænger således kul og gas i elnettet og bidrager direkte til opfyldelsen af de nationale klimamål og reducerer prisen for den grønne omstilling i andre sektorer. Hvis man medregner den biogene CO₂ fra biomasse, vil klimagevinsten være endnu højere, op mod 640.000 tons om året.

6.6. LAVERE ELPRISER FOR FORBRUGERNE

Husholdninger og mindre virksomheder opnår betydelige økonomiske gevinster ved øget fleksibilitet. Ved at flytte elforbrug til timer med lavere elpriser – typisk når der er høj produktion fra sol og vind – kan forbrugerne samlet set spare op mod 1,4 mia. kr. årligt i et fuldt fleksibelt 2035-scenarie.

Særligt aktiver som elbiler, varmepumper, husstands batterier samt intelligente styrings- og automatiseringsløsninger giver forbrugerne mulighed for at udnytte prisvariationer uden væsentlig komfortforringelse. Digitalisering og automatisering er således afgørende for, at fleksibiliteten kan realiseres i praksis. Manuelle adfærdændringer alene er ikke tilstrækkelige.

Forbrugsfleksibilitet gavner alle forbrugere, herunder også dem, der ikke selv agerer fleksibelt, da de generelle markedspriser falder. For husholdninger med elbil og varmepumpe vurderes besparelsen til at være mellem 2% og 6% af udgifterne til strøm og transport (ekskl. afgifter og moms).

Derudover kan forbrugerne opnå nye indtægtsmuligheder ved at stille fleksibilitet til rådighed for elnettet og systemydelsesmarkeder. For erhvervslivet er den gennemsnitlige effekt mindre, men for virksomheder med el-intensiv procesenergi er der et betydeligt potentiale for at optimere produktionen efter lave elpriser.

6.7. OPSUMMERING

Analysen fra Copenhagen Economics viser, at et mere fleksibelt elforbrug rummer et potentiale for milliardgevinster for danske elforbrugere og producenter frem mod 2035. Desuden rummer et mere fleksibelt elforbrug også mulighed for at udskyde eller reducere behovet for investeringer i udbygning af særligt det forbrugerrettede elnet. Endelig vil der være en årlig klimagevinst på 200 mio. kr., svarende til CO₂-reduktion på 230.000 tons om året.



7. Forbrugernes gevinster ved et mere fleksibelt elforbrug

For private husholdninger med elbiler og varmepumper samt for energiintensive virksomheder kan fleksibel styring af elforbruget give betydelige økonomiske besparelser og nye indtægtskilder.

Forbrugsfleksibilitet gavner alle forbrugere. Det kan være en måde at frigive kapacitet i elnettet, og dermed reducere forbrugstarifferne. Men allerede i dag kan den enkelte forbrugere flytte sit forbrug og reducere elregningen betydeligt og yderligere tjene penge på det såkaldte systemydelsesmarked, hvilket beskrives nærmere nedenfor.

Overordnet set kan fleksibiliteten udnyttes, da elaktiverne kan afbrydes helt eller delvist i perioder over døgnet. Hvor lang tid elaktiverne kan nedjusteres og deres tilgængelighed danner baggrund for elaktivernes fleksibilitetspotentiale. I énfamiliehuse er det især husstands batterier, varmepumper og elstave i buffertanke samt elbilladestanderer som udgør fleksibilitetspotentialet.

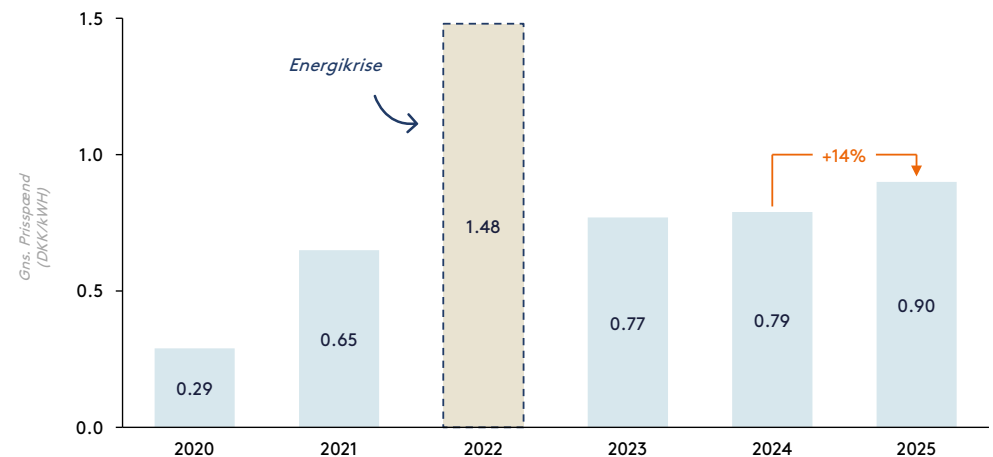
I praksis vil aktivering af fleksibiliteten hos forbrugeren ske per automatik. Enten via de digitale platforme som indgår som en integreret del af fx varmepumpen, elbilopladeren og husstands batteriet eller på baggrund af indgåede aftaler med en aggregator.

7.1. ELPRISOPTIMERING VIA DIGITALE PLATFORME

Elprisoptimering beskriver en intelligent styring af elforbruget, hvor forbrug af strøm fra nettet til fx varmepumper, elbiler eller husstands batterier automatisk flyttes til tidspunkter, hvor strømprisen er lavest. Prisspænd over døgnet beskriver besparelspotentialet, og jo større prisspænd desto højere gevinst er der ved elprisoptimering. De seneste år har prisspændet være stigende, hvilket ses af figur 25.



Figur 25: Årligt gennemsnitlig prisspænd i DKK/kWh (2020-2025)



Kilde: Copenhagen Economics, 2025

Det stigende prisspænd skyldes i særdeleshed den store udbygning af vedvarende energi fra sol og vind som, modsat traditionelle kraftværker, producerer el i varierende mængder. Særligt er andelen af meget lave priser steget betydeligt, hvilket har gjort elprisoptimering mere attraktivt blandt forbrugere.

Hvis det antages, at man kan flytte tre timers forbrug om vinteren, og at man kan dække tre timers forbrug om sommeren fra egenproduceret solenergi, vil man i et énfamiliehus opnå en besparelse ca. 11.000 kr. årligt (CIP Foundation 2025).

7.2. SYSTEMYDELSER FRA VIRKSOMHEDER OG PRIVATE FORBRUGERE

Som yderligere indtægtskilde, kan elaktiverne i énfamiliehuse stille deres fleksibilitetspotentiale til rådighed i systemydelsesmarkedet. Dette åbner op for betydelige økonomiske gevinster for husstande med elaktiver.

Anlæg og virksomheder, der leverer systemydelser, modtager betaling for at lade deres anlæg stå til rådighed og skru op eller ned for produktion eller forbrug. Traditionelt har det været større turbiner, solcelleparker, kraftværker mv., som Energinet har indgået aftaler med.

De nye elaktiver, som indgår i elektrificeringen i énfamiliehuse og industri som fx elbiler, husstands batterier, varmepumper og industrielle anlæg, udgør i sig selv et for lille potentiale til at kunne indgå i systemydelsesmarkedet. Men puljes anlæggene, vil de kunne indgå på lignende vis som større anlæg, både i de såkaldte energirige og energifattige ydelser, som anvendes af Energinet til henholdsvis balancering og stabilisering af nettet, jf. boks 6.

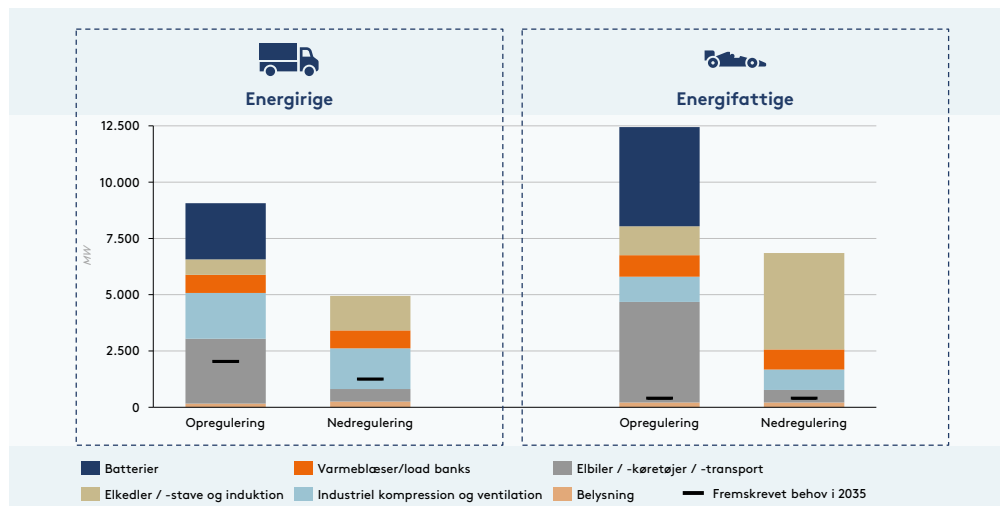
Energinets behov for systemydelser er stigende. I takt med øget andel af vedvarende energi og mere prisfølsomt forbrug stiger behovet for at kunne afstemme produktion og forbrug i driftsøjeblikket. Energinets forventede behov fremgår af figur 26.

CIP Foundation undersøgte i 2025 det samlede fleksibilitetspotentiale fra mindre forbrugere. De opgjorte fleksibilitetspotentialer fra énfamiliehuse og industrivirksomheder er i figuren nedenfor kategoriseret i forskellige aktivtyper, og opdelt i energirige og energifattige.

Som det ses af figur 26, overstiger det samlede fleksibilitetspotentiale fra segmenterne énfamiliehuse og industri med betydelig margen, det forventede behov for både energifattige og energirige systemydelse i 2035.

Selvom ikke hele fleksibilitetspotentialet fra elaktiverne opgjort i figur 26 kan realiseres, er der tale om et enormt volumen. I dag indgår kun en mindre del af elaktiverne fra mindre forbrugere i systemydelsesmarkedet. Men i takt med, at virksomheder og private virksomheder elektrificeres, vil flere og flere stille deres elaktiver til rådighed. Ikke mindst fordi der kan være betydelige økonomiske gevinster, som

Figur 26: Samlet systemydelsespotentiale fra segmenterne énfamiliehuse og industri



Note: For hver systemydelsestype fremgår Energinets fremskrevne behov for 2035

Kilde: "Systemydelse fra mindre forbrugere kan stabilisere elsystemet og skabe værdi for forbrugere", CIP Foundation 2025

BOKS 6: SYSTEMYDELSER



Energifattige systemydelse

Energifattige systemydelse leverer hurtig, kortvarig effekt og bruges til at stabilisere elsystemets frekvens i de første sekunder efter en ubalance. De kræver kun små energimængder, men skal kunne reagere øjeblikkeligt, typisk ved hjælp af batterier eller andre hurtige ressourcer.

beskrives nærmere nedenfor.

7.3. SYSTEMYDELSESMARKEDET FRA VIRKSOMHEDER

Når en virksomhed elektrificeres, vil virksomheden kunne udnytte, at elaktiver kan op- og nedreguleres i varierende perioder, uden at det har afgørende betydning for produktionen. Denne



Energirige systemydelse

Energirige systemydelse kan derimod levere både effekt og større energimængder over længere tid og bruges til at genetablere balancen i systemet, når ubalancen varer ved. De aktiveres i minutter til timer.

fleksibilitet kan stilles til rådighed i Energinets store portefølje af anlæg som benyttes til at balancere og stabilisere nettet.

Det gælder eksempelvis virksomheder som støberiet BIRN og Billund Varmeværk. Mens BIRN kan op- og nedregulere deres støbeovne, kan Billund Varmeværk justere elforbruget i de elektrisk drevne varmepumper.

Dette sker ved, at anlæggene reagerer på realtidssignaler fra Energinet, hvor de enten reducerer eller øger deres elforbrug. På den måde kan Energinet, på det tidspunkt hvor behovet melder sig, opretholde balancen i elnettet. Som modydelse betaler Energinet virksomhederne en kompensation – både for at stå til rådighed og en ekstra betaling ved aktivering.

Dette forbedrer investeringscasen væsentligt. For Billund Varmeværk har denne strategi resulteret i lavere varmepriser, mens det for BIRN har forkortet tilbagebetalingstiden på en potentiel elkedel-investering fra knap 12 år til blot 3,2 år.

Implementeringen af disse fleksibilitetsydelse

kræver en digital infrastruktur, hvor data kan udveksles fra Energinet til virksomheden. I denne kommunikation er der typisk flere aktører involveret – herunder forbruger, aggregator, den balanceansvarlige og Energinet, som skal udveksle informationer om effekt pr. tidsenhed, pris pr. kWh og geo-lokation. Selve aktivering styres ofte via digitale algoritmer, der sikrer, at proceskrav og temperaturstabilitet overholdes ved virksomheden, således at deltagelsen på balancemarkedet ikke kompromitterer den industrielle produktionskvalitet.

7.4. SYSTEMYDELSESMARKEDET FOR PRIVATE HUSSTANDE

Ligesom virksomheder kan indgå og tjene penge på balancemarkedet, kan husstandene stille deres elaktiver som varmepumpe, elbiloplader og husstands batteri til rådighed for nedregulering, og tjene penge på det. Men da der i systemydelsesmarkedet handles med større kapaciteter ad gangen, end fx en enkelt husstand kan byde ind med, er der behov for, at kapaciteten fra de fleksible enheder puljes på tværs af flere husstande. Det kan ske via den såkaldte aggregator, jf. boks 7.

Indtjeningsmulighederne afhænger overordnet af aktivtypen og afregningsprisen fra Energinet. Med en reservationspris på 100 kr. pr. MW, som ligger lidt under tidligere års prisniveau, vil indtjeningsmulighederne på systemydelse for et énfamiliehus ligge på ca. -12.000 kr. Hvis prisen varierer imellem 50 og 150 kr. pr. MW ligger indtjeningsmulighederne på mellem 6.000-18.000 kr. årligt. Da prisen på systemydelse kan variere betydeligt over døgnet, vil optimeringssystemet, som eksempelvis opererer med husstands batteriet eller V2G-opladeren til elbilen, vælge systemydelse til

når afregningen herfra overstiger den alternative indtjening – elprisoptimering.

Som beskrevet ovenfor, er det nødvendigt at pulje elaktiverne fra de forskellige husstande for at opnå et fleksibilitetspotentiale som er stort nok til at indgå i Energinets systemdelsesmarked. Det er her, hvor aggregatorer har en afgørende rolle.

Aggregatoren fungerer som en slags fleksibilitetshandler, der både indkøber fleksibilitet fra forbrugerne, sælger fleksibiliteten ind til Energinet og derefter styrer op- og nedreguleringen i realtid på signal fra Energinet.

I praksis har aggregatoren behov for adgang til forbrugerens digitale platforme, således at eksempelvis husstands batteriet kan nedjusteres øjeblikkeligt. Aftalen mellem forbrugeren og aggregatoren sætter rammerne for i hvilket omfang aggregatoren må op- og nedregulere elaktiverne.

Aggregatorerne kan så samle flere mindre og større forbrugere, som udgør aggregatorens samlede portefølje. Ved hjælp af digitale algoritmer kan porteføljen sammensættes således, at nedjusteringen af en forbruger sættes i forlængelse af nedjustering af en anden forbruger. Dermed opnås et sammenhængende

BOKS 7: AGGREGATOR

En aggregator er en person, virksomhed eller teknologi, som samler en mængde af el-anlæggene – i dette tilfælde op- eller nedreguleringskapacitet på elmarkedet. Aggregatorens kapacitet kunne således være el-anlæggene fra 200 husstande, som sælger timingen af forbruget ind i elmarkedet.

potentiale og den samlede pulje sælges som én fleksibilitetsydelse til Energinet.

Implementering af reglerne for den uafhængige aggregator er stadig undervejs. Efter flere års forberedelser blev regler for uafhængige aggregatorer godkendt i 2024. Videreudvikling af Energinets DataHub til at kunne håndtere den uafhængige aggregator forventes at være helt på plads i første kvartal i 2027. Det er vigtigt at understrege, at for at kunne aktivere fleksibilitetspotentialet skal den uafhængige aggregator på plads.

Ud over behovet for aggregatorer er der også et behov for, at omkostningerne til at udnytte teknologiernes fleksible kapacitet reduceres. Adgangen til apparatfabrikanternes cloud-løsninger er på nuværende tidspunkt præget af firmaspecifikke løsninger og ofte for langsomme til at give mulighed for at bidrage til fx frekvensstabilisering, som skal reagere hurtigt.

Alexandra Institut (2026) peger i den forbindelse på, at barriererne både er tekniske og regulatoriske. Der er således høje krav til responstid og kommunikation, langsom og ressourcekrævende prækvalifikation samt kravet om balanceansvar, som tvinger mindre aktører til komplicerede samarbejder med etablerede balanceansvarlige. Uafhængige aggregatorer kan dog til dels imødekomme disse barrierer.

Samtidig fremhæver Alexandra Institut (2026), at aggregatorrollen rummer et betydeligt potentiale for at sænke de samlede systemomkostninger, fordi fleksibilitet kan udnyttes mere effektivt og dermed reducere behovet for dyre net- og produktionsinvesteringer. I dag udmøntes denne rolle primært i levering af energifattige systemydelse, mens energirige

ydelse fortsat er vanskelige at realisere for distribuerede porteføljer.

Prækvalifikationsprocessen er den procedure, som aktører skal gennemføre for at få adgang til at levere systemydelse til Energinet. Formålet er at sikre, at de tekniske løsninger, porteføljer og processer kan levere den nødvendige fleksibilitet med den krævede præcision, responstid og driftssikkerhed. Processen omfatter både teknisk godkendelse af hardware og kommunikation, verifikation af styrings- og aktiveringslogik samt test af porteføljens samlede performance under realistiske driftsforhold. Alexandra Institut (2026) vurderer, at de såkaldte FSP'ere oplever prækvalifikationsprocessen som tilgængelig, men peger på, at der er stor forskel på det, der efterspørges i denne proces, og hvordan der faktisk ønskes aktivering og reaktioner under aktivering.

7.5. OPSUMMERING

Fleksibel styring af elforbruget i husholdninger og virksomheder kan skabe betydelige besparelser på elregningen ved elprisoptimering. Når de mindre forbrugere samtidig indgår som ressource for Energinets systemdelsesmarked, afkortes tilbagebetalingstiden på elaktiverne væsentligt, hvilket kan være med til at skubbe på elektrificeringen. For at dette kan lykkes er der behov for, at reglerne for den uafhængige aggregatorer implementeres hurtigt og effektivt.

BOKS 8: VEHICLE TO GRID (V2G) I TRE FASER

Fase 1 - Du lader din elbil

(almindelig opladning)

Du kører hjem, sætter ladekablet i, og bilen lader op fra elnettet.

Hvad du oplever som forbruger:

- Du betaler for strømmen, når du lader
- App/ladeboks styrer opladning

Fase 2 - Elbilen venter med at lade (smart opladning)

Nu fortæller du laderen, hvornår du skal bruge bilen næste gang, og hvor meget batteri du har brug for. Laderen planlægger opladningen, så den køber strøm, når den er billigst, og undgår spidstimerne.

Hvad du oplever som forbruger:

- Elregningen kan blive lavere
- Du tænker mindre over, hvornår du lader

Fase 3 - Bilen sender strøm tilbage (V2G)

I den egentlige V2G-fase kan elbilen sende strøm tilbage til elnettet, når der er brug for det. Det sker kortvarigt og styres automatisk via ladeboksen.

Hvad du oplever som forbruger:

- Elbilen tjener penge, når den holder stille
- Elbilen bliver en del af energisystemet

8. De europæiske dagsorden og internationale erfaringer

EU-reguleringen gør fleksibilitet til en strategisk prioritet og søger gennem et omfattende regelværk at fjerne barrierer for, at forbrugsfleksibilitet kan spille en mere central rolle. Grundet stor metodefrihed er det dog i praksis op til medlemslandene og netselskaberne at gøre brug af de regulatoriske muligheder. En række lande, som bl.a. Storbritannien og USA, håndterer allerede fleksibilitet med en række tilbud til elkunderne, som burde kunne inspirere markedsaktørerne i Danmark.

Fleksibilitet er en politisk topprioritet på europæisk niveau, hvilket bl.a. afspejles i mere end 70 regulatoriske bestemmelser i elmarkedsdirektivet og forordninger (SmartEn 2024). Dette omfattende regelsæt har til formål at fjerne barrierer for forbrugsfleksibilitet og tilskynde netselskaberne til at anvende fleksibilitet.

Den seneste udvikling i reguleringen af Europas elmarkeder tog et stort skridt fremad, da ACER, EU-agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder, i 2025 offentliggjorde et forslag til en ny fælles europæisk netværkskode for fleksibelt forbrug. Den kan skabe fælles regler for, hvordan netselskaber rundt om i Europa køber lokal fleksibilitet og derved gøre det nemmere for mindre aktører og decentrale løsninger at byde ind, så de kan hjælpe med at understøtte elnettet.

Med fælles regler for adgang til markedet, krav til deltagere og håndtering af data vil det blive langt lettere for aggregatorer og andre uafhængige tjenesteudbydere at arbejde på tværs af landegrænser. Derudover lægges der op til, at netselskaber i langt højere grad skal gøre brug af lokale fleksibilitetsydelse, og at alle markedsdeltagere, herunder husholdninger, kan bidrage.

Med de fælles regler følger harmoniserede procedurer, der sikrer, at tekniske krav er proportionelle, hvilket bl.a. kan muliggøre opfyldelse af tekniske krav på porteføljeniveau frem for hver enkelt enhed. Netselskaberne får også til opgave at udarbejde de tekniske formater og kommunikationsprotokoller, der kan understøtte denne udvikling.

Samtidig har ACER fået en stærkere rolle med at holde øje med, at de nationale myndigheder faktisk indfører regler, der giver aggregatorer fair og lige adgang. En vigtig del af dette arbejde er de nationale vurderinger af fleksibilitetsbehov, som alle medlemslande skal aflevere i juni 2026. De skal bl.a. bruges som grundlag for nye nationale mål for ikke-fossil fleksibilitet, der forventes fastlagt i begyndelsen af 2027. EU-reguleringen understøtter på den måde, at medlemsstaterne dels foretager vurderinger af elnettets belastning og dels anvender forbrugsfleksibilitet til frigivelse af kapacitet i nettet.

Fleksibilitet i energisystemet er således en klar prioritet på europæisk niveau, og en del implementeres i 2026 og 2027, jf. boks 9. Det meste af EU-reguleringen er imidlertid alene retningsgivende og anviser ikke konkret handling.

BOKS 9: CENTRALE FLEKSIBILITETSELEMENTER I EU'S REGULERINGSRAMME

Clean Energy Package

Clean Energy Package er en lovpakke udformet til at skabe et mere fleksibelt og effektivt elsystem. Gennem elmarkedsforordningen og elmarkedsdirektivet styrker lovpakken markedsbaserede prissignaler for fleksibilitetsressourcer såsom efterspørgselsrespons, energilagring og sammenkoblinger.

Derudover fremmes forbrugernes markedsdeltagelse og systemoperatørernes koordinering for effektivt at integrere fleksibilitet i elsystemet. Dette indebærer bl.a. fremme af VE-fællesskaber og øget energideling. Forordninger har direkte retsvirkning og direktiver skal implementeres i national ret, hvilket giver et større rum for metodefrihed. I Danmark er reglerne for direkte linjer fx implementeret meget restriktivt og muligheden for at anlægge lukkede distributionssystemer er slet ikke implementeret.

Demand Response Network Code (NC DR)

Netreglerne for forbrugsfleksibilitet etablerer en harmoniseret og styrket ramme på tværs af EU for at integrere forbrugsfleksibilitet i energisystemet. NC DR skaber markedsbaserede processer for omkostningseffektive indkøb af fleksibilitetstjenester af DSO'er og TSO'er, harmoniserer regler for at muliggøre ressourceaggregering og indeholder ændringer til andre elnetkoder. NC DR fastslår fx, at fleksibilitet som udgangspunkt skal anskaffes markedsbaseret, før systemoperatører griber til netudbygning eller administrative indgreb.

ACER har indsendt endelig version til godkendelse af EU-Kommissionen. Efter EU-godkendelse

skal netreglerne implementeres i Danmark og godkendes af Forsyningstilsynet. NC DR forventes at træde i kraft i marts 2027. Denne regulering kan bl.a. bruges som løftestang til at gøre det lettere for små forbrugere at deltage i balanceringsmarkedet, da der lægges op til at reducere intervallerne i budstørrelserne med henblik på at aktivere små ressourcers deltagelse i balanceringsydelse gennem aggregering.

Nationale fleksibilitetsbehovsanalyser

Artikel 19e i elmarkedsforordningen pålægger transmissions- og distributionssystemoperatører at udarbejde rapporter om det nationale fleksibilitetsbehov hvert andet år med fremskrivninger for de næste 5-10 år. Disse rapporter vurderer de sæsonmæssige, daglige og timebaserede fleksibilitetsbehov, herunder rollen for forbrugsfleksibilitet og energilagring. Netoperatørerne leverer data, koordineret med gas- og brintoperatører, og indsender rapporten til Forsyningstilsynet til godkendelse. ACER skal gennemgå de nationale fleksibilitetsbehovsanalyser (FNA'er) og udarbejde anbefalinger baseret på rapporterne.

Som en del af dette mandat skal ACER estimere fleksibilitetsbehovene i elsystemet på EU-niveau og det økonomisk tilgængelige potentiale. Til dette formål opretter ACER en EU-dækkende platform til vurdering af fleksibilitet. Platformen skal understøtte data-drevne anbefalinger til de regulatoriske rammer, fremme af transnational koordinering af fleksibilitetsmarkederne samt afdækning af investeringsbehov for et robust elsystem. Senest i juli 2026 skal der foreligge nationale

-Fortsættes på næste side

analyser af fleksibilitetsbehov. Det er fortsat uvist, hvordan dette bliver implementeret i Danmark. Det forventes, at Energistyrelsen udarbejder en ny netmodel, der kan vurdere det gennemsnitlige og landsdækkende fleksibilitetsbehov. Lægges den aktuelle definition på fleksibilitetspotentialet, der findes i vejledning til netudviklingsplaner til grund, så er der dog en risiko for at undervurdere fleksibilitetspotentialet, da den forudsætter at fleksibilitetsbehovet findes mellem belastningsgrader mellem 100 og 120 pct.

Indikative nationale målsætninger

Artikel 19f i elmarkedsforordningen kræver, at medlemsstaterne fastsætter vejledende mål for ikke-fossil fleksibilitet inden for seks måneder efter indsendelsen af fleksibilitetsrapporterne. Disse mål, som afspejles i de nationale energi- og klimaplaner (NECP'er), beskriver bl.a. bidrag fra forbrugsfleksibilitet og energilagring. Det er fortsat uvist, hvordan dette bliver implementeret i Danmark. Det forventes, at den danske regering vil invitere Folketingets partier til en drøftelse af tiltag, som kan understøtte elektrificeringen i Danmark, herunder bl.a. en indsats for at fremme lagring, jf. aftale om udbygningen af sol og vind på land 2025.

Derudover er EU-Kommissionen pålagt at udvikle en EU-strategi for fleksibilitet baseret på de nationale rapporter om fleksibilitetsbehov og de vejledende nationale mål.

Støttemekanisme for ikke-fossil fleksibilitet

EU-medlemsstater kan implementere støtteordninger for at fremme investeringer for at opnå fleksibilitetsmål i henhold til artikel 19g og 19h i den reviderede elmarkedsforordning. Disse ordninger kan omfatte tilskud til ikke-fossil fleksibilitetskapacitet og tilskynde til transnational deltagelse, hvor det er muligt.

Helt konkret giver bestemmelserne mulighed for, at Danmark kan implementere økonomiske incitamenter eller give direkte tilskud til ikke-fossil fleksibilitetskapacitet. Dette kunne fx være støtte til udrulning af intelligente styringssystemer i husstande eller industrielle batterianlæg. Det er dog fortsat uvist, hvordan dette forventes implementeret i Danmark. Det kan overvejes, om statsstøtte burde tildeles netselskaberne i forbindelse med implementeringen af fleksibilitets tiltag, da statsstøtte kan tilvejebringe et klart og tydeligt incitament.

Det kan i denne forbindelse bemærkes, at energiinfrastruktur, herunder intelligente elnet, dvs. systemer og komponenter, der integrerer informations- og kommunikationsteknologi gennem operationelle digitale platforme, kontrolsystemer og sensorteknologier både på transmissions- og distributionsniveau, med henblik på et mere effektivt og intelligent eltransmissions- og distributionsnet, fremmes i EU-Kommissionens retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi 2022 jf. punkt 4.9.

Da det samtidig i vid udstrækning er op til medlemsstaterne at implementere reglerne, er effekten af den europæiske regulering indtil videre forholdsvis begrænset.

Det danske Folketing har da heller ikke

udnyttet alle mulighederne i EU-lovgivningen. Det anbefaler denne rapport, at man gør for så vidt, angår danske virksomheders mulighed for at etablere lukkede distributionssystemer med deling af produktion, forbrug og lagring af elektricitet uden om det kollektive elnet.

8.1. INTERNATIONALE ERFARINGER

Elforbruget er ved at blive den mest dynamiske faktor i elsystemet. Hvor udfordringen tidligere primært var svingende elproduktion fra sol og vind, er presset i stigende grad rykket over på forbrugssiden i takt med elektrificeringen af transport, opvarmning og industri. Det stiller nye krav til, hvordan elnettet planlægges, drives og reguleres – og udfordrer den traditionelle forestilling om, at kapacitetsudfordringer alene kan løses gennem netudbygning.

Fleire lande har allerede erkendt, at fremtidens elsystem forudsætter et aktivt og fleksibelt elforbrug, som kan reagere på prissignaler i realtid. I stedet for udelukkende at investere i mere kobber og flere transformere viser de udenlandske erfaringer, at forskellige tekniske løsninger og markedsmodeller kan gøre forbrugsfleksibilitet til en integreret del af systemdriften. Erfaringerne spænder fra lovpligtig fjernstyring af bestemte apparater til markedsbaserede fleksibilitetsydelse og avanceret digital styring på enhedsniveau.

I det følgende gennemgås udvalgte internationale erfaringer fra Tyskland, Norge, Storbritannien og USA. Eksemplerne viser, at der findes forskellige veje til den samme erkendelse, nemlig at et robust og omkostningseffektivt energisystem forudsætter, at elforbruget kan være en aktiv medspiller i netdriften.

Tyskland

Siden januar 2024 har det været et lovkrav i Tyskland, at alle nye installationer af kontrollerbare forbrugenheder med en installeret effekt på over 4,2 kW skal kunne modtage og reagere på styringssignaler fra netselskaberne. Dette krav omfatter de mest kritiske teknologier i den grønne omstilling, såsom varmepumper,

private ladestandere til elbiler, stationære batterianlæg og større klimaanlæg. For eksisterende anlæg, der er installeret før denne skæringsdato, er der fastsat en overgangsperiode frem mod 1. januar 2029, hvorefter de også skal opfylde de tekniske krav til fjernstyring.

Det tyske regulatoriske design hviler på en præmis om "begrænset indgriben". Netoperatørerne får tildelt retten til at reducere effekten på de pågældende enheder i perioder, hvor der er en overhængende risiko for overbelastning. Det er dog værd at bemærke, at loven forhindrer en total nedlukning af apparaterne. Enheden skal altid garanteres en minimumskapacitet, som for en enkeltstående enhed er fastsat til netop 4,2 kW. For husstande med flere kontrollerbare enheder øges dette minimumsniveau proportionelt for at tage højde for den statistiske samtidighed i forbruget. Denne tekniske grænse skal sikre, at forbrugers basale komfort, såsom opvarmning af boligen eller fortsat, omend langsommere, opladning af køretøjet, ikke kompromitteres, selv under kritiske netforhold.

Indførelsen af en garanteret minimumskapacitet fremstår som en god og relevant løsning i Danmark, fordi den både er rimelig for forbrugere og afspejler de faktiske omkostninger i elnettet. Samtidig kan en sådan grænse bruges som udgangspunkt for at udvikle enkle fleksibilitetsmarkeder, hvor kapaciteten samles ved at lægge flere 4,2 kW grænser sammen under en hovedstation. Almindelige forbrugere, der ikke har elbil, batteri og varmepumper, har i dag et elforbrug, der typisk ligger under 4,2 kW.

Nederlandene

Den hollandske systemoperatør TenneT har frigjort over 9 GW netkapacitet ved at tilbyde

fleksible nettilslutningskontrakter uden for spidsbelastning, målrettet større elforbrugere, der ellers har ventet på nettilslutning på grund af overbelastning. Tiltaget er særligt vigtigt, fordi store dele af landet har nået maksimal netkapacitet. Kapaciteten uden for spidsbelastning svarer til 9,1 GW, over 40 % af Hollands nuværende spidsbelastning, men efterspørgslen er markant højere. TenneT vurderer, at kunder med fleksibelt forbrug kan opnå op til 65 % lavere nettariffer, hvis de kombinerer kontrakterne med intelligent reaktion på tidsafhængige tariffer. Initiativet er en del af en bredere strategi, hvor TenneT både udbygger

nettet og forsøger at udnytte eksisterende kapacitet bedre.

Norge

I modsætning til den tyske top-down regulering har Norge fokuseret på at skabe markedsbaserede løsninger for at håndtere lokale flaskehalse. Den primære driver er manglen på kapacitet i højspændingsnettet, hvilket kan bremse elektrificeringen af tung industri og transportsektoren. Norge har derfor nogle af de mest avancerede forsøg med lokale fleksibilitetsmarkeder, ofte med handelsplatformen NODES som det tekniske omdrejningspunkt.

Gennem platformen NODES afprøves bl.a. en model, hvor netselskaber og transmissionsoperatøren Statnett kan købe fleksibilitet direkte fra markedets aktører. Et af de mest skelsættende projekter er Norflex (2019-2023), som nu videreføres i Euroflex (2023-2026). Her inviteres aggregatorer til at byde ind med fleksible ressourcer fra både industri, erhverv og private husholdninger.

Disse erfaringer kunne blive særlig relevante i en dansk kontekst, når den uafhængige aggregator er implementeret, og hvis flere netselskaber ønsker at løse deres kapacitetsudfordringer vha. fleksibilitetsydelser.

Storbritannien

Storbritannien skiller sig i denne sammenhæng ud ved at have skabt en af de mest avancerede tekniske platforme for forbrugsfleksibilitet, understøttet af en ambitiøs udrulning af anden generations smarte elmålere (såkaldte SMETS2 elmålere) som kan kommunikere på tværs af hjemmets apparater, hvilket også har muliggjort innovation blandt energiselskaberne. Den britiske model hviler på en unik teknisk

arkitektur. Såkaldte SMETS2-elmålere er ikke blot passive målere, men aktive kommunikationshubs. De har en kommunikation, der tillader dem at etablere et lokalt "Home Area Network", som gør det muligt for netselskaberne at kommunikere direkte med hjemmets apparater, fx varmepumper og elbiler, og styre dem i realtid baseret på nettets behov eller prissignaler fra leverandøren.

Det er grundlaget for, at det britiske energiselskab Octopus Energy har markeret sig som en pioner ved at vise, at forbrugsfleksibilitet kan blive en skalerbar forretningsmodel. Gennem deres teknologiske platform, Kraken, har de demonstreret, hvordan dynamiske tariffer kan flytte betydelige mængder elforbrug.

Erfaringerne fra Storbritannien fremstår som højst relevante i en dansk kontekst og viser, at der fortsat er et stort uindfriet potentiale i Danmark for at anvende digital styring og fleksibilitet.

USA

WeaveGrid er et softwareselskab, der ved hjælp af maskinlæring, optimering og prædiktiv analyse kan løse spidsbelastningsudfordringer fra bl.a. elbiler. I tillæg gør WeaveGrid det muligt for netselskaber at håndtere belastningsvækst pålideligt via produktet DISCO (Distribution-Integrated System Capacity Orchestration). DISCO leverer synlighed og kontrol på enhedsniveau og optimerer elbiler, batterier og andre fleksible elaktiver præcis der, hvor flaskehalse opstår. Helt konkret fungerer DISCO som et enkelt styringscenter ved at sende individuelle signaler til elbiler, hjemmebatterier og andre enheder, som så automatisk optimerer opladningsplaner med udgangspunkt i elnettets behov. En rapport med data fra et projekt,

hvor Baltimore Gas & Electric og WeaveGrid deltog, viste, at digital styring af elbilopladning reducerede belastningen og udskød omkostninger til kapacitetsopgraderinger, svarende til \$192-\$314 pr. elbil pr. år.

De amerikanske erfaringer viser, at det dels er muligt at styre prisfølsomme enheder og at det dels kan ske i tæt koordination med det lokale netselskab. Behov for pålidelig styring udgør et centralt hensyn for danske netselskabers vurdering af fleksibilitetspotentialet, hvilket gør de amerikanske erfaringer meget relevante for danske netselskaber.

8.2. OPSUMMERING

EU-reguleringen placerer fleksibilitet som en strategisk prioritet gennem et omfattende regelværk, som skal fjerne barriererne for markedsdeltagelse. Det er op til medlemsstaterne at implementere reglerne, hvilket kan svække effekten. Enkelte lande har udviklet både netprodukter, prissignaler og markedspladser, som man kan lade sig inspirere af. Lande som Tyskland har fx indført lovkrav om at visse apparater skal kunne fjernstyres af netselskaberne. I Norge og Storbritannien findes avancerede markedsplatforme og intelligente styringsystemer til at håndtere lokale flaskehalse og i USA anvendes digital styring af prisfølsomme enheder i tæt samarbejde med netselskaber. Fælles for disse lande og erfaringer er erkendelsen af, at det ikke er muligt at bygge sig ud af udfordringerne, og at der er betydelige gevinster ved at anvende digital styring.

BOKS 10: OCTOPUS

Store gevinster ved forbrugsfleksibilitet

I 2018 lancerede selskabet fx Agile Octopus, der var verdens første halvårslige tidsdifferenterede tarif for private hjem, hvor priserne opdateres hver halve time baseret på engrosmarkedet. Erfaringerne efter de første seks måneder var indikative for potentialet. Deltagerne flyttede i gennemsnit 28 % af deres elforbrug ud af de dyre spidsbelastningsperioder og en gennemsnitlig "Agile"-kunde sparede £188 om året sammenlignet med standard variable tariffer. Derudover reducerede elbilsejere deres spidsbelastning med 47 %, hvilket understreger, at store, flytbare belastninger reagerer kraftigst på prissignaler. Octopus råder aktuelt over mere end 160.000 forbundne elbiler, hvilket giver dem mere end 700 MW fleksibel kapacitet til rådighed for elnettet. Dette svarer til effekten af et mellemstort kraftværk, som Energinets britiske modpart kan aktivere digitalt i stedet for at starte dyre gasturbiner.

Afsnit 3

Fra passivt elforbrug til aktiv fleksibilitet.



9. Teknologiske udfordringer for digital integration af fleksible enheder

Et fremtidssikret elsystem kræver et mere datadrevet og decentralt økosystem, hvor fleksibilitet og digitale styringsløsninger bliver lige så vigtige som fysiske netforstærkninger. Denne udvikling kræver dog øget digitalisering, hvilket stiller øget krav om standardiserede, åbne styringsmodeller og bedre beskyttelse mod cyber- og leverandørmæssige risici.

Hvor de foregående kapitler har belyst, hvordan det er muligt at mobilisere forbrugsfleksibilitet i elmarkedet ved spotprisojustering og salg af systemydelse, fokuserer dette kapitel på de teknologiske barrierer for at aktivere denne fleksibilitet. Med afsæt i en analyse fra Alexandra Institutet (2026) gennemgås det specifikt:

- 1. Kommunikationsinfrastruktur:** De nuværende protokoller, dataformater og styringsmekanismer, og hvorvidt disse fremmer eller hæmmer integrationen af mindre fleksibilitetsaktiver.
- 2. Interoperabilitet:** Eksisterende og kommende initiativer, der kan sikre et åbent marked, hvor systemerne taler sammen, og hvor flere aktører kan byde ind med fleksibilitet.
- 3. Systemintegration:** De tekniske udfordringer ved at gøre decentrale enheder tilgængelige for elnettets akutte behov.

9.1. DATA OG INDSIGT SOM FOR- UDSÆTNING FOR FLEKSIBILITET

Indledningsvist var forventningen, at utilstrækkelig datatilgængelighed udgjorde den primære barriere for de mindre enheders deltagelse, i fleksibilitetsmarkedet. Analysen viser imidlertid det modsatte. De såkaldte aggregatorer og Flexibility Service Providers formår i vid udstrækning at navigere i komplekse arkitekturer og styre mange forskellige enheder. Udfordringen er derfor ikke mangel på data, men snarere et markant behov for lettere integration samt systemer og software-applikationer, der nemt kan kommunikere og udveksle data. De nuværende firmaspecifikke arkitekturer medfører desuden betydelige risici for forbrugerne i form af teknologisk forældelse og fastlåsnings til specifikke leverandører.

Der er til gengæld behov for at få opdateret den fysiske indretning af netværker, og den måde enheder er forbundet. Når fleksible aktiver hos både store og små kunder – helt ned på lavspændingsniveau – skal bidrage til at afhjælpe flaskehalse i distributionsnettet, er det nødvendigt, at Energinets DataHub løbende opdateres med netværkstopologien. Det enkelte målepunkt skal derfor have to-tre ekstra



geografiske metadata som fx koordinater til geotagging:

- Den aktuelle hovedstation (50/10 eller 60/10)
- Hovedstationens 10 kV-radialnummer
- Den aktuelle netstation (10/0,4)

Disse oplysninger afhænger af den aktuelle koblingstilstand i nettet og skal derfor ajourføres synkront med koblingsoperationer. Derudover er der viden, som ikke kan udledes af DataHub i dag – eksempelvis temperaturen på transformestationens olie, som er et vigtigt datapunkt, da lav temperatur kan øge kapaciteten med op til 60%. Med henblik på at sikre, at de fleksible elaktiver kan reagere meget hurtigt på signaler fra netoperatøren, anbefaler vi derfor geotagging.

9.2. DIGITAL SUVERÆNITET OG KONSEKVENSER FOR DET DANSKE ELNET

I takt med at elsystemet transformeres fra en hardware-tung infrastruktur til et datadrevet økosystem, forskydes det strategiske fokus fra kabler og transformere mod algoritmer og dataflow. Princippet om "fleksibilitet før kobber"

bliver centralt, men denne digitale omstilling introducerer også nye sårbarheder, som samles under begrebet digital suverænitets.

Digital suverænitets defineres her som evnen til at opretholde autonom kontrol over data, tjenester og kritisk it-infrastruktur. For elsystemet indebærer dette, at balancering af nettet og aktivering af fleksibilitet ikke må gøres afhængig af aktører eller teknologier uden for national eller europæisk kontrol, som kan blive instrumenter for geopolitisk pres.

Digitaliseringen af elsystemet finder sted i en geopolitisk ustabil æra. En fundamental risiko er den "digitale afhængighed" af ikke-europæiske teknologileverandører, hvis infrastruktur er underlagt fremmede magters lovgivning og interesser. Erfaringer fra telekommunikationssektoren og fund af kompromitterede komponenter i solcelleinvertorer i 2025 understreger risikoen for fjernstyret sabotage eller deaktivering.

Konsekvenserne af et nedbrud eller en service-afbrydelse hos en udenlandsk cloud-leverandør – hvad enten det skyldes konkurs, sanktioner eller cyberangreb – er vidtrækkende. I et

2035-scenarie, hvor elsystemets stabilitet hviler på øjeblikkelig aktivering af fleksibilitet fra tusindvis af varmepumper og elbiler, vil tabet af digital kontrol udgøre en direkte trussel mod den nationale forsyningsikkerhed. Derfor er det afgørende, at spørgsmålet om suveræniteten indgår i overvejelserne om valg af løsninger. Europæiske løsninger reducerer alt andet lige risikoen for suverænitetsproblemer.

9.3. ARKITEKTURMODELLER OG DERES BETYDNING FOR SUVERÆNITET

Valget af teknisk arkitektur er afgørende for, hvor høj grad af digital suveræniteten der kan opnås, og realiseringen af fleksibiliteten afhænger af et komplekst samspil mellem hardwareproducenter, netselskaber og de såkaldte Flexibility Service Providers (FSP). En FSP fungerer som brobygger, der gennem software eller hardware aggregerer mindre enheder – som elbiler, varmepumper og husstands batterier – til en samlet portefølje, der kan styres intelligent, såkaldte aggregatorer.

Ifølge Alexandre Institutet (2026) findes der i dag fem primære tekniske arkitekturer til at aktivere denne fleksibilitet, som på forskellig

vis sikrer, at forbrugere kan foretage elprisoptimering via enhedens digitale platform, jf. figur 27.

Proprietær cloud

I denne model leveres enheden – eksempelvis en inverter eller en varmepumpe – som en integreret del af producentens lukkede økosystem. Enheden opretter direkte forbindelse til producentens cloud-servere, ofte via krypterede, proprietære protokoller. For at en FSP kan aktivere enheden, er de tvunget til at indgå tekniske og juridiske aftaler direkte med producenten. Denne model er karakteriseret ved en høj grad af leverandør lock-in, da enhedens "intelligens" og styringsmuligheder er uløseligt forbundet med producentens fortsatte drift af deres cloud-tjeneste. Hvis producenten ophører med at eksistere eller ændrer sin datastrategi, deaktiveres enhedens fleksibilitetspotentiale øjeblikkeligt.

Cloud-til-cloud (API-integration)

Dette er den mest udbredte model for elbiler og visse smart home-løsninger. Her kommunikerer FSP'ens kontrolsystem med producentens cloud via et API (Application Programming Interface). Fordelen er en hurtig og skalerbar

Table 6: Arkitekturmodeller med fokus på systemer såsom varmepumper og husstands batteri, og deres bidrag til energifleksibilitet i Danmark i 2025

Arkitekturmodel	DIGITAL SUVERÆNITET	TEKNOLOGISK FORÆLDELSE	HURTIG REAKTIONSTID	ØKONOMISKE MODEL OVER TID	BRUGER I KONTROL	LAV BRUGER KOMPLEKSITET	MODENT (2025 I DANMARK)
PROPRIETÆR CLOUD	✗	—	—	—	✗	★	—
CLOUD TIL CLOUD	✗	✗	✗	✗	—	✓	✓
KONFIGURERBAR FJERNSTYRING	✓	✓	✓	★	✓	—	✗
PROPRIETÆR HEMS	✓	✓	★	—	—	✓	★
STANDARD HEMS	★	★	✓	✓	★	✗	—

Note: Skala (dårligst) ✗ — ✓ ★ (bedst)

udrulning uden behov for fysisk installation hos kunden. Den tekniske arkitektur introducerer dog betydelig latens (forsinkelse), da styringssignalet skal passere gennem flere eksterne servere, før det når enheden. Desuden er FSP'en sårbar over for ensidige ændringer i API-vilkår eller adgangs begrænsninger, hvilket gør det vanskeligt at garantere levering af kritiske systemydelser som hurtig frekvensregulering.

Konfigurerbar fjernstyring

Denne model repræsenterer et skridt mod øget digital suveræniteten, da ejeren af enheden har teknisk mulighed for at konfigurere, hvilken cloud-backend enheden skal kommunikere med. Et udbredt eksempel er ladestandere, der benytter OCPP-protokollen (Open Charge Point Protocol), som tillader ejeren at skifte mellem forskellige operatører uden at udskifte hardwaren. Selvom modellen stadig kræver en internetforbindelse og en ekstern server, sikrer den en vis markedsdynamik og beskytter forbrugeren mod at blive fastlåst til én specifik leverandør gennem hele produktets levetid.

Proprietær HEMS (Home Energy Management System)

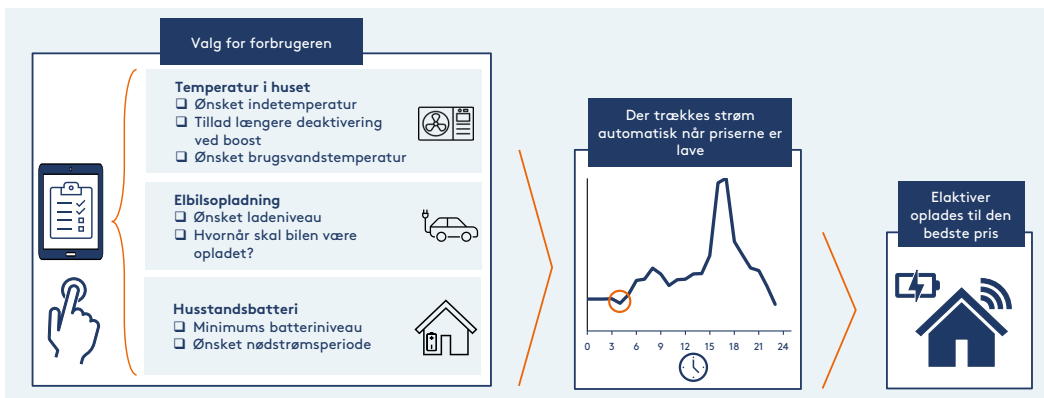
Her flyttes styringen fra skyen og ind i det

fysiske hjem via en lokal kontrolboks installeret af FSP'en. Denne boks kommunikerer direkte med hjemmets enheder (fx via Modbus eller lokale Wi-Fi-kald). Fordelen er en markant forbedret resiliens, da styringen kan fungere uafhængigt af en stabil og hurtig internetforbindelse. Udfordringen er dog, at selve HEMS-boksen ofte er proprietær. Kunden er således ofte bundet til den specifikke FSP, der har installeret hardwaren, hvilket kan begrænse konkurrencen på tværs af fleksibilitetsmarkederne.

Standard HEMS (Åbne platforme)

Dette er den mest robuste model i forhold til digital suveræniteten og interoperabiliteten. Her anvendes en åben platform, der kommunikerer via internationale og producentafhængige IT-standarder. Ved at benytte universelle data-modeller kan enheder fra forskellige producenter (fx en vaskemaskine fra producent A og et batteri fra producent B) styres af den samme lokale algoritme uden brug af eksterne clouds. Dette minimerer geopolitiske risici, sikrer mod teknologisk forældelse og giver forbrugeren fuld kontrol over egne data, samtidig med at elnettet får adgang til en ekstremt pålidelig og hurtigreagerende fleksibilitetsressource.

Figur 27: Opsætning af drift af varmepumpe, elbiloplader og husstands batteri i en husstand



Kilde: CIP Foundations egen illustration

Valget af arkitektur er kritisk, da det påvirker systemets robusthed over for cyberangreb og sikrer, at kritiske komponenter ikke bliver teknologisk forældede, før deres fysiske levetid er ovre. Standarder som Matter, OpenADR og EEBUS fremstår som afgørende for at skabe et interoperabelt marked. Særligt Matter vurderes at kunne integrere energistyring direkte i den lokale kommunikation i hjemmet. En strategi for at styrke den digitale suverænitets indebærer således et skifte mod "Standard HEMS" og åbne API-standarder. Dette sikrer, at hvis en serviceudbyder forsvinder, kan hardwaren fortsat fungere og integreres med en ny udbyder.

9.4. DIGITAL SIKKERHED OG GEO-POLITISKE RISICI

I takt med at energisystemet bliver mere digitaliseret, øges sårbarheden over for cyberangreb og geopolitisk pres. En betydelig del af hardwaren (batterier, solcelleinvertere) produceres i dag i lande uden for EU, herunder Kina. Der er fundet eksempler på kompromitterede kommunikationsenheder i solcelleinvertere og uregistrerede mobilradioer i batterier, hvilket udgør en reel risiko for spionage eller fjerndeaktivering af kritisk infrastruktur. Integrationen af millioner af decentrale enheder i elnettet forandrer fundamentalt sektorens risikoprofil. Hvor trusselsbilledet tidligere var centreret omkring fysisk sabotage af centraliserede kraftværker og transmissionslinjer, er det nu de digitale styringssystemer og de bagvedliggende cloud-arkitekturer, der udgør de mest kritiske sårbarheder.

Analysen fra Alexandra Instituttet (2026) viser, at en betydelig del af de nuværende fleksibilitetsløsninger hviler på "Cloud-to-Cloud"-modeller. Her er styringen af danske varmepumper og elbiler afhængig af, at data flyder fejlfrit mellem en tredjeparts-cloud (ofte

placeret uden for EU) og den danske Flexibility Service Provider (FSP).

Dette skaber en række systemiske risici, herunder to centrale risici:

- **Single point of failure:** Hvis en dominerende producent oplever et globalt it-nedbrud, kan titusindvis af enheder i det danske elnet miste deres evne til at respondere på prissignaler eller balancebehov simultant. Dette kan skabe bratte belastningsstigninger, som elnettet ikke er dimensioneret til at håndtere uden varsel.
- **Latens og realtidsstyring:** For at levere de mest kritiske systemydelser kræves meget korte reaktionstider. Afhængighed af udenlandske servere introducerer en risiko for forsinkelse, der kan gøre ellers teknisk kapable enheder uanvendelige til netstøttende opgaver.

Digitaliseringen af energisektoren sker i en kontekst af systemisk rivalisering mellem stormagter. Det er ikke længere en teoretisk bekymring, at teknologi kan anvendes som et geopolitisk instrument.

Enheder, der styres via clouds i USA eller Kina, er underlagt disse landes nationale sikkerhedslovgivning (fx US CLOUD Act), hvilket i ekstreme tilfælde kan tvinge producenter til at udlevere data eller give adgang til kontrolsystemer, hvilket underminerer den nationale suverænitets over kritisk infrastruktur. Derudover kan teknologierne have indlejrede sårbarheder. Som observeret i 2025 med fund af uregistrerede kommunikationsmoduler i solcelleinvertere, er der en reel cybersikkerhedsrisiko. Ved at indbygge "bagdøre" i hardwarens firmware kan fjendtlige aktører potentielt deaktivere store dele af landets solproduktion eller

opladningsinfrastruktur ved et tryk på en knap.

Hvis en FSP's centrale styringsplatform kompromitteres, får angriberen kontrol over samtlige tilsluttede enheder. Her fremhæver Alexandra Instituttet behovet for at bevæge sig mod mere decentrale og lokale styringsformer (fx Standard HEMS), hvor et angreb på én enhed eller ét hjem ikke spreder sig til resten af systemet.

Implementeringen af NIS2-direktivet stiller skærpede krav til sikkerheden i hele værdikæden. Det er dog afgørende, at disse krav ikke blot bliver en administrativ øvelse, men fører til et reelt teknologisk skifte mod løsninger, der kan fungere offline eller via lokale protokoller,

såfremt den internationale internetforbindelse eller cloud-adgang afbrydes.

Manglende digital suverænitets kan føre til situationer, hvor danske forsyningsselskaber eller borgere mister kontrollen over deres apparater som følge af internationale sanktioner eller tekniske nedbrud i fjerne cloud-centre. Alexandre Instituttets rapport anbefaler derfor at prioritere europæiske løsninger og open-source software, der muliggør lokal drift uden afhængighed af tredjelande.



9.5. FOREBYGGELSE AF TEKNOLOGISK FORÆLDELSE OG LOCK-IN

Hardwaren i energisystemet har en lang levetid, mens softwareverdenen udvikler sig eksplosivt hurtigere. Der er stor risiko for teknologisk forældelse, hvor enheder bliver offline og mister deres smarte funktioner, når producenten lukker deres sky-tjeneste eller skifter API-standard. Lukningen af 2G- og 3G-nettene i 2026 er et aktuelt eksempel på, hvordan tusindvis af ældre IoT-enheder pludselig bliver ubrugelige. Krav om detaljeret dokumentation og brug af åbne standarder er nødvendige for at sikre, at investeringer i grøn teknologi ikke spildes.

En ofte overset barriere for digital suverænitæt er kløften mellem hardwarens fysiske levetid og it-systemernes hurtige opdateringscyklus. Hvor en varmepumpe eller en transformer i distributionsnettet har en teknisk levetid på henholdsvis 20 og 40 år, forældes software, cloud-API'er og kommunikationsprotokoller ofte i løbet af 2-5 år.

Dette mismatch skaber en risiko for, at dyre investeringer i grøn teknologi bliver "digitale mursten", der mister deres smarte funktioner, fordi producenten lukker for supporten eller udfaser en ældre cloud-løsning. I elnettet vil dette betyde et tab af fleksibilitetspotentiale, som samfundet har indregnet i sine investeringsplaner. For at imødegå dette er der behov for krav om detaljeret dokumentation af styringsprotokoller, så tredjeparter kan overtage driften af komponenter, hvis den oprindelige leverandør bliver utilgængelig.

9.6. VÆRDIEN AF INTERNATIONALT SAMARBEJDE

Når elnettet digitaliseres, udvides angrebsfladen for cybertrusler markant. Et koordineret angreb, hvor tusindvis af batterier eller elbiler styres til at starte eller stoppe samtidigt, kan provokere frekvensafvigelse og i værste fald blackouts. I Danmark spiller SektorCERT en afgørende rolle som de kritiske sektors cybersikkerhed. De monitorerer internettrafikken hos tilsluttede energiselskaber for at opdage og afværge angreb mod den kritiske infrastruktur. Indførelsen af NIS2-direktivet og CER (Critical Entities Resilience) skærper kravene til informationsikkerhed og systemrobusthed hos både netselskaber og deres leverandører.

9.7. OPSUMMERING

Et datadrevet elsystem kræver et stærkt fokus på digital suverænitæt for at bevare kontrollen over kritiske infrastrukturfunktioner. Afhængighed af udenlandske cloud-tjenester kan udgøre en risiko for forsyningsikkerheden ved geopolitiske kriser. Derfor bør åbne standarder og europæiske løsninger, som sikrer mod teknologisk forældelse, prioriteres. Den øgede digitalisering medfører også skærpede krav til cybersikkerhed for at beskytte elnettet mod koordinerede angreb.



Vi anbefaler, at en række specifikke tekniske tiltag igangsættes med henblik på at understøtte integrationen af fleksible enheder og danne grundlag for en mere robust og fleksibel infrastruktur der lever op til kravene om sikkerhed, suverænitæt og fremtidssikring.

- Styrk dokumentationen af styringskontroller og registrering for de eksisterende enheder
- Krav til fleksible elaktivers reaktionsevne, samt præcis identifikation og lokalisering gennem et unikt ID og geotagging
- Fremme og åbne API-standarder således at integration mellem aggregatorer og digitale platforme sikres
- Fjern barrierer for implementering af den uafhængige aggregator, samt muliggør datakommunikationen i forbindelse med aFRR for distribuerede porteføljer med mindre elaktiver
- Fælles offentlig infrastruktur gennem samarbejde, deling af viden og procesunderstøttelse via offentlig infrastruktur
- Harmonisering af krav og udstilling af behov fra Energinet og netselskaber, som bygger på et minimum af standarder og kravspecifikationer og inkluderer både sikkerhed og responstid
- Det anbefales at stille krav om åbenhed, datasuverænitæt og mulighed for fremtidig fleksibilitetsanvendelse i offentlige udbud, fx bygningsopgraderinger

10. Barrierer for anvendelse af forbrugsfleksibilitet

Netselskaberne spiller en afgørende rolle for aktiveringen af forbrugsfleksibilitet, da de har til opgave at udvikle og anmelde tarifmetoder og netprodukter. Hidtil er tarifmodel 3.0 med succes anvendt til aktivering af forbrugsfleksibilitet hos mindre forbrugere. Men på sigt vil den vise sig utilstrækkelig.

Forbrugsfleksibilitet fra mindre forbrugeres elaktiver som elbiler og husstands batterier har endnu ikke været udnyttet i Danmark.

Trods udenlandske erfaringer, rapporter og pilotprojekter, der fremhæver betydelige gevinster ved forbrugsfleksibilitet, så er der fortsat ikke anvendt forbrugsfleksibilitet i Danmark som alternativ til netforstærkning. Udfordringerne ved at bringe fleksibilitet i brug til reduktion af spidsbelastning og frigørelse af netkapacitet dækker:

1. Manglende viden om problemernes omfang.
2. Netselskabernes økonomiske incitament i indtægtsrammereguleringen.
3. Usikkerhed om fleksibilitetspotentiale, omkostninger til aktivering og pålidelighed.
4. Lange sagsbehandlingstider i Forsyningstilsynet.

10.1. MANGLENDE VIDEN OM UDFORDRINGEN

Et solidt datagrundlag om det lokale elnets beskaffenhed er en grundlæggende forudsætning for, at netselskabet kan vurdere elnettets faktiske tilstand og dermed træffe investeringsbeslutninger. Mange netselskaber mangler dog præcis viden om belastningen på

Figur 28: Netselskabernes udfordringer



Kilde: CIP Foundations egen illustration

deres komponenter. Dette beskrives som "blind drift" på det laveste spændingsniveau. Uden præcise oplysninger om komponenter, belastning og kapacitetsforhold er det ikke muligt at foretage robuste analyser af, hvor og hvornår der opstår kapacitetsbegrænsninger, og om fleksibilitet kan udgøre et omkostningseffektivt alternativ til udbygning.

En række analyser og høringsvar viser, at flere netselskaber aktuelt har udfordringer med at opbygge et tilstrækkeligt datagrundlag til at vurdere elnettets faktiske tilstand. NIRAS' analyse "Analyse af digitalisering af eldistribution" fra 2022 konkluderer, at mange netselskaber

fortsat arbejder med ældre IT systemer, som ikke understøtter de moderne krav til datakvalitet, integration, eksport og nødvendige analyser af kapacitetsudfordringerne. Samtidig er de grundlæggende stamdata flere steder enten mangelfulde eller direkte fejlbehæftede. Mange netselskaber vurderer derfor også, at investeringer i digitalisering er økonomisk usikre. Resultatet er, at betydelige dele af elnettets tilstand reelt kan være ukendt, og at planlægning og prioritering af investeringer dermed bliver forbundet med unødigt stor usikkerhed.

Dette billede genfindes i et høringsvar fra Green Power Denmark fra august 2024, hvor det pointeres, at "netselskaber ikke er i besiddelse af visse oplysninger, fx detaljerede oplysninger om komponenter af ældre dato". Uden disse oplysninger er det svært at vurdere, om en netforstærkning er nødvendig, eller om behovet med fordel kan udskydes ved hjælp af fleksibilitets tiltag.

Fle aktuelle netudviklingsplaner understreger samme udfordring med at opgøre det konkrete netforstærkningsbehov, fordi datagrundlaget ikke er tilstrækkeligt, fx RAH Nets seneste netudbygningsplan. Netselskabet konstaterer, at "netinfrastrukturen for 10 og 04 kV forventes ikke at kunne klare den effektstigning der opstår af den forventede elektrificering, men det har ikke været muligt sætte tal på denne stigning", hvilket indebærer, at RAH Net slet ikke har opgjort fleksibilitetsbehovet.

Anbefaling

- 2 KORTLÆGNING AF KAPACITET OG BELASTNINGSGRAD I NETTET TIL BRUG FOR NETUDVIKLING

Vi anbefaler, at Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner i højere grad følges. Dette kan f.eks. gøres ved, at behovsvurderingen (pkt. 8 i vejledningen) gøres til et lovkrav og ikke blot en vejledende anbefaling.

Det aktuelle vidensniveau fremstår således som en betydelig udfordring i forhold til at vurdere de nuværende og fremtidige belastningsforhold i distributionsnettet. Der er et akut behov for at fremskaffe de relevante data og kortlægge elnettets aktuelle situation, hvilket det anbefales, at der tages initiativ til, jf. anbefaling 2 nedenfor.

10.2. NETSELKABERNES BEHOV FOR VIDEN

Konkret har netselskaberne ønske om at opnå mere viden om flere af disse emner gennem to anmeldte pilotprojekter fra Cerius-Radius og TREFOR EI-net. Projekterne tester forskellige tilgange til lokalt køb af fleksibilitet med henblik på at afklare tre centrale spørgsmål:

- Kan kunderne levere tilstrækkelig fleksibilitet?
- Hvor pålidelig er leverancen?
- Hvilket prisniveau skal der til for at frigøre kapacitet i praksis?

Det er således hensigten, at de to pilotprojekter kan give danske netselskaber nødvendige data, der kan sandsynliggøre potentialet ved anvendelse af forbrugsfleksibilitet. Det forhold, at netselskaberne er søgende viser, at netselskaberne ser store udfordringer med både etablering og drift af anvendelse af forbrugsfleksibilitet.



10.3. DIGITALISERING AF NETTET KAN ØGE FLEKSIBILITETSPOTENTIAL

Som beskrevet ovenfor er distributionsnettet mange steder præget af ældre IT systemer, som ikke understøtter de moderne krav til datakvalitet og nødvendige analyser af kapacitetsudfordringerne. Det er en udfordring. For digitalisering er forudsætningen for at muliggøre en mere præcis og dynamisk overvågning af de fysiske komponenter, som kan frigive yderligere kapacitet i nettet.

Digitalisering af nettet med realtidsviden om både forbrug og netkomponenternes belastning kan kombineres med anvendelse af forbrugsfleksibilitet ved, at netselskaberne integrerer disse realtidsdata i deres driftskontrolsystemer og netplanlægningsværktøjer, men også dynamiske tariffer. Dynamiske tariffer kan udformes så de anvender sensorer som måler olietemperatur og ledningens temperatur, i stedet for mere konservative antagelse om komponenternes tilstand.

Man kan på den måde opnå en mere optimal udnyttelse af nettets komponenter og samlet set øge den tilladte belastning. Sådanne automatiserede netstationer kan yderligere bidrage til at verificere modeller og forbedre kapacitetsudnyttelsen ved at give detaljeret indsigt i belastningsflowet på lav- og mellemspænding.

10.4. ØKONOMISK INCITAMENT I REGULERINGEN KAN FREMME FLEKSIBILITET

Indtægtsrammereguleringen udgør den centrale ramme for netselskabernes økonomi. Som naturlige monopoler får netselskaberne en reguleret indtægtsramme, der sætter rammen for, hvor meget de må opkræve for drift, vedligehold og investeringer i elnettet.

Indtægtsrammen bygger primært på historiske driftsomkostninger, aktivitetsniveau og prisudvikling, suppleret af en reguleret forrentning af nye investeringer.

Der indgår elementer som effektivitetskrav og benchmarking, der begge har til hensigt at tilskynde netselskaberne til løbende omkostningsreduktion, mens lav leveringskvalitet overfor eksisterende elkunder kan medføre nedslag i indtægtsrammen. Det kan give et skævt fokus i forhold til at skabe plads i elnettet til nye elkunder. Som beskrevet tidligere vil frigivelse af kapacitet i nettet ved anvendelse af forbrugsfleksibilitet muliggøre tilslutning af nye elkunder. Den samfundsmæssige værdi heraf er ikke afspejlet i indtægtsrammereguleringen, da denne potentielle værdi ikke indgår i indtægtsrammereguleringen eller netselskabernes netudviklingsplaner. Derfor anbefales det, at der fastsættes målsætninger for nettilslutningstider på forskellige spændingsniveauer og for forskellige kundekategorier.

Overordnet skal netselskabernes regulering balancere to hovedhensyn. Dels skal netselskaberne have et tilstrækkeligt investeringsrum i lyset af stigende elektrificering, og dels skal netselskaberne udnytte fleksibilitet, når det er mere omkostningseffektivt end netudbygning. Det automatiske tillæg er derfor uafhængigt af faktiske investeringer og skaber incitament til at reducere behovet for fysisk netudbygning ved at flytte forbrug væk fra spidsbelastningsperioder. For ansøgningsbaseret højspændingsudbygning dækkes kun 40% af omkostningen, hvilket yderligere styrker incitamentet til fleksibilitet.

Benchmarkingen understøtter samme logik, men har metodiske udfordringer, da historiske investeringer implicit tages som udtryk for høj

kvalitet. Det betyder, at fysiske aktiver belønnes, selv når fleksibilitet kan reducere behovet for fx nye netstationer. De såkaldte automatiske indikatorer udløser således et højere indtægtsloft, hvilket baserer sig på netselskabets antal af elmålere, netstationer og leveret strøm, selvom øget fleksibilitet fx kunne have reduceret behovet for netstationer.

Når et netselskab skal afveje behovet for fleksibilitetsydelser og netudbygning, er der derfor flere forhold, som taler for netudbygning. Det skyldes bl.a., at indtægtsrammereguleringen belønner kapitalinvesteringer eksempelvis nye kabler, transformere eller stationer. Netselskaberne kan på den måde øge den regulerede aktivbase, og dermed den tilladte forrentning. Denne mekanisme giver en stabil og forudsigelig indtjening for netselskaberne.

For netselskaber, der prioriterer en høj grad af budgetmæssig sikkerhed, fremstår netudbygning derfor ofte som det sikreste valg. Dette underbygges også et udsagn fra Dansk Energi i efteråret 2020 i forbindelse med implementering af elmarkedsdirektivet. Her anbefaler Dansk Energi, at "det eksplicit fremgår, at

Forsyningstilsynet skal sikre, at benchmarkingmodellen understøtter de mest effektive løsninger, og at den dermed ikke må skævvride til fordel for investering i traditionel netforstærkning frem for fx brug af fleksibilitetsløsninger".

Samlet set indebærer reguleringen i teorien, at netselskaberne vælger den billigste løsningen i forhold til at øge kapaciteten i nettet. Metodefriheden skal sikre en omkostningseffektiv regulering. Indtil nu har netselskaberne kun i begrænset omfang investeret i anvendelse af forbrugsfleksibilitet til frigørelse af kapacitet i distributionsnettet. Dette indikerer, at indtægtsrammereguleringen mindsker tilskyndelsen til anvendelse af fleksibilitet.

En vigtig forudsætning for at kunne foretage denne afvejning er, at priserne og øvrige forudsætninger for både netforstærkninger og anvendelse af forbrugsfleksibilitet som alternativ er kendte. Omkostningerne til anvendelse af forbrugsfleksibilitet er stadig delvist ukendte for netselskaberne, hvilket betyder, at anvendelse af forbrugsfleksibilitet anses som risikabelt.



Anbefaling

3 FASTSÆTTELSE AF POLITISKE MÅLSÆTNINGER FOR MAKSIMALE NETTILSLUTNINGSTIDER

Vi anbefaler, at Folketinget fastsætter politiske målsætninger for nettilslutningstider på udvalgte spændingsniveauer og for forskellige kundekategorier. Det kan samtidig overvejes, hvorledes indtægtsrammereguleringen i højere grad kan styrke nye nettilslutninger.

10.5. ER FLEKSIBILITETSPOTENTIALET STORT NOK?

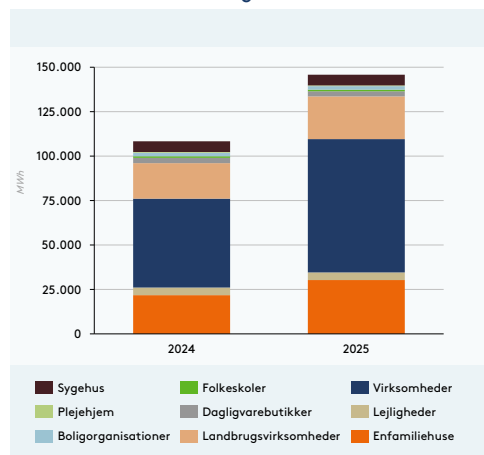
Et af de forhold som har afholdt netselskaberne fra at markedsføre forbrugsfleksibilitet er om elkunderne kan levere tilstrækkelig fleksibilitet under en given netstation, til at imødekomme behovet for ekstra kapacitet.

Altså findes der fleksible elaktiver nok og hvor fleksible er disse aktiver?

I CIP Foundations arbejde med forbrugsfleksibilitet er det teoretiske fleksibilitetspotentiale fra enfamiliehusene under en modelhovedstation i provinsen forsøgt afdækket. I takt med elektrificeringen er det anslået, at der i 2035 forventes et samlet energiforbrug på omtrent 150 GWh, fordelt over virksomheder og husstande, jf. figur 29.

Vi har estimeret fleksibilitetspotentialet fra varmepumper, husstands batterier og elbiloplade- re (jf. boks 11). Ved at kunne udskyde forbruget

Figur 29: Estimeret årligt energiforbrug under modelhovedstation i 2025 og 2035



Kilde: CIP Foundation (2025). Caserapport om enfamiliehusene

fra disse kan det samlede fleksibilitetspotentiale herfra opgøres til omkring 3,5 MW for hver time. Frigivelse af denne energimængde er betydelig, og langt over det forventede behov på 2 MW, jf. CIP Foundations 2025-caserapport om énfamiliehusenes fleksibilitetspotentiale.

Samlet set konkluderes det, at det tekniske fleksibilitetspotentiale ved mindre forbrugere mange steder vil være betydeligt i forhold til at kunne bidrage til ønskede kapacitetsfrigivelser i nettet. Flexibilitetspotentialets størrelse udgør dermed ikke en barriere, hvis man tager udgangspunkt i enhedernes evne til at flytte elforbruget. Anvendelse af det tekniske potentiale begrænses imidlertid af fraværet af prissignaler, der skal understøtte dette. Dette kunne fx gøres ved markedsføring (eksplicit) eller implementering af dynamiske tariffer.

10.6. KØB AF FORBRUGSFLEKSIBILITET SOM NYT KOMPETENCEOMRÅDE

Effektiv udnyttelse af forbrugsfleksibilitet til at frigøre kapacitet i elnettet kræver mere end digitale styringsværktøjer. Det forudsætter også, at der kan koordineres og aktiveres en bred portefølje af elaktiver på en måde, der matcher netselskabernes konkrete behov i tid og sted.

I praksis sker nedregulering af elforbrug ved, at der sendes automatiske signaler til elkundernes varmepumper, husstands batterier, ladestander mv., og forbruget reduceres midlertidigt. Dette kræver aftaler med elkunderne, der giver mulighed for en begrænset og tidsafgrænset nedregulering.

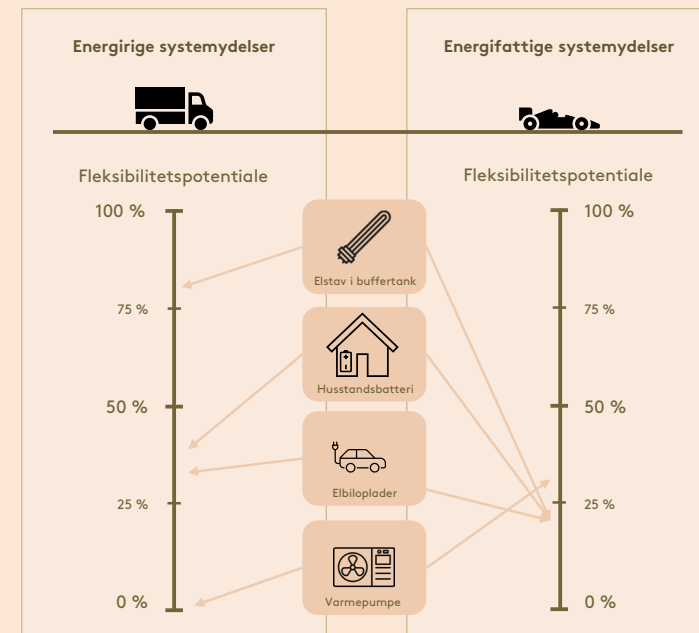
For at dette kan fungere, skal den operationelle aktør have adgang til en tilstrækkelig stor pulje af elaktiver og være i stand til at styre nedreguleringen dynamisk over det ønskede

BOKS 11: FLEKSIBILITETSPOTENTIALET UNDER EN HOVEDSTATION

Som en del af dette projekt er fleksibilitetspotentialet fra enfamiliehusene under en modelhovedstation i provinsen undersøgt. Det samlede energiforbrug er i 2035 opgjort til omtrent 150 GWh fordelt over virksomheder og husstande, jf. figur 29.

Under hovedstationen findes der 4.850 husstande, hvoraf 40 pct. af enfamiliehusene enten har varmepumpe og/eller elbiloplader og 31 pct. har et husstands batteri (20 kWh) i tilkobling til solcelleanlæg eller varmepumpen. Det antages, at man kan udskyde anvendelsen af varmepumper i op til 2 timer, og opladning af elbiler i 4 timer, samt at man kan køre hovedparten af det klassiske forbrug via husstands batteriet. Det antages også, at forbruget har mulighed for at blive reguleret 80 pct af tiden.

Figur 30: Anslåede fleksibilitetspotentiale for energirige og energifattige fleksibilitetsydere



Kilde: CIP Foundation egen illustration

Elaktiverne kan levere fleksibilitet på forskellige energiniveauer og med forskellige hastigheder. I forhold til at kunne aktivere fleksibilitet, som kan benyttes til at fjerne spidsbelastninger, er det især de energirige fleksibilitetsydere, som er relevante. Puljes disse aktiver, kan de indgå på lignende vis som større anlæg på balancemarkedet.

På den baggrund kan elaktiverne fra enfamiliehusene bidrage med omkring 3,5 MW i hver time, dels ved at kunne udskyde forbrug på de nye store forbrugsenheder (varmepumper og elbilopladestander) samt aktivering af husstands batteri som gør, at de kan forbruge el til det klassiske forbrug i de relevante timer i en kritisk situation, hvor der er behov.

tidsrum. Dette indebærer bl.a., at netselskaberne skal opbygge nye kompetencer inden for kommerciel indkøbsstrategi, porteføljestyring og realtidsdrift.

Som beskrevet i kapitel 8 viser erfaringer fra både Storbritannien og USA, at husholdninger med elbil i høj grad reagerer på prissignaler fra netselskaberne. Disse prissignaler fremmer en mere netvenlig adfærd og bidrager til at reducere elforbruget i perioder med spidsbelastning.

I Danmark findes der 37 netselskaber af forskellig størrelse, og etablering af en operatørfunktion i hvert selskab vil være omkostningstungt og derfor næppe realistisk. Det gælder både udviklingen af nye digitale platforme og driften af en organisation, der kan håndtere aktivering af fleksibilitet på tværs af tusindvis af elaktiver. For mange selskaber vil det derfor være mere rationelt at udlicitere operatørollen til en specialiseret tredjepart. Den model har man fx valgt hos Trefor.

Uanset hvem der er udførende, er opstart af et marked for køb af forbrugsfleksibilitet forbundet med betydelige omkostninger. Disse startomkostninger kan i sig selv være en barriere for, at netselskaberne vil opsætte markeder

til køb af forbrugsfleksibilitet som alternativ til netforstærkning. Det bør derfor overvejes at udnytte mulighederne i EU-lovgivningen for at yde støtte til opstart af den tekniske del af markedet for fleksibilitetsydelse.

10.7. ANVENDELSE AF EKSISTERENDE FLEKSIBILITETSMARKEDER

Som beskrevet i kapitel 7 bidrager mindre elaktiver som elbilopladere og varmepumper allerede i dag på et fleksibilitetsmarked – nemlig til balanceringen af elsystemet. Dette foregår ved, at Energinet dagligt reserverer fleksibilitetskapacitet, der kan aktiveres for at sikre, at produktion og forbrug konstant er i ligevægt. Denne fleksibilitet leveres via aggregatorer, der på vegne af elkunderne indgår aftaler og byder ind på systemydelsesmarkedet.

De samme fleksibilitetsressourcer som anvendes til balancering af elsystemet ville principielt også kunne anvendes til netselskabernes køb af lokal fleksibilitet med henblik på at frigøre kapacitet i distributionsnettet. Forudsætningen er, at elaktiverne kan identificeres præcist i nettet, fx gennem såkaldte geotags, så aktivering målrettes til de relevante netområder, hvor behovet er. Det kan de ikke i dag, og det bør være en prioritet at få på plads.

Anbefaling



- 4 STATSTØTTE TIL UDVIKLING AF IT-LØSNINGER HOS NETSELSKABERNE FOR AT SÆNKE OPSTARTSBARRIERER ✓

Vi anbefaler, at der afsættes statslige midler til udviklingen af fælles it-løsninger m.v. som kan understøtte at netselskaber kan opbygge nødvendige kompetencer til anvendelse af forbrugsfleksibilitet.



Ved at anvende de samme fleksibilitetsressourcer vil netselskaberne kunne trække på de driftsmæssige kompetencer og etablerede processer, der allerede findes i systemydelsesmarkedet, i stedet for at udvikle nye systemer fra bunden.

Dette kunne også understøtte, at balanceringsenergi aktiveres mere målrettet ved lokale overbelastninger, hvilket åbner for et tostrengt marked, hvor fleksibilitet handles dagligt:

1. til frigørelse af kapacitet i distributionsnettet, og
2. til balancering og stabilisering af elsystemet.

På begge markeder vil aktørerne byde ind på timebasis med mængder og minimumspriser. Dermed udnyttes eksisterende markedsinfrastruktur og aggregatorernes kompetencer, samtidig med at netselskaberne kan opnå stordriftsfordele ved et nationalt marked frem for lokale, fragmenterede løsninger.

For at realisere dette potentiale skal omkostningerne ved at udnytte de fleksible teknologier reduceres, så husholdningernes deltagelse bliver mere attraktiv. Desuden er der teknologiske

barriere som forhindrer, at alle elaktiver kan aktiveres tilstrækkeligt hurtigt.

I dag er adgangen til fabrikanternes cloudplatforme ofte både proprietær og for langsom til at understøtte fx frekvensydelse.

Derfor kræves der i mange tilfælde lokale og skræddersyede tekniske opsætninger for at sikre adgang til de relevante elaktiver. Hertil kommer markeds-mæssige barrierer som høje minimumsbudstørrelser, krav om symmetri og nye prækvalifikationskrav, der særligt rammer mindre elforbrugende enheder. Aggregatorne kan delvist afbøde disse barrierer, men mange af kravene hæmmer stadig en bredere deltagelse i fleksibilitetsmarkedet.

Fordelen ved markedsbaseret fleksibilitet er, at det styrker konkurrencen, risikospredningen og den private investeringsvilje. Når fleksibilitet leveres på markedsvilkår, bæres investeringer og risici af aktører, der reagerer på pris- og incitamentsstrukturer, frem for at blive socialiseret gennem tariffer. En bredere inddragelse af forbrugere, aggregatorer og leverandører mobiliserer således privat kapital, øger konkurrencen mellem løsninger og styrker systemets løbende tilpasningsevne og resiliens.

10.8. ANVENDELSE AF AFBRYDELIGHEDSAFTALER

Netselskaberne har i den nuværende tarifmodel udviklet såkaldte afbrydelighedsaftaler til A- og B-kunder.

Tilslutning med begrænset netadgang giver virksomheder mulighed for at blive koblet på elnettet til et lavere tilslutningsbidrag, under forudsætning af, at netselskabet løbende kan reducere den maksimale effekt ud fra den aktuelle ledige kapacitet. Disse afbrydelighedsaftaler henvender sig til virksomheder med fleksibelt elforbrug, som kan tilpasses driftstidspunkter, og som derfor kan acceptere perioder med begrænsninger elforbrug mellem 0 og 100 pct. Afbrydelighedsaftaler anvendes kun i begrænset omfang, da de færreste virksomheder kan klare total nedregulering.

10.9. GODKENDELSE AF NYE TARIFFER VIA FORSYNINGSTILSYNET TAGER TID

Som en politisk uafhængig myndighed har Forsyningstilsynet til opgave at overvåge og godkende de metoder, som netselskaberne og Energinet anvender til at fastsætte tariffer, gebyrer og tilslutningsvilkår.

Forsyningstilsynet har kompetence til at godkende tarifmetoder, mens Folketinget fastsætter de nærmere hensyn, der skal inddrages, når metoderne udvikles. Forsyningstilsynets godkendelse af tarifmetoder skal bl.a. sikre, at de afspejler de faktiske omkostninger. Dette princip sikrer, at monopolvirksomhederne ikke kan pålægge forbrugerne omkostninger uden uvildig kontrol.

Når en ny tarif skal udvikles, sker det på initiativ af et eller flere netselskaber. I praksis sker det gennem organisationen Green Power Denmark, som på vegne af netselskaberne udvikler nye tariffer.

Når Forsyningstilsynet vurderer en anmeldt metode, sker det hovedsageligt med udgangspunkt i fire grundlæggende kriterier om rimelighed, objektivitet, ikke-diskrimination og omkostningsægthed, jf. figur 31. Principperne er forankret i både dansk ret og EU's elmarkedsforordning.

Figur 31: Grundlæggende kriterier for udarbejdelse af tariffer



Kilde: Elforsyningsloven § 73

BOKS 12: OTTE ARBEJDSTRIN FOR ANVENDELSE AF FORBRUGSFLEKSIBILITET SOM ALTERNATIV FOR NETFORSTÆRKNING

Forbrugsfleksibilitet kan fungere som et effektivt og omkostningseffektivt alternativ til traditionel netforstærkning, men kun hvis den indarbejdes systematisk i netselskabernes planlægning og drift. Anvendelsen af fleksibilitet kræver derfor en sammenhængende værdikæde, der spænder fra strategisk netudvikling til aktivering, måling og afregning. Nedenfor beskrives otte centrale arbejdsstrin, som tilsammen udgør den praktiske proces for at anvende forbrugsfleksibilitet som et reelt alternativ til fysiske netinvesteringer.

- Indarbejd fleksibilitet i netudviklingsplanlægningen**, så fleksible ressourcer fra starten betragtes som et alternativ til traditionel netforstærkning i den langsigtede planlægning.
- Sikre adgang til relevante data og tillid til ressourcerne**, herunder viden om hvor og hvornår fleksibilitet er til rådighed, samt sikkerhed for leveringssikkerhed.
- Integrer fleksibilitet i den daglige drift**, så fleksible ressourcer kan indgå på linje med andre driftsværktøjer i netselskabernes eksisterende systemer.
- Identificer konkrete behov for fleksibilitet**, herunder hvornår og hvor fleksibilitet er nødvendig for at håndtere belastninger og lokale flaskehalse i nettet.
- Vurder den økonomiske værdi af fleksibilitet**, ved at sammenligne fleksible løsninger med alternative tiltag som netudbygning og fastlægge netselskabets betalingsvillighed.
- Etabler en anskaffelsesmekanisme**, fx via markedsplatforme, bilaterale aftaler eller netprodukter som Begrænset Netadgang.
- Prækvalificer og motiver fleksibilitetsudbydere**, typisk aggregatører, herunder sikre økonomiske incitamenter, adgang til information og eventuel opbakning fra balanceansvarlige parter.
- Aktiver, mål og afregn fleksibiliteten**, understøttet af IT-systemer til styring, baselinestøt, verifikation og korrekt afregning samt håndtering af manglende leverancer.

Selve processen mellem Forsyningstilsyn og netselskaberne forløber typisk gennem følgende faser og i cykler af fem år:

- **Dialog og branchevejledninger:** For at forkorte sagsbehandlingstiden og sikre ensartethed udarbejder Green Power Denmark ofte branchevejledninger. Forsyningstilsynet kan vælge at "tage en vejledning til efterretning", hvilket muliggør en forenklet godkendelsesprocedure for de enkelte selskaber, der følger vejledningen.
- **Anmeldelse:** Netselskabet indsender en detaljeret metodebeskrivelse inklusive det analytiske grundlag.
- **Høring og opklaring:** Tilsynet sender ofte metoden i offentlig høring og stiller opklarende spørgsmål til anmelderen.
- **Afgørelse:** Tilsynet kan godkende metoden helt, delvist eller med specifikke vilkår. Det er ikke usædvanligt, at godkendelser gives midlertidigt (fx for en 5-årig periode) for at give plads til opsamling af erfaringer.

Processen har i praksis vist sig at trække ud i tid. Derfor bør det overvejes at skærpe processen, så Forsyningstilsynet får en fastlagt periode til at godkende anmeldte tarifmodeller, hvorefter modellerne automatisk kan træde i kraft. Forsyningstilsynet kan dog altid åbne en sag mod netselskaberne, hvis de ikke finder at tarifferne lever op til de lovfastsatte kriterier.

10.10. OPSUMMERING

Ovenfor er der redegjort for en række af de væsentlige barrierer for netselskaberne i forhold til at anvende forbrugsfleksibilitet som et reelt alternativ til fysisk netforstærkning. Først og fremmest mangler der mange steder præcis viden om den faktiske belastning på de laveste spændingsniveauer. Mens indtægtsrammereguleringen principielt åbner op for anvendelse af forbrugsfleksibilitet som alternativ til netforstærkninger, så besværliggøres anvendelsen af, at netselskaberne ikke kender omkostningerne ved anvendelse af forbrugsfleksibilitet. Samtidig kræver anvendelse af forbrugsfleksibilitet opbygning af kompetencer og andre startomkostninger, som i afvejningen tynger budgettet for anvendelse af forbrugsfleksibilitet i forhold til fysisk netforstærkning. En alternativ måde at aktivere forbrugsfleksibilitet er ved justering af tarifferne, hvilket ikke er uproblematisk i forhold til processen for udvikling og godkendelse.



11. Hvorledes kan frigivelse af kapacitet med forbrugsfleksibilitet bringes i spil i Danmark?

Den grønne omstilling kræver en ny måde at forstå og styre elforbrug på, da nye elaktiver som elbiler og elkedler skaber stigende og mere uforudsigelige belastninger i distributionsnettet. Dynamiske tariffer og kapacitetsoptimering på tværs af forbrugere, fx via aggregatorer eller øget samplacering, kan sikre, at elnettet udnyttes mere intelligent frem for blot at udjævne elforbruget.

Den grønne omstilling af det danske elsystem kræver en fundamental ændring i måden, elforbruget betragtes og udnyttes på. Belastningen af distributionsnettet fra de nye elaktiver foranlediger store kapacitetsudfordringer, og manglende kapacitet i elnettet med deraf følgende risiko for nedbrud bliver i stigende grad en generel udfordring over de kommende år.

Hvor tarifmodel 3.0 forsøgte at udjævne forbrug væk fra kogespidsen, skal der andre metoder til at mindske belastningen fra de prisfølsomme elaktiver i de timer, hvor prisen på strøm er billigst. Kan man lykkedes med at udjævne forbruget yderligere, vil behovet for netforstærkning reduceres til gavn for alle forbrugere og samfundet som helhed.

Figur 32: CIP Foundations hovedelementer til anvendelse af forbrugsfleksibilitet i Danmark



I denne rapport har der været redegjort for forskellige forhold og måder, hvorpå forbrugsfleksibilitet kan anvendes som alternativ til netforstærkning, relevante internationale erfaringer, sammenhængen til andre fleksibilitetsmarkeder og relevante barrierer som opleves i Danmark.

På den baggrund beskriver vi i dette kapitel, hvordan forbrugsfleksibilitet kan anvendes til at frigive kapacitet i elnettet i en dansk kontekst. Vi foreslår en vej frem for anvendelse af forbrugsfleksibilitet, som inkluderer en række konkrete anbefalinger til håndtering af konkrete barrierer.

Hovedelementerne til anvendelse af forbrugsfleksibilitet i Danmark fremgår af figur 32.

11.1. VIDEN OM NETTETS KAPACITETSGRÆNSER

Data om elnettet er en nødvendighed, da elnettet er under markant pres fra den stigende elektrificering og den grønne omstilling. Uden præcis viden om, hvor nettet er svagt, risikerer forbruget at overstige de fysiske

kapacitetsgrænser i kabler og transformere, hvilket kan føre til flaskehalse eller i værste fald systemnedbrud.

Samtidig vil manglende konkret viden om netkomponenternes belastning og kapacitetsgrænse kunne føre til mere forsigtig brug af nettet. Manglende konkret indsigt kan på den måde føre til worse case-betragtning om komponenternes belastningsgrad og lægge beslag på kapacitet, som ellers kunne være udnyttet.

Overvejelser og anbefaling for øget viden og nettets kapacitetsgrænser

For at udnytte fleksibilitet som et reelt alternativ til dyre netforstærkninger er det derfor essentielt, at netselskaberne får adgang til data og indsigt i belastningsgraderne helt ned på den enkelte netstation. Det er derfor nødvendigt, at netselskaberne indsamler og dele netdata på stationsniveau for at skabe genemsigtighed om nettets faktiske belastning, jf. anbefaling 5.

Anbefaling



5 INDSAMLING OG DELING AF DATA OM ELNETTET FOR AT BESKRIVE POTENTIALT FOR FORBRUGSFLEKSIBILITET

Vi anbefaler, at der i lovgivningen sættes krav til netselskaberne om systematisk indsamling af data om nettets kapacitetsgrænse på stationsniveau. Denne viden skal supplere forbrugsdata i DataHub til udarbejdelse af belastningsgrader, varighedskurver, elkvalitet m.v. Data skal som minimum deles med Forsyningstilsynet, Energinet og andre aktører med et legitimt formål i forhold til at anvende data i relevante sammenhænge – herunder til opgørelse af forbrugsfleksibilitetspotentialet.

11.2. BELASTNING AF NETTET SKAL AFSPEJLES I TARIFFEN

Frigivelse af kapacitet ved anvendelse af forbrugsfleksibilitet er en åbenlys mulighed, men rummer i praksis, en række overvejelser og udfordringer af mere generel karakter.

Den nuværende tarifstruktur er for almindelige husholdningskunder (C-kunder), baseret på, hvor meget strøm der forbruges. Der er ikke betaling for den effektmæssige belastning af elnettet, som fx opladning af elbiler og husstands batterier kan føre til.

Som beskrevet i kapitel 10 skal tariffen gerne afspejle de fulde omkostninger ved transport af strøm til forbrugerne. For at opnå en mere omkostningsægte tarifstruktur, bør tariffen

derfor tage højde for den kapacitetsmæssige belastning, elforbrugerne giver anledning til. Dette kan ske ved indførelse af en effektbaseret tarif, hvor tariffen differentieres i forhold til forbrugers belastningsgrad af elnettet.

Samtidig konstateres, at revidering og udvikling af en ny tarifstruktur i praksis tager uforholdsmæssigt lang tid og derfor kan vise sig som mindre operationelt redskab med mindre procestiden afkortes

Effektbaseret tarif giver prissignal om udjævning af forbrug

En effektdifferentieret tarif ville kunne implementeres ved at fastsætte en effektgrænse. Det elforbrug som ligger under grænsen pålægges en lav tarif, mens elforbruget ved høje

effekttræk over grænsen, pålægges en højere tarif. På den måde justeres prissignalet til forbrugerne, så det betaler sig at fordele forbruget over et større tidsrum og på den måde undgå den højere tarif. Opdeling af den effektbaserede tarif og den ønskede adfærdændring er skitseret i figur 33.

Når forbruget fordeles ud over et større tidsrum, vil der på tværs af forbrugere ske en tilsvarende udjævning af forbruget på netstationsniveau, og netselskabet vil opleve en reduceret spidsbelastning. Dermed kan forceret netforstærkning undgås og samtidig kan det muliggøre tilkobling af nye elforbrugere.

En ulempe for de tilsluttede elkunder vil være, at deres forbrug spredes over flere timer på døgnet. Økonomisk vil det betyde, at elforbruget skal flytte sig fra de 1-3 billigste timer til 2-6 billigste timer i døgnet. Dette vil alt andet lige kunne betyde højere elpriser for forbrugerne, men da de billige timer ofte forekommer periodevis i forbindelse med de vejræssige variationer (blæsevejr og solskin kommer typisk i perioder over flere timer), vil det stadig være muligt at opnå de billige elpriser ved udjævning af forbruget.

Den marginale stigning kan eksemplificeres som vist i boks 13.

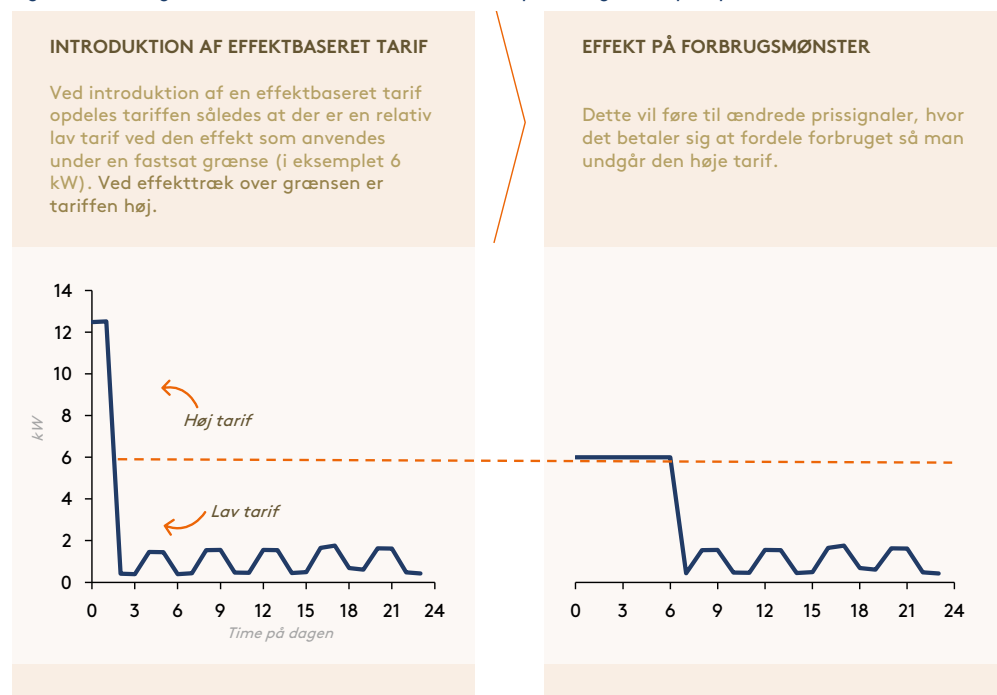
Selv om den samlede pris stiger ved implementering af en effektbaseret tarif, er den samlede elpris stadig markant lavere end køb ved gennemsnitsprisen for el. Dette viser, at det stadig er muligt at opnå meget billige elpriser gennem elprisoptimering, når forbruget udjævnes ved implementering af en effektbaseret tarif.

Krav om rimelighed

Ved implementering af en effektbaseret tarif, vil man kunne opnå en større rimelighed i tariferingen, idet forbrugere med meget høje effekttræk belaster nettet betydeligt mere end forbrugere som enten har et mindre effekttræk grundet færre elaktiver i husstanden eller forbrugere, som kan indrette forbruget og tage hensyn til nettets kapacitet ved at udjævne forbruget. Dette giver en højere grad af rimelighed i betalingen i forhold til den nuværende volumenbaserede tarifstruktur, hvor alle husstande alene afregnes for energiforbruget uanset belastningsgraden af nettet.

Desuden vil en effektbaseret tarif leve op til kravene om objektivitet og ikke-diskriminering. Det bør herunder overvejes hvorledes andre elforbrugere end mindre forbrugere skal afregnes, så der ikke diskrimineres på et usagligt grundlag, jf. boks 14.

Figur 33: Forbrugsmønstre for en familiehus med elbiloplader og varmepumpe



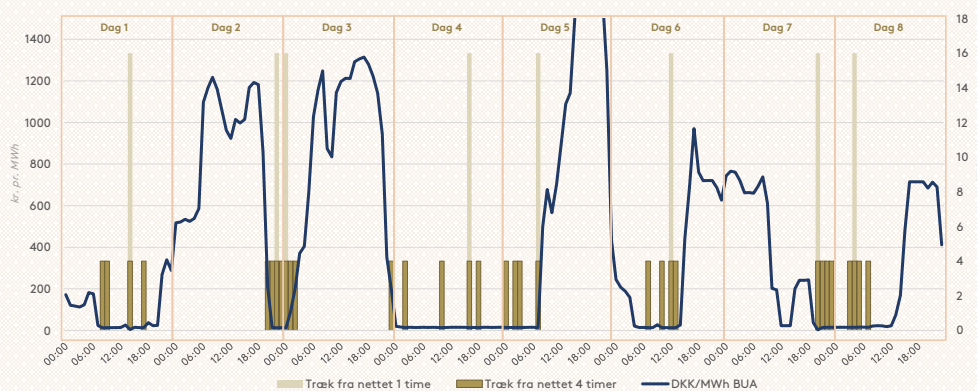
Kilde: CIP Foundation egen illustration



BOKS 13: UDJÆVNING AF BELASTNING VED IMPLEMENTERING AF EFFEKTDIFFERENTIERET TARIF

Som eksempel vises en elpriskurve for en uge i januar. Som udgangspunkt oplades et batteri (elbil- eller husstands batteri) én time hver dag på døgnetts billigste time. Ved at indføre en effektbaseret tarif, kan man eksempelvis påføre en tarif på 500 kr. pr. MWh (50 øre pr. kWh), ved effekttræk over 6 kW pr. 15 min. Derved udjævnes forbruget automatisk fra 1 time til 4 timer som vist på figuren.

Figur 34: Udjævning af elforbruget med effektdifferentieret tarif



Kilde: CIP Foundation egen illustration

I eksemplet ovenfor er prisen **uden udjævning** for 1 time x 7 dag x 16 kW = **1,4 kr.**

Med udjævning er prisen for 4 timer x 7 dage x 4 kW = **4,2 kr.**

Hvis forbruget skete ved køb til **gennemsnitsprisen** for el i perioden, er prisen = **480,70 kr.**

BOKS 14: IMPLEMENTERINGSMÆSSIGE OVERVEJELSER VED EFFEKTBASERET TARIF

Den effektbaserede tarif retter sig mod alle almindelige husholdningskunder (C-kunder), som i dag betaler efter energiforbrug (kWh). Særligt husstande med elbilsoplader eller husstands batteri vil kunne mærke forskellen, da disse anlæg kan trække meget stor effekt på kort tid og dermed belaste distributionsnettet.

I stedet for udelukkende at betale for hvor meget strøm man bruger, kommer man fremover også til at betale for hvor hurtigt man bruger den – altså det øjeblikkelige effekttræk (målt i kW) på et givent tidspunkt. Jo højere belastning på nettet desto højere tarif.

Det bliver således mere komplekst at optimere sit elforbrug. I dag kan man nøjes med at følge elprisen time for time. Med en effektbaseret tarif skal man derudover have overblik over husstandens samlede belastning. Det kræver ny viden og eventuelt nye værktøjer.

Hvad kan forbrugeren gøre?

- **Digital styring:** Har man elbiloplader eller husstands batteri, kan disse via digitale platforme indstilles til at udjævne forbruget automatisk, så store effekttræk undgås.
- **Effektmåler i elskabet:** Forbrugere uden automatisk styring kan få installeret en effektmåler, som via en mobilapp giver løbende overblik over belastningen og afslører uhensigtsmæssige forbrugsmønstre.
- **Adfærdændring:** Med det rette overblik kan man selv tilrettelægge forbrug af f.eks vaskemaskine, opvaskemaskine og opladning, så de ikke kører samtidig.

Kortvarige og afgrænsede høje træk, som f.eks en elkedel der koger vand i få minutter, bør ikke udløse en uforholdsmæssig høj regning. Implementeringen skal derfor tage højde for, at det er vedvarende høj belastning, der afregnes dyrt, ikke kortvarige spidsbelastninger. En grænseværdi kunne derfor oplagt ligge omkring 6 kW. På den måde kan forbrugere på en forudsigelig og tryk måde kan tilpasse sig et mere netvenligt forbrugsmønster.

Anbefaling



6 IMPLEMENTERING AF EN HØJERE TARIF VED HØJERE BELASTNING FOR AT TILSKYNDE TIL ET MERE INTELLIGENT ELFORBRUG

Det har afgørende betydning, at netselskabernes tarifstruktur afspejler kundernes belastning af elnettet, og ikke alene mængden af forbrug. Frigørelsen af kapacitet i nettet har national interesse.

Vi anbefaler på den baggrund, at Folketinget initiere en dialog med netselskaberne om nødvendigheden af en ny tarifstruktur, der fremmer fleksibel adfærd. Et element i den dialog vil være at sikre en hurtig og effektiv proces omkring udvikling og godkendelse af nye tariffer. Heri spiller Forsyningstilsynet en vigtig rolle.

Vi anbefaler konkret, at netselskaberne indfører en effektbaseret tarif som har til formål at udjævne forbruget for mindre forbrugere. Da der er tale om en opgave med både brede samfundsmæssige forhold og særlige faglige aspekter, kan det overvejes at inkludere ekstern ekspertise i opgaveløsningen.

For at fremme godkendelsesprocessen bør det overvejes, om tidsfrister for godkendelse af nye tariffer og netprodukter kan øge hastigheden.

11.3. MARKEDSGØRELSE AF FLEKSIBILITET SOM OPTIMERINGS- MULIGHED

Implementering af en effektbaseret tarif vil som beskrevet ovenfor kunne udjævne forbruget og dermed reducere spidsbelastningsperioder effektivt.

Det skaber fri kapacitet i elnettet, som kan udnyttes. Markedsgørelse af fleksibilitet handler i praksis om at gøre ledig kapacitet og fleksibel adfærd målbar og muligt at handle med. Som beskrevet ovenfor, er der en række udfordringer og barriere som netselskaberne oplever i forhold til opbygning af egentlige fleksibilitetsmarkeder. En markedsgørelse bør derfor ske under hensyntagen hertil.

Det anbefales derfor, at netselskaberne skaber mulighed for at optimere kapacitetsudnyttelsen enten:

1. ved at tilbyde særlige netvenlige forbrugsaftaler, som kan tilbydes til elkunder mod en modificeret tarif og/

2. eller ved at udvide det eksisterende systemydelsesmarked til et kapacitetsmarked for netselskaber.

Ad 1) Overvejelser og anbefalinger i forhold til at tilbyde særlige netvenlige forbrugsaftaler

Som beskrevet tidligere er en metode til frigivelse af kapacitet i nettet at indgå aftaler, som reducerer belastningen af nettet. På nuværende tidspunkt findes en mulighed, hvor virksomheder får nettilslutning på særlige vilkår mod accept af afbrydelig elforsyning.

Aftaler, hvor elkundens netadgang begrænses, kan også overføres til mindre forbrugere – herunder private husholdninger. I stedet for at ændre på tilslutningsforholdene, kan netselskaberne tilbyde aftale, hvor netadgangen begrænses via tarifferne.

Man kan på den måde forestille sig forskellige former for tarifaftaler, hvor tarifsatsen reduceres i takt med, at elkundens belastning af nettet begrænses. Eksempler på aftaler kunne være:

- **Afbrydelighedsaftaler:** Netselskabet kan nedregulere elforbruget ved spidsbelastning, så netkunden er garanteret 50-60 pct., 60-70 pct. eller 80-90 pct. af den fulde netadgang.
- **Tidsrumsaftaler:** Begrænsning af specifikt udstyr (fx EV-ladere) i 1-4 timer i spidslastperioder.
- **Minimal tilgængelighed:** Loft over maksimalt træk i kritiske timer (fx 4-6 kW).

Fordelen ved aftaler om netvenlig adfærd er, at de er relativt enkle at drive, når de først er godkendt. De kræver ikke egentlige markeder i realtid, giver forudsigelighed i driften og egner sig godt til store kundegrupper som elbiler og varmepumper.

Til gengæld er de mindre præcise, fordi de bygger på generelle regler frem for den konkrete netsituation.

Et væsentligt forhold er, at det initialt vil være svært at anslå den samlede adfærdændring, da man må forvente, at forbrugere med lav belastning vil vælge tarifaftaler, som begrænser et forbrug, som i realiteten ikke findes.

Dette skal ses i sammenhæng med at der ikke sker forskelsbehandling mellem kundesegmenter, således at tarifferne lever op til hensynene om objektivitet, rimelighed og ikke-diskriminering. Derfor vil der skulle foretages vurderinger af disse hensyn ved sagsbehandlingen i Forsyningstilsynet.

Ad 2) Overvejelser og anbefalinger i forhold til at udvide det eksisterende systemydelsesmarked

En anden mulighed for en mere optimal udnyttelse af nettet, er ved at kombinere en effektbaseret tarif med muligheden for at handle med ledig kapacitet under samme hovedstation.

Anbefaling



7 UDVIKLING AF TARIFBASEREDE FORBRUGSAFTALER OM NETVENLIG ADFÆRD MELLEMLERKUNDER OG NETSELSKABERNE

Vi anbefaler, at netselskaberne igangsætter udviklingen af koncepter for aftalebaserede betaling til kunderne for netvenlig adfærd ved at netselskaberne giver en tarifreduktion mod til gengæld at kunne nedregulere kundernes træk på elnettet, når det samlede lokale elforbrug er højt og kapaciteten i nettet er presset.



Det gør det dels muligt at optimere og anvende ledig kapacitet mellem elkunder og samtidig muliggør det, at netselskaber at købe yderligere fleksibilitet som en konkret service tilpasset den enkelte hovedstation.

Måden hvorpå dette skulle ske er ved at benytte samme fleksibilitetsmarked som allerede eksisterer i systemydelsesmarkedet, hvor aggregatorer forestår optimeringen.

Aggregatorer har typisk adgang til et betydeligt antal elaktiver som elbilopladere og husstands batterier. Hvis man muliggør, at en elkunde overdrager fri kapacitet til en elkunde gennem et salg, vil aggregatoren kunne samle flere kunders elforbrug og styre det, når tariffen er lave. På den måde kan kunderne i fællesskab undgå at bruge mere kapacitet end et fastsat niveau og dermed også undgå højere tariffer. Denne form for fælles styring kaldes kollektiv optimering. Kollektiv optimering giver elkunderne større frihed til at tilpasse deres elforbrug efter egne behov og ønsker.

Det vil være op til aggregatorer at udforme og indgå aftaler med relevante elkunder. I en situation, hvor et sådant system er i drift, vil der ikke være behov for aktiv deltagelse i forbrugernes adfædsændring fra netselskabets side. Dermed undgår netselskaberne at skulle opbygge kompetencer og at dedikere ressourcer til aktivering af fleksibilitet. Samtidig vil netselskabet have mulighed for at tilkøbe ekstra kapacitetsfrigørelse målrettet det behov som er under de konkrete hovedstationer. Dette ville i praksis ske ved aftale mellem aggregator og netselskab.

Yderligere vil det være muligt at optimere elkundernes mulighed for at deltage i

systemydelsesmarkedet, da det samlet set vil gøre det mere fordelagtigt at investere i disse fleksible aktiver, hvis der er flere mulige indkomststrømme. Dermed kan elaktivernes fleksibilitet stå til rådighed på flere markeder.

På begge markeder vil aktørerne byde ind på timebasis med mængder og minimumspriser. Dermed udnyttes eksisterende markedsinfrastruktur og aggregatorernes kompetencer, samtidig med at netselskaberne kan opnå stordriftsfordele ved et nationalt marked frem for lokale, fragmenterede løsninger. Dette vil kræve koordinering mellem Energinet, netselskaber og aggregatorer, og denne koordinering vil i sidste ende styrke det samlede elsystem.

I den forbindelse anbefales en tættere integration mellem Energinet og netselskabernes tarifiering således at man undgår modstridende prissignaler. Udgangspunktet bør være, at netselskabernes elkunder betaler for deres faktiske belastning fra transmissionsnettet. Dette bør udformes i forlængelse af EU's Network Code for Demand Response.

Valget mellem implementering af netvenlige forbrugsaftaler og kapacitetsmarked handler i sidste ende om balancen mellem enkelhed og præcision. Kapacitetsmarkeder, der udvikles på baggrund af en effekttarif, kan relativt hurtigt implementeres, hvor udvikling af nye forbrugsaftaler i udgangspunktet vil være mere tidskrævende.

Begge løsninger kan supplere hinanden og bidrage til det samme mål, nemlig at gøre kapaciteten i elnettet til en knap ressource, der kan styres, prissættes og bruges dér, hvor den skaber mest værdi, uden at hvert netselskab skal opbygge sine egne dyre og parallelle løsninger.

Anbefaling

8 UDBYGNING AF ENERGINETS BALANCEMARKED TIL OGSÅ AT OMFATTE FRIGIVELSE AF KAPACITET I ELNETTET

Vi anbefaler, at netselskaberne i samarbejde med Energinet skaber mulighed for at mindre elforbrugere via aggregatorer kan handle med ledig kapacitet, ved at anvende de samme fleksibilitetsressourcer, som allerede findes i systemydelsesmarkedet, og at der oprettes et tostrengt marked, hvor fleksibilitet handles dagligt:

1. til frigørelse af kapacitet i distributionsnettet, og
2. til balancering og stabilisering af elsystemet.

Specifikke anbefalinger

For at realisere dette ovenstående anbefales specifikt:

- Der gennemføres en hensigtsmæssig koordinering mellem TSO- og DSO tarifiering
- Budstørrelser fastsættes således at de ikke udgør en markedsrettet barriere
- Der tages hensyn til mindre forbrugsanlæg ved fastsættelse af krav om symmetri og nye prækvalifikationskrav
- Åbne API-standarder fremmes og at enhedernes styringsmuligheder dokumenteres, så der sikres interoperabilitet på tværs af aktører.

11.4. DIGITALISERING AF ELNETTET OG ANSKAFFELSE AF REALTIDSDATA

For at kunne udnytte og optimere kapaciteten i elnettet til fulde, kræves nuanceret viden om elnettets belastningsgrad. Digitalisering er en forudsætning for at kunne opsamle denne viden tilpas detaljeret. Når strøm bevæger sig på tværs, bliver data herom kritiske. Selvom de overordnede 60/10 kV-hovedstationer i dag er velovervågede, opererer netselskaberne ofte i "blind drift" på det laveste spændingsniveau (0,4 kV), hvor indsigt i den faktiske realtidsbelastning er særlig begrænset.

I fremtiden vil anskaffelse af præcise realtidsdata for forbrug og belastningsgrad af netkomponenter helt ned på stationsniveau, være et must for netselskaberne. Dels til overvågning og dels til at foretage robuste analyser af, hvor og hvornår kritiske kapacitetsbegrænsninger opstår, hvilket i værste fald kan føre til fejlinvesteringer eller oversete risici for systemnedbrud.

Behovet for digitalisering forstærkes af, at fremtidens udnyttelse af forbrugsfleksibilitet via dynamiske tariffer eller lignende kræver en dyb integration mellem elnettets centrale

aktører og husstandens enheder, såsom elbiler og varmepumper. Dette stiller store krav til teknisk interoperabilitet og standardisering af datamodeller for at sikre, at signaler om pris og tarif kan omsættes til handling i realtid. Samtidig medfører den øgede digitalisering nye udfordringer i form af:

- **Cybersikkerhed og suverænit:** Afhængigheden af udenlandske hardwareproducenter og proprietære cloudløsninger udgør en sikkerhedsrisiko, der kræver fokus på europæiske standarder og digital uafhængighed.
- **Teknologisk forældelse:** Da hardware som transformere har en levetid på årtier, mens software og API'er udvikler sig eksplosivt hurtigere, er der behov for løsninger, der kan fungere lokalt uden konstant cloudafhængighed.
- **Datakvalitet og integration:** Mange netselskaber hæmmes af siloopdelte og forældede IT-systemer, hvilket gør det tidskrævende at kvalitetssikre og samkøre de data, der er nødvendige for effektiv netplanlægning.



Overvejelser og anbefaling for digitalisering af elnettet

For at realisere potentialet kræves det, at netselskaberne allerede nu igangsætter investeringer i monitoreringsudstyr og etablerer nationale dataflow for målerdata og nettopologi. Dette vil muliggøre en mere dynamisk udnyttelse af elnettets faktiske kapacitet. Det vil desuden være en fordel, hvis netselskaberne anvendte den samme netmodel, som kunne aggregeres.

11.5. DYNAMISKE TARIFFER KAN OPTIMERE PER AUTOMATIK

Implementeringen af dynamiske tariffer markerer et paradigmeskifte fra den nuværende statiske tarifstruktur, hvor prissignaler i høj grad er frakoblet elnettets faktiske belastning. Formålet er ikke blot en generel udjævning af forbrugskurven, men en langt mere præcis tidsmæssig optimering, der tager udgangspunkt i elnettets konkrete fysiske kapacitetsbegrænsninger. I modsætning til statiske eller tidsdifferentierede tariffer indregner dynamiske tariffer,

at begrænsninger i transformere, kabler og spændingsstabilitet kan ændre sig hurtigt – fra time til time eller fra minut til minut. Derfor er en forudsætning for udarbejdelse af dynamiske tariffer, at elnettet digitaliseres, som beskrevet ovenfor.

Når driftsdata løbende omsættes til prissignaler, kan forbrug og fleksibilitet automatisk styres mod tidspunkter, hvor der er ledig kapacitet, og væk fra perioder med pres på nettet. Dermed understøtter dynamiske tariffer en mere intelligent og omkostningseffektiv markedsadfærd end statiske alternativer, fordi de reducerer behovet for overdimensionering af nettet og samtidig giver aktørerne klare økonomiske incitamenter til at reagere inden for nettet fysiske rammer – uden behov for manuelle indgreb eller detaljeret central planlægning.



Anbefaling

10 UDARBEJDELSE AF HANDLINGSPLAN FOR DYNAMISKE TARIFFER



Vi anbefaler, at netselskaberne sammen med Forsyningstilsynet, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet samt Energistyrelsen, undersøger mulighederne for at implementere dynamiske tariffer i takt med at forudsætningerne herfor tilvejebringes og udarbejder en handlingsplan herfor.



11.6. OPSUMMERING

En overgang til effektbaserede tariffer kan sikre en mere omkostningsægte betaling for belastningen af nettet. Ved at pålægge højere tariffer ved høje effekttræk får forbrugerne et direkte incitament til at udjævne deres forbrug. Dette vil beskytte elnettet mod overbelastning i de timer, hvor elprisen er lavest og mange aktører, aktiverer deres enheder samtidigt. Som et supplement til en ændret tarifstruktur skal der åbnes op for en markedsføring af fleksibilitet, så netselskaberne kan købe fleksibilitet fra forbrugerne – enten gennem særlige netvenlige forbrugsaftaler eller ved at udvide det eksisterende systemydelsesmarked til et kapacitetsmarked for netselskaber.

Samtidig er det nødvendigt, at der indsamlede viden om distributionsnettets faktiske kapacitet, og at der gennem digitalisering af nettet kan skaffes realtidsdata således at tarifferne på sigt kan gøres dynamiske.



Anbefaling

9 ØGET DIGITALISERING AF ELNETTET FOR BEDRE UDNYTTELSE AF ELNETTETS KOMPONENTER



Vi anbefaler, at netselskaberne igangsætter investeringer i teknisk udstyr til monitoring af realtidsbelastning af kapacitet i på alle spændingsniveauer. Disse data vil kunne understøtte en mere præcis overvågning, og samtidig danne grundlag for en dynamisk og mere optimal udnyttelse af distributionsnettet.

Staten vil kunne understøtte investeringerne ved at udnytte en hjemmel i EU-reglerne til at give statsstøtte til opbygning af ikke-fossil forbrugsfleksibilitet. Vi anbefaler desuden, at netselskaberne anvender samme netmodel, så disse data kan anvendes aggregeret.

Afsnit 4

Konkrete anbefalinger og perspektivering.



12. Køreplan for anvendelse af forbrugsfleksibilitet som alternativ til netforstærkninger

Det danske elsystem bevæger sig fra en centraliseret, hardware-tung struktur til et decentralt, digitalt økosystem, hvor fleksibilitet og data bliver lige så kritiske som kabler og transformere. En faseopdelt handlingsplan i tre trin med fokus på tariffer og individuelle aftaler mellem kunde og netselskab, som afspejler trækket på kapaciteten i nettet, er omdrejningspunktet for anbefalingerne i dette kapitel.

Elnettet befinder sig aktuelt i et krydspres. Et pres fra oven, hvor udbygningen af transmissionsnettet er forsinket og forhindrer tilslutningen af nye projekter. Et pres fra neden, hvor elbiler og varmepumper skaber nye kritiske spidsbelastningsperioder, når de tilsluttes samtidig, fordi elpriserne er lave. Det vil udgøre en større udfordring i de lokale net.

Uden øget forbrugsfleksibilitet vil forsinkelser i netudbygningen og ny spidsbelastning bremse elektrificeringen. Det er derfor en bunden opgave at skabe grundlag for et mere fleksibelt og intelligent elforbrug for at frigøre kapacitet i det eksisterende elnet. Flexibilitet er således ikke kun relevant i forhold til udskydelse af netinvesteringer – det er en betingelse for fortsat elektrificering.

Det kræver nye tariffer, der får forbrugerne til at reagere hurtigere på ændringer i priserne (implicit fleksibilitet), og nye aftalebaserede ordninger, som direkte forpligter kunderne til at stille kapacitet til rådighed mod en reduktion i tariffen (eksplicit fleksibilitet).

Det kan sikre den fortsatte elektrificering, indtil elnettet er fuldt udbygget til behovene. Investeringer i fleksibilitetsløsninger bør derfor prioriteres politisk og anses som en grundlæggende forudsætning i overgangen til et klimaneutralt energisystem.

Et elsystem med høj fleksibilitet kan levere flere samtidige gevinster:




- øget integration af vedvarende energi uden nævneværdigt spild
- stabile og konkurrencedygtige elpriser
- høj grad af forsyningsikkerhed og øget kapacitet i elnettet
- færre kapacitetsbegrænsninger i elnettet og udskydning af netinvesteringer
- fortsat mulighed for at elektrificere og tilslutte nye projekter på elnettet

Aktuelt findes der på det danske marked ét aftalebaseret afbrydelighedsprodukt, der fremmer fleksibel adfærd, og det tilbydes ikke til almindelige kunder. Dette produkt indebærer, at netselskaberne forbeholder sig retten til at nedregulere mellem 0–100 pct. af tiden, hvilket skaber en betydelig usikkerhed hos

interesserede netkunder, og produkter er derfor ikke særlig udbredt.

Det betyder ikke, at det er umuligt at introducere ordninger og produkter, der bidrager til fleksibilitet. Det hollandske netselskab TenneT introducerede i 2025 nye attraktive aftaler, som tilskynder til at forbruge strøm uden for spidsbelastningstimerne. Det betyder, at mere end 9 GW kapacitet er blevet frigjort i det eksisterende hollandske elnet. Det indikerer, at fleksibilitetsordninger har potentialet til at sikre bedre udnyttelse af kapaciteten i det eksisterende elnet og dermed bedre adgang til nettet.

Figur 35: De ti anbefalinger som danner grundlag for en handlingsplan for, hvordan forbrugsfleksibilitet skal gøre det lettere at udnytte elnettet bedre

Løsningsmodeller		ENERGINET	NETSELSKABER	FOLKETINGET
				
1	UDVIKLING AF ÅBNE OG ROBUSTE DIGITALE PLATFORME TIL FORBRUGERE FOR AT LETTE KUNDEOPLEVELSEN	✓		✓
2	KORTLÆGNING AF KAPACITET OG BELASTNINGSGRAD I NETTET TIL BRUG FOR NETUDVIKLING			✓
3	FASTSÆTTELSE AF POLITISKE MÅLSÆTNINGER FOR MAKSIMALE NETTILSLUTNINGSTIDER			✓
4	STATSSTØTTE TIL UDVIKLING AF IT-LØSNINGER HOS NETSELSKABERNE FOR AT SÆNKE OPSTARTSBARRIERER		✓	✓
5	INDSAMLING OG DELING AF DATA OM ELNETTET FOR AT BESKRIVE POTENTIALT FOR FORBRUGSFLEKSIBILITET		✓	
6	IMPLEMENTERING AF EN HØJERE TARIF VED HØJ BELASTNING AF NETTET FOR AT FREMME ET MERE INTELLIGENT ELFORBRUG		✓	✓
7	UDVIKLING AF TARIFBASEREDE AFTALER OM NETVENLIG ADFÆRD MELLEMLKUNDER OG NETSELSKABERNE		✓	✓
8	UDBYGNING AF ENERGINETS BALANCEMARKED TIL OGSÅ AT OMFATTE FRIGIVELSE AF KAPACITET I ELNETTET		✓	
9	ØGET DIGITALISERING AF ELNETTET FOR BEDRE UDNYTTELSE AF ELNETTETS KOMPONENTER	✓	✓	
10	UDARBEJDELSE AF HANDLINGSPLAN FOR DYNAMISKE TARIFFER		✓	

12.1. HANDLINGSPLAN

Ved at flytte noget af elforbruget til tidspunkter, hvor belastningen er lavere, kan vi bruge den eksisterende elinfrastruktur mere effektivt. Vi har i denne rapport redegjort for, hvordan det kan ske i 10 anbefalinger til netselskaberne, Energinet og Folketinget m.fl. se figur 35.

Vi har sammensat disse anbefalinger i en handlingsplan for, hvordan forbrugsfleksibilitet skal gøre det lettere at udnytte elnettet mere intelligent i takt med, at Danmark bliver stadig mere elektrificeret.

Handlingsplanen bygger på tre faser: helt kort sigt, mellemlang sigt og lang sigt.

DET KORTE SIGTE (2026–2027): DATA OG FUNDAMENT

Fokus er i denne fase på at eliminere datamæssige begrænsninger og skabe den regulatoriske sikkerhed, som er nødvendig for markedets aktører.

Det kræver en klar arbejdsdeling mellem lovgiver, myndigheder, Energinet og netselskaber. Centralt står behovet for et mere solidt datagrundlag. Netselskaberne bør pålægges et lovkrav om systematisk at indsamle detaljerede netdata på stationsniveau, herunder belastningsgrader, varighedskurver og elkvalitet. Disse data skal som minimum deles med Forsyningstilsynet henholdsvis Energinet, som på den baggrund kan styrke reguleringen og de systemmæssige analyser, herunder estimeringen af fleksibilitetspotentialer i nettet. Klima, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen har ansvaret for at udmønte kravene i konkrete regler, herunder fastlægge ensartede datastandarder og rapporteringskrav.

Samtidig er der behov for tydeligere politiske signaler om nettilslutning. Folketinget bør fastsætte indikative målsætninger for nettilslutningstider på tværs af spændingsniveauer og kundekategorier. Målsætningerne skal ikke nødvendigvis fungere som hårde garantier, men som styringsredskaber, der skaber transparens om ambitionsniveauet og giver både netselskaber og kunder et mere forudsigeligt grundlag at træffe beslutninger på.

Netplanlægningen bør samtidig styrkes. Energistyrelsens eksisterende vejledning til

netudviklingsplaner rummer allerede vigtige elementer, men efterlevelsen bør skærpes. Særligt behovsvurderingen bør gøres til et bindende krav i lovgivningen frem for en vejledende anbefaling. Det vil forpligte netselskaberne til mere systematiske og fremadskuende vurderinger af kapacitetsbehovet og samspillet med fleksibilitet. Folketinget og regeringen har ansvaret for at fastsætte de juridiske rammer, mens Forsyningstilsynet fører tilsyn med, at planlægningen er konsistent, dokumenteret og omkostningseffektiv.

Endelig bør adgangen til markedet for fleksibilitet lempes. Energinet har her en central rolle i at reducere mindste budstørrelse til eksempelvis 1 MW og øge deleligheden af bud i systemydelsesmarkederne. Formålet er at sænke adgangsbarriererne for mindre forbrugsenheder og nye aktører.

Det anbefales således:

- **Indsamling af data:** Det anbefales, at der indføres lovkrav om, at netselskaber systematisk indsamler data på stationsniveau, herunder belastningsgrader, varighedskurver og elkvalitet. Disse data skal som minimum deles med Forsyningstilsynet og Energinet, der på baggrund heraf kan estimere fleksibilitetspotentialer.
- **Politiske målsætninger for nettilslutning:** Det anbefales, at Folketinget fastsætter indikative mål for nettilslutningstider på tværs af spændingsniveauer og kundekategorier.
- **Styrket netplanlægning:** Det anbefales, at Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner ophøjes til en bekendtgørelse. Det kan bl.a. sikre, at behovsvurderingen (pkt. 8 i

vejledningen) bliver et lovkrav og ikke blot en vejledende anbefaling.

- **Færre markedsbarrierer:** Det anbefales at reducere mindste budstørrelse til 1 MW og øge deleligheden af bud (f.eks. FRR-produkter). Dette kan sænke indgangsbarrieren for mindre forbrugsenheder, der gerne vil deltage i markedet for systemydelser.

MELLEMLANG SIGT (2027–2030): MARKED OG SAMMENHÆNG I SYSTEMERNE

I denne fase flyttes fokus mod implementeringen af de konkrete aftalebaserede ordninger og nye tarifstrukturer, der skal drive adfærdssændringer.

En central løftestang er indførelsen af tariffer, der afspejler den enkeltes træk på kapaciteten i elnettet. Netselskaberne bør her implementere en enkel og ikke diskriminerende tarif for elforbrug over en defineret effektgrænse, hvor satsen er tilstrækkeligt høj til at udløse automatisk udjævning af forbruget via digital styring. En gradvist stigende tarif kan understøtte dette og bør samtidig ledsages af en mulighed for at pulje effekttræk over et givent niveau. Dette vil give kunderne en reel mulighed for at undgå højere tariffer gennem fælles aflastning af elnettet og skaber samtidig et klart incitament for aggregatorer til at optimere og koordinere effekttræk på tværs af mange enheder.

Over tid bør tarifferne videreudvikles, så de i stigende grad afspejler samtidigheden i elforbruget og dermed de reelle netomkostninger. Forsyningstilsynet har her en central rolle i at sikre, at tarifstrukturerne er omkostningsægte og ikke diskriminerende, mens

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen fastlægger de overordnede regulatoriske rammer.

Parallelt bør netselskaberne introducere en portefølje af aftalebaserede ordninger, der giver kunderne valgmuligheder og tydelige incitament til at aflaste nettet i spidsbelastningsperioder. Det kan eksempelvis ske gennem aftaler, hvor specifikt udstyr som elbilopladere kan begrænses i 1–4 timer i de mest belastede perioder, eller aftaler, hvor der fastsættes et loft over det maksimale effekttræk i kritiske timer. Ansvaret for design og udbud af disse produkter ligger hos netselskaberne, som har en naturlig interesse i, at produkterne afspejler netkundernes behov. Der er i den forbindelse god inspiration at hente hos det britiske forsyningsselskab Octopus, som tilbyder en palette af ydelser til deres kunder.

Der bør desuden etableres et fælles sæt minimumskrav til både IT systemer og elektriske anlæg for deltagelse i elmarkederne. Kravene bør som minimum omfatte mulighed for at sende og modtage data i realtid samt mulighed for problemfrit at udveksle data med aggregatorer og digitale platforme via standardiserede API'er. Netselskaberne og Energinet har her et fælles ansvar for at definere og forankre kravene, mens leverandører, aggregatorer og bygningsoperatører skal sikre, at løsningerne faktisk kan leve op til dem i praksis.

Endelig bør den offentlige sektor gå foran gennem sine indkøb. Offentlige bygherrer og ordregivere bør i udbud – eksempelvis ved bygningsrenoveringer og energiopgraderinger – stille eksplicitte krav om åbenhed, datasuverænit og mulighed for fremtidig anvendelse af fleksibilitet. Det indebærer, at tekniske løsninger

ikke må være kontrolleret af en enkelt udbyder eller lukkede, og at data kan anvendes af tredjepart efter klare og gennemsigtige principper. Energistyrelsen kunne understøtte dette ved at udarbejde en vejledning i god udbudspraksis.

Det anbefales således:

- **Effektdifferentierede tariffer:** Det anbefales at indføre en enkel og ikke-diskriminerende tarif for elforbrug over en defineret effektgrænse.
- **Nye aftalebaserede produkter:** Det anbefales, at netselskaberne introducerer nye netvenlige produkter til husholdninger og erhverv, herunder afbrydelighedsaftaler og aftaler om et loft over det maksimale træk på nettets kapacitet.
- **Harmoniseret minimumskrav til IT-systemer og elektriske anlæg:** Det anbefales, at der etableres et fælles sæt minimumskrav til, hvad IT-systemer og elektriske anlæg skal kunne leve op til forud for deltagelse i elmarkederne.
- **Offentlige udbud:** Det anbefales at stille krav om åbenhed, datasuverænitet og mulighed for fremtidig fleksibilitetsanvendelse i offentlige udbud, f.eks. bygningsopgraderinger.
- **Anvendelse af statsstøtte:** Det anbefales, at der afsættes statslige midler til udviklingen af fælles it-løsninger m.v. som kan understøtte, at netselskaberne kan opbygge kapacitet til effektivt at kunne håndtere forbrugsfleksibilitet.

LANG SIGT (2030–2035): SKALERING OG AUTOMATISERING

Målet i denne fase er sikre et fuldt integreret, dynamisk system, hvor fleksibilitet er en standardiseret handelsvare.

I den videre udvikling af elmarkedet bør fokus rettes mod en fuld overgang til dynamiske tariffer og integrerede fleksibilitetsmarkeder, der afspejler den faktiske belastning i lokalnettet i realtid. Formålet er at sikre mere præcise prissignaler, som ikke blot flytter forbruget fra én spidsbelastningsperiode til en anden, men reelt bidrager til at udjævne belastningen i nettet. En sådan overgang forudsætter en høj grad af digitalisering, herunder udbredt anvendelse af intelligente målere, realtidsdata og automatiserede styringsløsninger, som kan omsætte prissignaler til handling uden, at det kræver aktiv involvering fra den enkelte forbruger.

Netselskaberne har her ansvaret for at udvikle og implementere de dynamiske tarifmodeller, mens Forsyningstilsynet skal sikre, at tarifferne fortsat er omkostningsægte, gennemsigtige og ikke-diskriminerende. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen har ansvaret for at fastlægge de regulatoriske rammer, der muliggør anvendelsen af realtidsbaserede tariffer inden for gældende lovgivning.

En forudsætning for, at dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder fungerer efter hensigten, er en langt tættere koordination mellem aktiviteten i transmissions- og distributionsnettet. Energinet og netselskaberne bør derfor i stigende grad samordne deres prissignaler og tarifstrukturer for at undgå modstridende incitamenter. Et centralt princip bør være, at netselskaberne – og i sidste ende deres kunder – i højere grad betaler for deres faktiske træk fra transmissionsnettet, så belastning på tværs af de to net afspejles konsistent i priserne. Denne koordination er afgørende, hvis der skal etableres egentlige fleksibilitetsmarkeder i både transmissions- og distributionssystemet, hvor fleksibilitetsydelse aktiveret i ét marked ikke undergraver eller forstyrrer driften i det andet.

Energinet har her en nøglerolle som systemansvarlig i at designe markedsmekanismer og sikre sammenhæng, mens netselskaberne skal integrere disse mekanismer i deres lokale tarifiering og drift.

Energistyrelsen har ansvaret for at sikre, at danske løsninger er i overensstemmelse med de europæiske regler, så markedsaktører, herunder aggregatorer og større forbrugere, kan agere på tværs af både TSO- og DSO-markeder på baggrund af klare, konsistente og tekniske signaler, der taler sammen. Samlet set er målet en mere effektiv udnyttelse af elnettet.

Det anbefales således:

- **Dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder:** Overgang fra statiske tidsdifferentierede tariffer til fuldt dynamiske modeller, der afspejler realtidsbelastningen i lokalnettet. Det kræver avanceret digitalisering, men minimerer risikoen for, at forbruget blot flytter til en ny spidsbelastningsperiode.
- **TSO-DSO koordination:** En tættere integration mellem Energinets og netselskabernes tarifiering er nødvendig for at undgå modstridende prissignaler. Udgangspunktet bør være, at netselskabernes eller deres kunder betaler for deres faktiske træk fra transmissionsnettet.



13. Perspektivering og det øvrige energimarked

Elektrificeringen af Danmark lægger allerede et betydeligt pres på elnettet, og de fleste hovedstationer har næsten ingen ledig kapacitet tilbage. Sektorkobling, særligt via fjernvarme, industri og Power to X, kan flytte store mængder elforbrug til perioder med høj VE produktion og dermed aflaste nettet og gøre energisystemet mere effektivt.

Selvom elektrificeringen af Danmark er gået langsomt de senere år, så lægger den nuværende elektrificering allerede et betydeligt pres på elnettet.

Ved starten af 2026 vurderer Green Power Denmark, at størstedelen af landets hovedstationer enten har ingen eller kun meget begrænset ledig kapacitet. Denne mangel på kapacitet er på vej til at blive en af de største barrierer for den grønne omstilling og erhvervsudviklingen i store dele af Danmark.

Det voksende behov for nettilslutninger ses tydeligt i de mange anmodninger, der allerede ligger hos Energinet og netselskaberne. Cirka 60 GW nyt forbrug ligger i kø på tværs af transmissions- og distributionsnettet, hvoraf omkring 24 GW er på distributionsniveau og ca. 34 GW er på transmissionsniveau. Til sammenligning er Danmarks aktuelle maksimale belastning cirka 7 GW. Disse tal overstiger klart de forudsætninger, der ligger til grund for den officielle netplanlægning og viser en markant forskel mellem, hvad markedet efterspørger, og hvad der planlægges at blive bygget.

Det vil tage årtier at udbygge elnettet til de behov, vi ser ind i, og det betyder, at mange projekter risikerer lange ventetider på nettilslutning, medmindre den eksisterende

kapacitet udnyttes mere effektivt. Derfor bliver fleksibilitet ikke blot et supplement, men en nødvendighed, hvis den grønne omstilling og elektrificeringen af husholdninger og virksomheder skal fortsætte. Det vil også være en forudsætning for erhvervsudvikling i store dele af Danmark, hvor nye aktiviteter aktuelt enten må udskydes eller helt droppes, fordi der ikke er plads i elnettet.

Det understreger behovet for i langt højere grad at aflaste det kollektive elnet gennem lokale løsninger, hvor produktion, forbrug og lagring kobles tættere sammen. Energideling, industrifællesskaber og andre former for smart grids gør det muligt at forbruge strøm tættere på der, hvor den produceres, og dermed reducere belastningen af både transmissions- og distributionsnettet.

Når virksomheder og husholdninger organiserer sig i lokale energifællesskaber eller bag-måleren-løsninger, kan en større del af fleksibiliteten håndteres lokalt frem for at skulle transporteres gennem det kollektive net. Det frigør kapacitet, reducerer behovet for kostbare netforstærkninger og øger samtidig systemets robusthed.

Anvendelse af fleksibilitet kræver imidlertid, at markedsrammerne understøtter den. Det

forudsætter prissignaler, der afspejler den reelle værdi af strøm på et givent tidspunkt og et geografisk sted. De stigende forekomster af negative elpriser er et klart tegn på, at der mangler fleksibelt forbrug, som kan udnytte overskydende strøm, når produktionen er høj.

Her spiller sektorkobling en central rolle. Når varme-, transport- og industrisektoren elektrificeres, tilføres store mængder forbrug, som ofte kan flyttes i tid uden at forringe kvaliteten af den leverede ydelse. Fjernvarmesektoren er et godt eksempel. Store varmepumper, elkedler og termiske lagre fungerer som et slags virtuelt batteri. De kan producere varme, når strømmen er billig, lagre den i store tanke og levere den senere, når elnettet er presset. Industrien, herunder Power-to-X, kan på samme måde tilpasse sit forbrug efter prisen og dermed styrke systemets fleksibilitet.

I mange år har sol- og vindkraft været set som en udfordring for elsystemet, fordi produktionen fluktuerer med vejret. Men det er ikke er den største udfordring. Produktionen fra sol og vind fluktuerer ganske rigtig, men elforbruget fluktuerer langt hurtigere og kan skabe langt større ubalancer. Elbiler, varmepumper og industrielle processer kan reagere øjeblikkeligt på pris- og styringssignaler. Det gør sol- og vindkraft i mindre grad.

Elbiler er et godt eksempel på dette fænomen. Hvis mange biler oplades samtidig, kan de øge belastningen markant og skabe store udsving i forbruget. Men hvis opladningen styres intelligently – eller hvis bilerne på sigt kan levere strøm tilbage til nettet via V2G – kan de i stedet

hjælpe med at balancere systemet ved at optage strøm, når der er overskud, og levere den, når elnettet er presset.

Dermed er det ikke de vedvarende energikilders naturlige variationer, der skaber de største udfordringer i dag, men et elforbrug, der kan ændre sig langt hurtigere end produktionen. At håndtere dette kræver bedre data, smartere styring og stærkere incitamentter til fleksibilitet, så elnettet kan håndtere hurtige forbrugsændringer og samtidig udnytte de mere forudsigelige sving i den grønne energiproduktion. Men mest af alt kræver det politisk opmærksomhed og opbakning.

I fremtidens elsystem vil store batterier også kunne spille en central rolle som bindelem mellem produktion, forbrug og netdrift og bidrage til et mere robust og omkostningseffektivt energisystem med høj andel af vedvarende energi. Aktuelt hæmmes udrulningen af store batterier dog af den gældende tarifstruktur. Store batterier pålægges både forbrugs- og produktionstariffer, når de henholdsvis lader og aflader, hvilket betyder, at de betaler tariffer til både netselskaber og Energinet i begge retninger. Denne dobbelte tarifiering reducerer derfor den potentielle indtjening – med knap 40 pct. – og svækker dermed investeringsincitamentet, selv om batterierne kan levere betydelige system- og netgevinster. Uden mere tidssvarende rammevilkår risikerer man, at samfundsøkonomisk effektive batteriløsninger ikke realiseres i det omfang, elsystemet har brug for.

Litteraturliste

- > **ACER (2025):** Getting the Signals Right: Electricity Network Tariff Methodologies in Europe. <https://www.acer.europa.eu/news/getting-price-signals-right-fair-and-cost-reflective-electricity-network-tariffs>
- > **Alexandra Instituttet (2026):** Et grønnere og mere fleksibelt elforbrug. En analyse af de tekniske udfordringer og muligheder til fremme af forbrugsfleksibilitet fra mindre enheder.
- > **CIP Foundation (2026):** Regulatoriske og markedsmaessige muligheder for at udnytte forbrugsfleksibilitet fra små forbrugere i distributionsnettet. <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2026/03/Regulatoriske-og-markedsmaessige-muligheder-for-at-udnytte-forbrugsfleksibilitet-fra-smaa-forbrugere-i-distributionsnettet-2026.pdf>
- > **CIP Foundation (2026):** Usecase – Industri (Birn). <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2026/01/Birn-Peter-Version-12012026.pdf>
- > **CIP Foundation (2025):** Systemydelse fra mindre forbrugere kan stabilisere elsystemet og skabe værdi for forbrugere. <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2026/01/Systemydelse-fra-mindre-forbrugere-kan-stabilisere-elsystemet-og-skabe-vaerdi-for-forbrugerne.pdf>
- > **CIP Foundation (2025):** Usecase – Énfamiliehuse. <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2026/01/Usecase-enfamiliehuse-caserapport.pdf>
- > **Copenhagen Economics (2025):** Et grønnere og mere fleksibelt elforbrug. En analyse af økonomiske og klimamæssige gevinster af større forbrugsfleksibilitet. <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2025/06/CE-Analyse.pdf>
- > **Energinet (2024):** Forventninger til fremtidens systemydelse 2024-2040. <https://energinet.dk/om-publikationer/publikationer/forventninger-til-fremtidens-systemydelse-2024-2040/>
- > **Energinet (2024):** Fremskrivning af Energinets eltariffer 2025-2027. Hentet fra <https://energinet.dk/media/alpn1j0h/fremskrivning-af-energinets-eltariffer-2025-2027-1.pdf>
- > **Green Power Denmark (2026):** Nøgletal for distributionsnettet. <https://elnet.dk/anlaeg-elsikkerhed/noegletal-distributionsnettet> (hentet d. 27.03.2026)
- > **NIRAS (2022):** Analyse af digitalisering af eldistribution. <https://www.forsyningsdigitaliseringsprogram.dk/Media/638463581933062384/Digitalisering%20af%20eldistributionsnettet.pdf>
- > **Viegand, & Maagøe (2022):** Kortlægning af energiforbrug og opgørelse af energisparepotentialer i produktionserhvervene. Energistyrelsen. <https://ens.dk/media/3441/download>
- > **SmartEn – Smart Energy Europe (2024):** Implementing EU Laws. A guide to activate demand-side flexibility in the EU 27 Member States.
- > **Utiligize (2021):** DER's påvirkning af eldistributionnettet i Danmark. https://ens.dk/sites/default/files/media/documents/2024-10/ders_paaavirkning_af_eldistributionsnettet_i_danmark200421.pdf



Abonnerer du endnu ikke på nyhedsbrevet om CIP Foundations aktiviteter og projekter?

Hvis du ønsker at modtage fremtidige nyhedsbreve, og er interesseret i det arbejde vi laver, kan du tilmelde dig nedenfor.

[Tilmeld dig nyhedsbrevet her](#)

Du kan også læse mere om projektet [her](#).

Kontakt os på:
CIP Foundation
Gdanskgade 18
2150 Nordhavn
Danmark