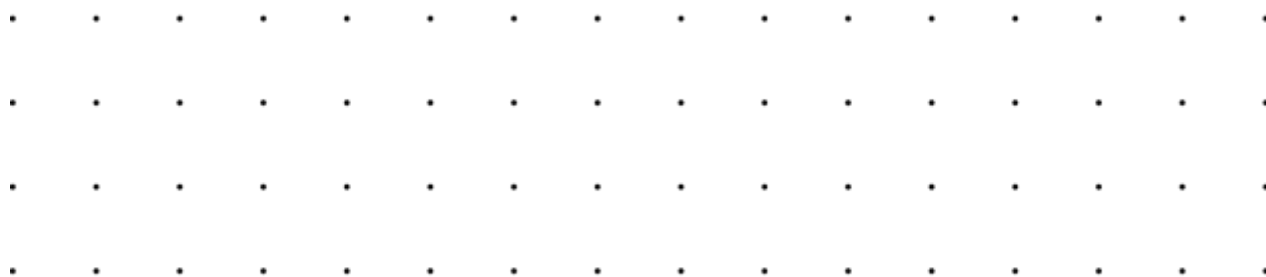


Klimarådet.

Maj 2023

# Sikker elforsyning med sol og vind

Mulige løsninger for et fremtidigt  
elsystem under pres



# Indhold

1	Indledning, konklusioner og anbefalinger .....	4
1.1	Indledning og formål .....	4
1.2	Analysens afgrænsning og metode .....	6
1.3	Modelsimuleringer af elforsyningssikkerheden under pres .....	9
1.4	Modelsimuleringer med løsninger til pressede perioder .....	12
1.5	Andre analyser af elforsyningssikkerheden .....	15
1.6	Perspektiver: EU-rammer, eksisterende værker, atomkraft og biomasse .....	16
1.7	Konklusioner og anbefalinger .....	18
2	Den fremtidige omstilling af elsystemet i Danmark og Europa .....	21
3	Forståelser af elforsyningssikkerhed .....	28
3.1	Hvad er elforsyningssikkerhed? .....	28
3.2	Seneste analyser af elforsyningssikkerheden .....	31
4	Klimarådets metode til analyse af elforsyningssikkerhed .....	34
4.1	Analysens formål, metode og scenarier .....	34
4.2	Kritiske perioder med lav produktion fra sol- og vindenergi .....	38
5	Resultater for scenarier hvor elforsyningssikkerheden sættes under pres .....	44
5.1	Elforsyningssikkerhed i et presset vejrår .....	44
5.2	Elforsyningssikkerheden under vejr- og transmissionschok .....	50
5.3	Elpriser .....	53
6	Løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden .....	57
6.1	Tekniske løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden .....	57
6.2	Rammevilkår for implementering af tekniske løsninger .....	60
7	Resultater for løsninger til at opretholde elforsyningen i pressede situationer .....	62

7.1	Løsninger og omkostninger ved at undgå elafbrud i pressede situationer .....	62
7.2	En alternativ fremtid med færre gaskraftværker og mere varierende kapacitet og transmission .....	71
7.3	Samfundsøkonomisk målsætning for elforsyningsikkerhed og regulatoriske udfordringer .....	75
7.4	Regulerbar elproduktion fra nye eller eksisterende værker .....	78
7.5	Biomasse og elforsyningsikkerhed .....	80
7.6	Atomkraft i Danmark.....	81
	Referencer .....	86

## Hvem er Klimarådet?

Klimarådet er et uafhængigt ekspertorgan, der rådgiver regeringen om, hvordan omstillingen til et klimaneutralt samfund kan ske, så vi i fremtiden kan leve i et Danmark med meget lave udledninger af drivhusgasser og samtidig fastholde blandt andet velfærd og udvikling. Klimarådet skal årligt vurdere, om regeringens klimainsats anskueliggør, at de danske klimamål nås. Rådet skal desuden bidrage til den offentlige debat og udarbejder også løbende analyser og anbefalinger til klimainsatsen.

## 1 Indledning, konklusioner og anbefalinger

Danmark kan bevare en høj elforsyningssikkerhed selv i ekstreme vejr situationer, også selv om det europæiske elsystem i høj grad vil være baseret på sol- og vindenergi. Forsyningen kan sikres med enkle løsninger, uden at de samlede omkostninger til elforsyningen øges betydeligt. Løsningerne består blandt andet i at gøre vores elforbrug mere fleksibelt, at lagre energien og at investere i reservekapacitet, som kan anvendes i få, men afgørende situationer. Omstillingen af energisystemet sætter dog elforsyningssikkerheden i Danmark under et større pres end i dag. Det sker, fordi elforbruget vil vokse massivt, samtidig med at elproduktionen i stigende grad vil komme fra sol og vind, som ikke kan reguleres efter forbruget på samme måde som traditionelle kraftværker. Klimarådets analyse fokuserer på tilgængeligheden af strøm i det danske og europæiske elsystem, den såkaldte effekttilstrækkelighed, og undersøger mulige løsninger for at opretholde denne. Udfordringerne for elforsyningssikkerheden er håndterbare, men implementeringen af løsninger kan tage mange år. Energimyndighederne bør derfor være opmærksomme på at håndtere udfordringerne rettidigt.

### 1.1 Indledning og formål

#### **Fremtidens energisystem vil være domineret af vedvarende energi fra sol og vind**

I 2040 vil det danske energisystem se markant anderledes ud end i dag. Elproduktionen vil stort set udelukkende stamme fra vedvarende energi, og strømforbruget vil være markant større.

Udviklingen drives i høj grad af politiske aftaler og ambitioner i Danmark og i EU, som sigter efter en massiv udbygning af blandt andet havvindmøller og solceller samt en elektrificering af en stor del af Europas energiforbrug. Fx er der i Danmark en målsætning om at firedoble elproduktionen fra sol og vind på land frem mod 2030, og havvindmøller skal bidrage med næsten 13 GW i 2030 og endnu mere på længere sigt. Dette er nødvendigt for at reducere energisektorens klimapåvirkning og sikre realiseringen af globale og nationale klimamål.

#### **Stigende elforbrug og færre kraftværker sætter elforsyningssikkerheden under pres**

Omstillingen af energisystemet sætter elforsyningssikkerheden under pres. Når elproduktionen i stigende grad kommer fra vind og sol, vil en stigende andel af produktionen ikke kunne tilpasses forbruget i samme grad som tidligere. Det skyldes, at sol- og vindenergi er varierende energikilder, der ikke kan opjusteres efter behov. Dermed er der en potentiel risiko for, at der ikke er strøm i stikkontakten på alle tidspunkter.

Presset forstærkes af, at cirka halvdelen af den regulerbare kraftværkskapacitet forventes at blive udfaset i Danmark frem mod 2040. Med regulerbar kraftværkskapacitet menes kraftværker, hvor man kan justere op og ned for produktionen af el og dermed lade produktionen afhænge af efterspørgslen.

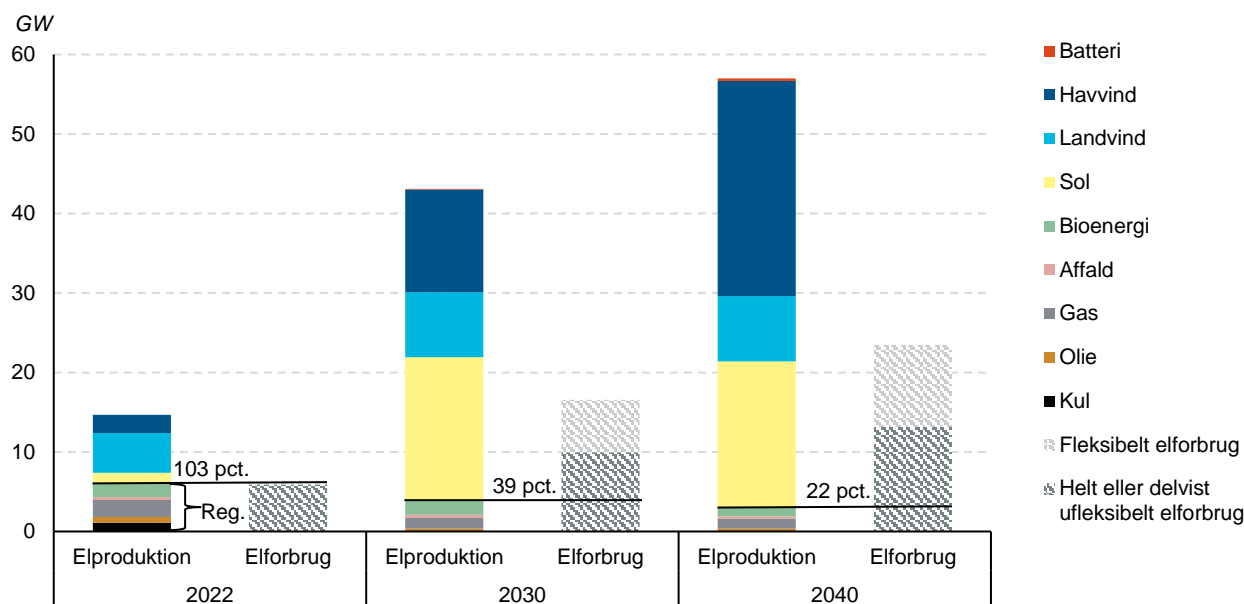
I dag kommer den regulerbare kapacitet fra biomassefyrede kraftvarmeværker og kraftværker baseret på fossil energi eller anden bioenergi. Udfasningen af regulerbar kapacitet – og en samtidig stigning i elforbruget som følge af fx elektrificering og flere datacentre – vil gøre det vanskeligere at opretholde elforsyningssikkerheden. Derfor er der behov for løsninger, som kan håndtere denne udfordring.

#### **Kraftværker kan ikke dække det ufleksible elforbrug i fremtiden**

Elforbruget indeholder både et fleksibelt og et ufleksibelt element. Det fleksible elforbrug kan skubbes i tid, når der ikke produceres nok strøm, fx forbruget fra store power-to-X-anlæg. Det ufleksible forbrug kan derimod ikke skubbes i tid uden videre, fx elforbruget til madlavning, belysning og mange industrivirksomheder.

Udfordringen ved det ufleksible elforbrug er illustreret i figur 1.1. Figuren viser, at danske regulerbare kraftværker i både 2030 og 2040 vil dække en væsentlig mindre andel af det ufleksible elforbrug, end det er tilfældet i dag. Hvor vi i dag omtrent kan dække hele det ufleksible forbrug med kraftværker, falder denne andel til omkring 40 pct. i 2030 og 20 pct. i

2040. Udviklingen betyder, at vi generelt bliver mere afhængige af strøm fra varierende energikilder, ellagre eller fra udlandet.



Figur 1.1 Fremskrivning af elproduktionskapacitet og elforbrug i Danmark frem mod 2040

Anm. 1: Procentsatsen angiver, hvor meget af det uflexible forbrug der kan dækkes af regulerbar elproduktion.

Anm. 2: I figuren regnes bioenergi (biomasse og biogas), gas, affald og andet som regulerbar produktion (Reg.)

Anm. 3: Elforbruget er opdelt i 'Helt eller delvist uflexibelt' og 'Flexibelt' og angiver forbruget i den time på året, hvor forbruget er størst.

Kilder: Klimarådet, Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021 og ENTSO-E & ENTSOG, *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2022.

Den samme tendens ses i udlandet, hvor elforbruget og elproduktionen fra solceller og vindmøller ligeledes stiger, samtidig med at den regulerbare kraftværkskapacitet reduceres, dog i relativ mindre grad end i Danmark. Selv om vi løbende udbygger elkablerne til udlandet, som ofte kan hjælpe os i pressede situationer, er der ikke garanti for, at der altid er strøm nok at hente på den anden side af grænsen. Det er vigtigt at være opmærksom på dette, når regeringen og myndighederne skal planlægge, hvordan udfordringerne med elforsyningsikkerheden skal håndteres.

## Analysen ser på elforsyningsikkerheden under nogle af de værst tænkelige forhold

Formålet med denne analyse er at undersøge, om vi kan opretholde elforsyningsikkerheden med tilstrækkelig effekt i et fremtidigt elsystem, som primært er baseret på sol- og vindenergi. Populært sagt: Kan vi være sikre på at få strøm i kontakterne i de timer, hvor solen ikke skinner og vinden ikke blæser? Det er nemlig vigtigt at få vished om, at vi kan håndtere de udfordringer for elforsyningen, som kan følge af den igangværende omstilling af energisektoren.

Analysen fokuserer på de mest udfordrende forsyningssituationer. De er typisk karakteriserede af dårlige vejrforhold eller store tekniske problemer. Dårlige vejrforhold er i denne sammenhæng særligt koldt vejr, hvor solen ikke skinner og vinden ikke blæser, og hvor elforbruget til opvarmning er højt.

Præmissen for analysen er, at vi i Danmark fortsætter udbygningen med sol- og vindenergi som annonceret i de seneste politiske aftaler. Dog er regeringens udmeldinger i forbindelse med Grønt Marienborgmøde i april 2023 ikke medtaget. Samtidig antager analysen, at udlandet også udbygger med sol- og vindenergi og øger elforbruget. Derudover antager analysen også en udbygning med transmissionsforbindelser, ellagre og forbrugsfleksibilitet i Europa, som følger analyser fra netværket af europæiske eltransmissionssystemoperatører, ENTSO-E.

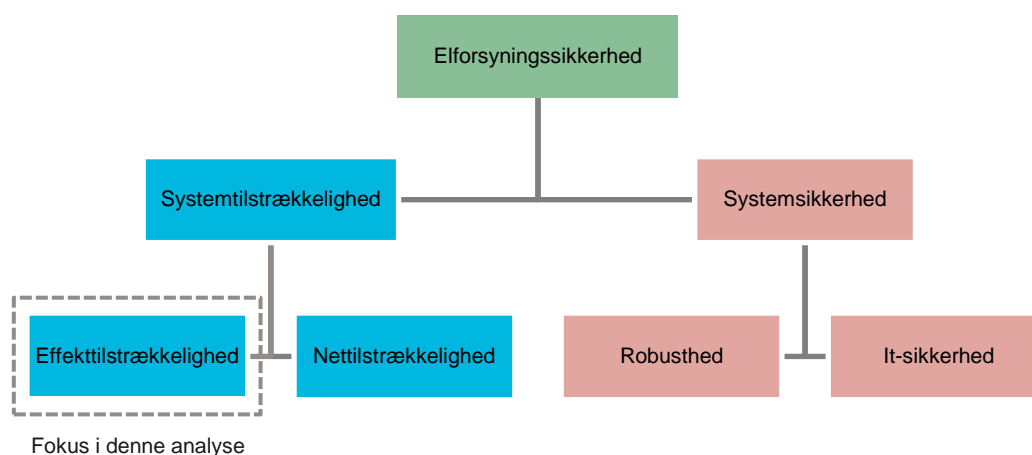
Analysen undersøger først, hvilke konsekvenser det vil få, hvis vi *ikke* gør en indsats for at håndtere fremtidens udfordringer med elforsyningsikkerhed. Det vil her blive beskrevet, hvor hyppigt der vil opstå elafbrud, hvor lange perioderne uden strøm vil være, og hvor meget strøm der vil mangle. Dernæst fokuserer analysen på, hvordan forskellige løsninger kan forbedre elforsyningsikkerheden i et elsystem med en høj andel varierende sol- og vindenergi. Konkret undersøger analysen, hvordan regulerbare kraftværker, energilagring og øget forbrugsfleksibilitet kan bidrage til at afværge problemer med elforsyningsikkerheden, og hvad løsningernes individuelle bidrag og omkostninger er.

## 1.2 Analysens afgrænsning og metode

### Analysen handler om risikoen for utilstrækkelig produktion af strøm

Elafbrud kan skyldes mange forhold. En af årsagerne kan være, at der ikke kan produceres nok strøm, hvilket også kaldes elmangel eller effektmangel. Elafbrud kan også skyldes, at elnettet ikke har tilstrækkelig kapacitet til at transportere strømmen ud til forbrugerne, og det kan skyldes pludseligt opståede udfordringer, som fx cyberangreb, sabotage og andre driftsforstyrrelser. Begrebet *elforsyningsikkerhed* dækker alle disse årsager, som er præsenteret i figur 1.2.

Klimarådets analyse fokuserer på risikoen for *effektmangel*, da denne risiko i den offentlige debat ofte omtales som en særlig udfordring ved at omstille vores energisystem til sol og vind, og da flere tidligere analyser har advaret om udfordringen. Blandt andet er problemstillingen fremhævet i den seneste årlige analyse af elforsyningsikkerheden fra Energinet.<sup>1</sup> Omstillingen af energisystemet kan også medføre manglende nettilstrækkelighed og problemer i forhold til fx frekvensregulering og manglende inert. Disse udfordringer er imidlertid ikke fokus for denne analyse.



Figur 1.2 Delelementer af elforsyningsikkerhed

Anm.: Figuren viser en overordnet opdeling af elforsyningsikkerhed i to kategorier: systemtilstrækkelighed og systemikkerhed. I praksis vil de enkelte delelementer delvist overlape.

Kilder: Klimarådet på baggrund af Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.

### Analysen trækker på historiske vejrdata og simulerer det europæiske elsystem time for time

Analysen undersøger historiske vind- og solforhold for de seneste knap 40 år. Vejrforholdene giver en idé om, hvilke kritiske hændelser vi kan forvente i fremtiden, og hvor hyppigt de vil forekomme. Dette er vigtigt, fordi kritiske vejrmonstre er afgørende for vurderingen af effektmangel i en fremtid med store mængder varierende vind- og solenergi. Analysen af de historiske vejrdata er opsummeret i boks 1.1.

Elforsyningsikkerheden undersøges i en simulering i energisystemmodellen Balmorel. Simuleringen tager udgangspunkt i historiske vejrdata, hvor elproduktionen fra sol og vind følger udvalgte vejrprofiler for at afdække potentiel elmangel under pressede vejrforhold. Modellen simulerer det europæiske elsystem time for time i forhold til produktion, forbrug og transmission af strøm. Det er nødvendigt at inkludere mange lande i modellen, fordi elsystemerne

i Europa et tæt forbundne. Landene er dermed gensidigt afhængige af hinanden, og denne afhængighed forventes at stige i takt med udbygningen af vind- og solenergi.

I modellen er der indlagt antagelser for udbygning af sol- og vindenergi samt udbygning og/eller udfasning af alle andre typer elproduktionsteknologier i Europa. Der er også indlagt antagelser om udviklingen i elforbruget. Antagelserne for produktionskapaciteter og forbrug følger ENTSOG, det europæiske netværk af transmissionssystemoperatører for gas, og ENTSO-E's scenarie *Global Ambition*, der er udformet til at være konsistent med Parisaftalens målsætning om begrænsning af temperaturstigningerne samt EU's 2030-ambitioner i *Fit for 55*. Energisystemmodellen simulerer på denne baggrund udbud og efterspørgsel på de europæiske energimarkeder på timebasis og afgør, hvilke anlæg der vil producere i en given time, og om der er tilstrækkelig produktion til at undgå elafbrud.

## Simuleringer af elsystemet er bygget op omkring fire centrale scenarier og mulige løsninger

Analysen undersøger elforsyningssikkerheden i fire forskellige scenarier. Scenarierne er opbygget således, at de gradvist øger presset på elforsyningssikkerheden ved først at simulere et år med normale vejrforhold for derefter at skrue op for udfordringerne – først med pressede vejrforhold og derefter med ekstreme chok.

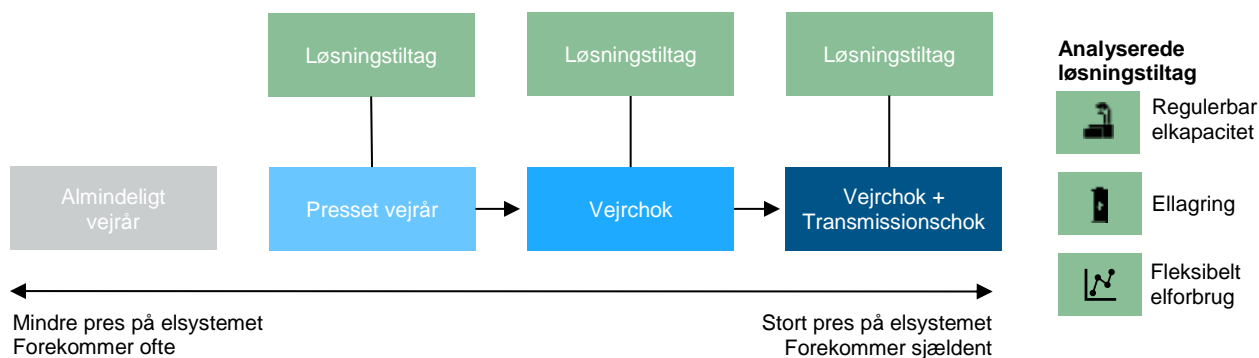
De analyserede løsningstiltag er ekstra regulerbar elproduktionskapacitet, mere lagring og mere fleksibelt elforbrug. Disse tiltag kan igangsættes fra dansk side og vil have direkte indflydelse i Danmark. Transmissionskapacitet til og fra udlandet er også et vigtigt element til at opretholde elforsyningssikkerheden i Danmark, men effekten af øget transmissionskapacitet analyseres ikke som et selvstændigt tiltag i denne analyse.

En øget transmissionskapacitet kan sikre en mere effektiv udnyttelse af vind- og solenergi og bidrager til at reducere de samlede omkostninger ved omstillingen af energisektoren.<sup>2</sup> Af denne årsag antages det i alle modellens scenarier, at transmissionskapaciteten udvides med omkring 5 GW frem mod 2040 ud over den aktuelle fremskrivning. Denne udvidelse følger ENTSO-E's plan for udviklingen af den europæiske infrastruktur, som afspejlet i såkaldte *System needs*-analyser.<sup>3</sup> Hvis udvidelsen ikke finder sted, kan det stille elforsyningssikkerheden dårligere end beskrevet i denne analyse.

Analysens fire scenarier er oplistet herunder og er også opsummeret i figur 1.3.

- **Almindeligt vejrår:** Scenariet afspejler et år med normale vind- og solforhold og en normal nedbørsmængde til vandkraft i Norden.
- **Presset vejrår:** Scenariet afspejler et vejrår med dårligere vind- og solforhold end det almindelige vejrår samt lav nedbørsmængde til vandkraft i Norden. Disse forhold er vigtige for elforsyningssikkerheden i Danmark. Bedømt ud fra de historiske data vil år med tilsvarende udfordrende vejr som i det pressede vejrår meget vel kunne opleves hvert årti. Vejråret er blandt andet presset, fordi der gennemsnitligt set er lav produktion fra sol- og vindenergi, og vejråret indeholder samtidig nogle kritiske, kortere perioder med meget lav produktion fra sol- og vindenergi.
- **Vejrchok:** Scenariet afspejler et vejrchok, hvor elsystemet presses yderligere af mindre produktion fra sol og vind end i scenariet med et presset vejrår. Vejrchokket kan betragtes som noget lignende en 100-års hændelse og er et såkaldt syntetisk vejrår konstrueret på baggrund af de knap 40 års historiske vejrdata.
- **Vejr- og transmissionschok:** Scenariet tilføjer et transmissionschok oven i vejrchokket og afspejler dermed en situation, hvor kritisk infrastruktur er ude af drift på nogle meget kritiske tidspunkter. Konkret antages det, at transmissionsforbindelserne til og fra Sverige og Norge er lukket i to uger, hvor der samtidig er meget lidt vind og sol. Lukningen af transmissionsforbindelserne kunne fx skyldes sabotage. Sabotage har ofte som mål at skabe størst mulig skade, og sabotage i elsektoren vil dermed mest oplagt finde sted i perioder, hvor elsystemet i forvejen er presset. Da dette chok fx kan skyldes en politisk motiveret begivenhed, er det vanskeligt at fastsætte en sandsynlighed for, at det vil indtræffe.

I analysens første del undersøges omfanget af elafbrud i de forskellige scenarier. I analysens andet del undersøges det, hvordan forskellige løsninger kan bidrage til at afværge de potentielle afbrud.



Figur 1.3 Analysens scenarier og undersøgelse af løsningsmuligheder

Kilde: Klimarådet.

Man kan godt forestille sig andre pressede scenarier, som vil have implikationer for det europæiske og danske elsystem i 2030 og 2040. Fx har det europæiske elsystem i de seneste år været under markant pres som følge af en kombination af forsyningsproblemer for gasfyrede kraftværker, begrænsede nedbørsmængder og tilstrømning af vand til vandkraftværker i Norden, og af at en relativ stor andel af de europæiske atomkraftværker af forskellige årsager har været ude af drift.

Både gasmangel og lave nedbørsmængder er relateret til spørgsmålet om elforsynings sikkerhed og kan i visse situationer skabe øget risiko for elafbrud. Imidlertid vil der som oftest kunne økonomiseres med de sparsomme forsyninger af gas og vand, så det vil være muligt at forsyne og opretholde produktion på gaskraft- og vandkraftværker i de specifikke timer, hvor der ellers ville opstå elafbrud.

Klimarådet har valgt at fokusere på scenarier, som udgør en betydelig udfordring for et fremtidigt elsystem baseret på sol- og vindenergi (scenarierne med presset vejrår og vejrchok), og hvor integration af elsystemet med omkringliggende lande spiller en central rolle (scenarierne med transmissionschok).

### Klimaforandringerne påvirker sandsynligvis ikke omfanget af perioder med lav produktion fra vind og sol

Undersøgelserne i denne analyse tager udgangspunkt i knap 40 års historiske vejrdata. I og med at der allerede er tydelige tegn på klimaforandringer og ændringer i Europas vejrforhold, er det naturligt at spørge, om de historiske vejrdata er repræsentative for det fremtidige vejr. Her er svaret, at selv om klimaforandringer kan udfordre elforsynings sikkerheden på en række områder fremadrettet, indikerer videnskabelig litteratur, at klimaforandringerne sandsynligvis ikke vil påvirke elproduktionen fra vindmøller og solceller i perioder med meget lave vind- og solressourcer.<sup>4</sup>

### Man bør i et samfundsøkonomisk perspektiv acceptere en vis risiko for elafbrud

Klimarådets analyse undersøger, hvorvidt og hvordan forskellige løsninger kan sikre elforsyningen i ekstreme situationer. Analysen fastsætter derimod ikke det samfundsøkonomisk optimale niveau for elforsynings sikkerhed, ligesom analysen ikke siger noget om, hvorvidt man bør sikre elforsyningen i alle tænkelige situationer.<sup>5</sup> I dag er det nuværende planlægningsmål for elafbrud på 38 afbrudsminutter om året i gennemsnit for en elforbruger. Danske forbrugere har de seneste mange år i gennemsnit oplevet elafbrud svarende til omkring 20 afbrudsminutter om året, hvilket er lavere end planlægningsmålet og meget lavt sammenlignet med andre europæiske lande.<sup>6</sup> Disse afbrud er ikke kommet som følge af effektmangel, men har været forårsaget af øvrige problemer, primært i elnettet.

Når elsystemet skal dimensioneres, er det vigtigt med et bredt samfundsøkonomisk perspektiv. I sådant et perspektiv er det uforholdsmæssigt dyrt at indrette et elsystem, der er robust nok til at undgå elafbrud i enhver tænkelig situation. Det vil altså sandsynligvis ikke være samfundsøkonomisk optimalt at have kapacitet til rådighed, som kan dække alle de sjældne og ekstreme situationer, der undersøges i denne analyse.



Niveauet for elforsyningsikkerhed bør optimalt set afspejle en afvejning af omkostningerne ved at mangle strøm op imod omkostningerne ved de løsninger, der kan reducere risikoen for elafbrud. Det kan derfor være samfundsøkonomisk billigere at acceptere en vis risiko for elafbrud frem for at investere i tekniske løsninger, der kan dække alle ekstreme forhold. Denne afvejning foretager vi allerede i dag, hvor et planlægningsmål på 38 afbrudsminutter om året opfattes som acceptabelt.

## Boks 1.1 Analyse af historiske vejrdata

Analysens gennemgang af historiske vejrdata de sidste godt 40 år viser, at der i EU og Danmark ikke findes eksempler på længerevarende perioder helt uden sol og vind. Dog findes der perioder, hvor elproduktionen fra disse energikilder kan være meget lav. Elproduktionen vil i en given periode altid afhænge af, hvor lang en periode det drejer sig om, og hvor stort et geografisk areal der dækkes:

- Den værste historiske 1-dagsperiode i Europa havde en gennemsnitsproduktion på 10 pct. af den strøm, der maksimalt kan produceres fra den europæiske vind- og solkapacitet. Den værste periode af tilsvarende længde i Danmark er værre, idet der kun er en elproduktion på 1 pct. af den strøm, der maksimalt kan produceres fra dansk vind- og solkapacitet.
- For en 3-dagesperiode stiger disse tal til henholdsvis 14 pct. og 2 pct.
- For en 14-dagesperiode stiger tallene til henholdsvis 22 pct. og 10 pct.

Eksemplerne viser, at jo længere en periode og jo større et areal der betragtes, desto højere er den gennemsnitlige elproduktion fra sol og vind, man som minimum kan forvente. Dette er en vigtig pointe, fordi den har betydning for, hvilke løsninger der kan sikre elforsyningsikkerheden.

## 1.3 Modelsimuleringer af elforsyningsikkerheden under pres

Resultaterne i dette afsnit viser, hvordan elforsyningsikkerheden i Danmark vil udvikle sig, hvis der ikke implementeres dedikerede løsninger på problemstillingen omkring elforsyningsikkerhed, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem. De specifikke antagelser er uddybet i kapitel 4.

### Der er risiko for elafbrud og høj effektmangel i et presset vejrår

Analysen indikerer, at der ikke vil opstå problemer i et almindeligt vejrår. I et presset vejrår uden løsningstiltag opstår der derimod elafbrud i flere europæiske lande, herunder også i Danmark. Når elproduktionen fra vindmøller og solceller i perioder af året er stærkt begrænset og elforbruget er højt, er det ikke muligt at dække hele elforbruget.

Simuleringerne indikerer, at effekt manglen i Danmark kan blive meget stor allerede i 2030, og at den vil stige yderligere frem mod 2035 og 2040. Det viser tabel 1.1. I et presset vejrår uden løsningstiltag er effekt manglen i den værste time i 2030 omtrent 2 GW, hvilket stiger til over 3,5 GW i 2035 og over 4,5 GW i 2040. Dette er en stor effekt mangel set i forhold til elforbruget i disse timer. Effekt manglen svarer til henholdsvis cirka 25 pct., 40-45 pct. og cirka 50 pct. af elforbruget i de mest pressede timer. Situationer som disse ville kræve, at der bliver lukket for strømmen til en betydelig andel af de danske elforbrugere.

### Ekstreme chok har stor betydning for effekt manglen

Når elsystemet udsættes for mere ekstreme chok, forværres situationen yderligere. Det er især effekt manglen i de kritiske situationer, der forøges, og i mindre grad varigheden af potentielle elafbrud.

I et år med et vejrchok uden løsningstiltag stiger effekt manglen til 2,4 GW i 2030 og 5,8 GW i 2040 - se tabel 1.1. Og ved en kombination af et vejrchok og transmissionschok stiger effekt manglen i den værste time til 4 GW i 2030 og yderligere op mod 8 GW i 2040. Opgjort relativt til elforbruget, udgør effekt manglen i de mest pressede timer omkring 55 pct. i 2030 og omkring 85 pct. i 2035 og 2040.

Effektmangel i denne størrelsesorden vil kræve, at der bliver lukket for strømmen til stort set alle forbrugere, men de danske netselskaber vil med et forberedende arbejde stadig kunne levere strøm til basale funktioner i samfundet som hospitaler og forskellige offentlige institutioner. Elforbrugere, der meget dårligt kan tåle elafbrud, har dog typisk egen nødforsyning i form af fx en dieselgenerator eller batterier.<sup>7</sup>

Et vejrchok øger i flere tilfælde længden af de enkelte perioder med effektmangel med flere timer. I det kombinerede vejr- og transmissionschok opstår en længere periode med elafbrud, der varer i næsten 4 døgn. I langt de fleste timer af dette elafbrud vil det kun være en mindre andel af det samlede antal elforbrugere i Danmark, som oplever elafbruddet og altså erfarer, at der ikke er strøm i stikkontakten. Elafbrud af en sådan varighed vil være ganske voldsomt, men det skal her huskes, at sandsynligheden for, at de pågældende vejrforhold indtræffer i kombination med de antagne tekniske chok, er meget lav.

Tabel 1.1 Maksimal elmangel og antal timer med effektmangel i forskellige scenarier uden løsnings tiltag

Scenarie	2030		2040	
	Maksimal elmangel	Antal timer med elmangel	Maksimal elmangel	Antal timer med elmangel
Almindeligt vejrår	0 GW	0 timer	0 GW	0 timer
Presset vejrår	1,9 GW	59 timer	4,6 GW	83 timer
Vejrchok	2,4 GW	76 timer	5,8 GW	130 timer
Vejr- og transmissionschok	4,2 GW	99 timer	7,9 GW	194 timer

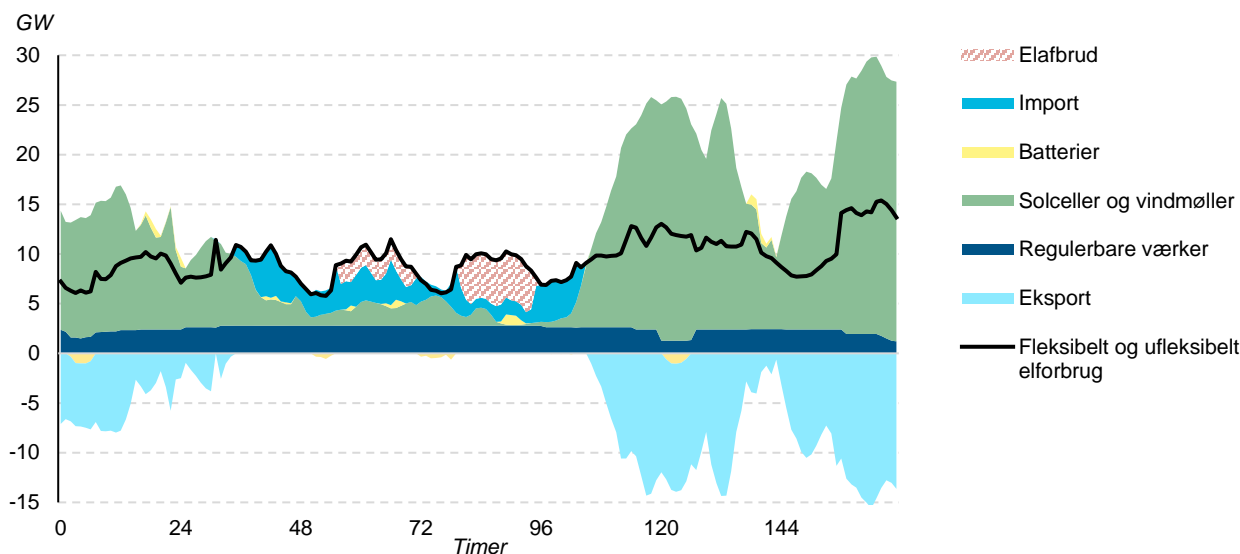
Anm: Timer med elmangel angiver det samlede antal timer med elafbrud i et år og ikke længden af sammenhængende perioder.

Kilde: Klimarådet.

## Elafbrud opstår i få afgrænsede perioder i vintermånederne

Risikoen for elafbrud er størst i vindfattede perioder om vinteren, hvor elproduktionen fra solceller generelt er lavere end resten af året og hvor elforbruget er højt. I et presset vejrår vil der ifølge simuleringerne opstå elafbrud i seks eller syv afgrænsede perioder. I 2030 er den korteste periode 4 timer og den længste 15 timer, mens periodelængden øges til mellem 8 og 16 timer i 2040. I sådanne perioder vil myndighederne skulle håndtere elmanglen ved hjælp af såkaldt kontrollerede afbrud, hvor der periodevis (typisk i 2 timer) lukkes for strømmen til forbrugere i udvalgte geografiske områder. Det kan i flere tilfælde være muligt at informere kunderne om muligheden for afbrud inden selve afbruddet sker.

I løbet af en vinteruge i et presset vejrår i 2040 indeholder simuleringerne elafbrud i to afgrænsede perioder. Det viser figur 1.4, som angiver modelresultater af balancen i det danske elsystem i denne uge. Ugens 168 timer er indikeret på x-aksen. De to elafbrud er markeret med rød skravering i figuren. Lav elproduktion fra vindmøller og solceller i kombination med den manglende implementering af løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden er blandt årsagerne til, at der i Danmark ikke er tilstrækkelig elproduktion til at dække efterspørgslen. De vejrforhold, som forårsager lav elproduktion fra vindmøller og solceller i Danmark, påvirker også de omkringliggende lande, hvilket betyder, at der samtidig ikke er strøm nok at hente i udlandet, og importen af el er derfor lav.



Figur 1.4 Produktions- og forbrugsbalance i Danmark i en uge i 2040 i et presset vejrår uden løsnings tiltag

Anm.: Figuren viser elproduktion, elforbrug, elimport, eleksport og elafbrud i en vinteruge i 2040 med presset vejr. For uddybning af anmærkninger til figuren henvises til figur 5.3 i kapitel 5.

Kilde: Klimarådet.

### Danmark bliver mere afhængig af udlandet

I dag kan Danmark stort set dække sit indenlandske elforbrug uden import af strøm. Det skyldes, at indenlandske regulerbare værker, vindmøller og solceller kan dække det danske elforbrug i næsten alle årets timer. Der kan dog opstå nogle særlige situationer, fx i forbindelse med havari på kraftværker, hvor vi er afhængige af udlandet. I realiteten dækker dansk elproduktion dog ikke vores eget elforbrug time for time, og der sker en stor udveksling af strøm mellem Danmark og udlandet, som er et resultat af vores integration i det fælles elmarked.

Danmark bliver frem mod 2040 i stigende grad afhængig af import af strøm i enkelte perioder. Det gælder både i et presset vejrår, men også i et mere almindeligt vejrår. I et presset vejrår vil vi være afhængige af import i omkring 11-13 pct. af årets timer (cirka 900-1.100 timer ud af årets i alt 8.760 timer), afhængigt af om man ser på 2030, 2035 eller 2040 – se tabel 1.2. I 2030 er importafhængigheden i Danmark op mod 5 GW i den værste time. Dette stiger til omkring 6 GW i 2035 og 8 GW i 2040. Disse tal svarer til, at op imod 85 pct. af det danske elforbrug skal leveres via import i de givne timer. Importafhængigheden er dog periodevis, og set over et helt år bliver Danmark forventeligt nettoeksportør af strøm.

Tabel 1.2 Importafhængighed i et presset vejrår

År	Maksimal importafhængighed	Antal timer med importafhængighed
2022	~ 0 GW	~ 0 timer
2030	4,7 GW	921 timer
2035	6,3 GW	1.109 timer
2040	7,9 GW	1.070 timer

Anm: Importafhængighed er beregnet som ufleksibelt elforbrug fratrukket elproduktion fra varierende energikilder og fratrukket tilgængelig regulerbar kapacitet i en given time. Importafhængigheden angiver dermed den del af det danske elforbrug, som i en given time ikke kan mødes af enten vindmøller, solceller eller regulerbar kapacitet placeret i Danmark.

Kilde: Klimarådet.

## Større importafhængighed er ikke nødvendigvis et problem

Større periodevis importafhængighed er ikke nødvendigvis et problem, hvis vi kan regne med elforsyningen fra udlandet, når vi har et behov for at importere strøm. Denne forsyning kræver dog, at der er strøm at hente i udlandet, at transmissionsforbindelsen er til rådighed mellem de relevante lande, og at eksportlandet i øvrigt opfylder sin forpligtelse til at eksportere el. Man kan sige, at vi med øget importafhængighed fæstner lid til, at vores nabolande både kan og vil hjælpe os i situationer, hvor vi ellers vil opleve elmangel i Danmark.

Samtidig er det relevant at nævne, at øget integration af elmarkeder også har en række positive effekter. Øget integration vil som udgangspunkt føre til en mere effektiv fordeling af energien i Europa, idet den giver bedre mulighed for, at lande kan udnytte hinandens energiressourcer optimalt og føre energien derhen, hvor der er mest brug for den.

## 1.4 Modelsimuleringer med løsninger til pressede perioder

### Elforsynings sikkerheden kan sikres selv i ekstreme situationer

Resultaterne i dette afsnit viser, hvordan elforsynings sikkerheden i Danmark vil udvikle sig, hvis der implementeres løsninger på problemstillingen omkring elforsynings sikkerhed. Der findes gode muligheder for, at vi kan understøtte elsystemet, så vi reducerer omfanget af elafbrud eller helt undgår at mangle strøm i udfordrende perioder. De analyserede løsninger består i at gøre vores elforbrug mere fleksibelt, at lagre mere energi og investere i reservekapacitet, som kan anvendes i få, men vigtige situationer.

Det er dog ikke givet, at vi faktisk bør implementere løsningerne i et omfang, så vi helt undgår elafbrud. Det skyldes, at dette vil kræve etablering af meget omfangsrige løsninger, og at den lager- eller reservekapacitet, som etableres for at sikre mod udfald i de aller mest ekstreme scenarier, må forventes at komme i anvendelse særdeles sjældent. Det kan gøre det vanskeligt at retfærdiggøre etableringen af denne del af den samlede kapacitet.

### Regulerbare kraftværker kan afværge alle elafbrud uden en betydelig klimapåvirkning

I modellen kan alle elafbrud afværges med ekstra regulerbare kraftværker, fx gasturbiner. Hvis regulerbare kraftværker er det eneste redskab, der anvendes til at sikre forsynings sikkerheden, er der brug for cirka 5-8 GW ekstra kapacitet afhængigt af scenariet – se figur 1.5. I modelsimuleringerne leverer disse kraftværker el i op til 195 timer i det mest udfordrende år, hvor der ellers ville have været elafbrud. Det svarer til omkring 2 pct. af årets timer. Når kraftværkerne kun leverer i disse timer, opererer de reelt som reservekapacitet.

Det vil medføre et vist gasforbrug at opretholde elforsyningen via regulerbare gasturbiner i år med elafbrud. Det vil svare til en stigning i det forventede gasforbrug i energisystemet fra omkring 42 PJ til 47 PJ, svarende til en stigning på 14 pct. i de mest ekstreme år. Hvis gasturbinerne beregningsteknisk antages at anvende fossil naturgas, svarer dette til en udledning på omkring 0,3 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2040. Alligevel vurderer Klimarådet, at der umiddelbart ikke er en betydelig klimapåvirkning ved at anvende gasturbiner til at sikre elforsynings sikkerheden. Det skyldes, at de pressede situationer sandsynligvis vil forekomme sjældent, og at gasturbinerne ikke vil være nødvendige i almindelige vejrår uden risiko for elafbrud, hvorfor der ikke vil være et gasforbrug i disse år. Desuden kan der fremadrettet være mulighed for at anvende fx grøn brint eller biometan.

### Ellagring og fleksibelt forbrug kan bidrage, men skal kombineres med regulerbare kraftværker

Analysen viser, at øget ellagring og øget forbrugsfleksibilitet også kan bidrage til at afværge elafbrud. Disse løsninger sænker behovet for regulerbare kraftværker, fx gasturbiner. Både ellagring og forbrugsfleksibilitet er i modellen undersøgt ved at opjustere mængden af lagring og forbrugsfleksibilitet, udover hvad der allerede indgår i de simuleringer, hvor elforsynings sikkerheden sættes under pres.

Teoretisk set kunne elafbrud afværges med ellagring alene, men det vurderes at blive meget dyrt at sikre forsynings sikkerheden på denne måde. Derfor er der i denne analyse udarbejdet et scenarie med ellagring, hvor ellagre og regulerbare kraftværker kombineres. I scenariet med øget forbrugsfleksibilitet vurderes det heller ikke muligt at øge forbrugsfleksibiliteten i et omfang, hvor denne løsning kan stå alene. Derfor er scenariet for denne løsning også et scenarie, hvor der indgår regulerbare kraftværker såvel som øget forbrugsfleksibilitet.

I scenariet med øget ellagring sænkes behovet for gasturbiner med op til 5 GW i et år med et kombineret vejr- og transmissionschok. I de mindre ekstreme scenarier kan lageret bidrage med relativt mere. Ellagring fungerer ved, at man lagrer strøm, når der er et overskud fra sol- og vindenergi og sender den ud i nettet igen, når der er brug for den. I modellen er lagring repræsenteret ved en generisk lagerteknologi, som teknisk svarer til termiske lagre, der fx lagrer energi i varme sten.

Øget forbrugsfleksibilitet sænker behovet for gasturbiner med 1,4 GW i et presset vejrår og med omkring 1 GW i et år med et kombineret vejr- og transmissionschok. Simuleringen med øget forbrugsfleksibilitet er modelleret ved at fremstillingsvirksomheder har mulighed for at reducere deres elforbrug, og ved at elbiler stilles til rådighed som batteri for elnettet. I modellen er dette ikke en mulighed i de andre scenarier. Dog har elforbrugere i analysens simuleringer uden øget forbrugsfleksibilitet en vis fleksibilitet i forbruget i husholdningen, fx ved at rykke tidspunktet, hvor opvaskemaskinen eller opladningen af elbilen startes.

Selv om øget forbrugsfleksibilitet kun har en mindre effekt i simuleringen, er forbrugsfleksibilitet generelt set en vigtig brik til at sikre elforsynings sikkerheden, idet fleksibiliteten kan bidrage betydeligt til at mindske elforbruget i de pressede perioder. Det er særligt elforbruget til varmepumper i fjernvarmesystemet og til power-to-X, som vil have stor fleksibilitet, og som dermed vil have stor betydning for elforsynings sikkerheden. Disse muligheder er altså aktive i alle analysens simuleringer og bidrager generelt set til at understøtte elforsynings sikkerheden.

### Løsningerne kan implementeres relativt billigt

Omkostningerne ved de behandlede løsninger fremgår af figur 1.5. Omkostningen til gasturbiner, der kan afværge alle elafbrud i scenarierne, ligger mellem 1,7 mia. kr. og 2,9 mia. kr. årligt. Hvis man holder værdien op imod prisen for det samlede elforbrug i det danske elsystem i 2040, svarer det omtrent til 2-3 øre pr. kWh. Beløbet udgør cirka 30-50 pct. af den nuværende systemtarif, der betales til Energinet for at sikre systembalancen (6,7 øre pr. kWh i 2023), og må betragtes som en relativ lav meromkostning til at sikre elsystemets drift.

For en almindelig husholdning, som i 2021 betalte 236 øre pr. kWh for strøm (den samlede elpris inklusive skatter, afgifter og tariffer), udgør en omkostning til gasturbiner på 2-3 øre pr. kWh en stigning i den samlede elpris på omkring 1 pct. Det svarer til en stigning i elregningen i størrelsesordenen 100 kr. om året for en gennemsnitsfamilie med to voksne og to børn.

Etablering af ekstra regulerbar kraftværkskapacitet er formodentlig den hurtigste måde at løse problemer med elforsynings sikkerhed. Det skyldes, at man kan anvende eksisterende infrastruktur samt gængs teknologi. Endvidere kan det være muligt at anvende eksisterende værker, som ellers ville være taget helt ud af drift.

### Elmangel fører til høje energipriser

Elpriserne presses op på et højt niveau i perioder med elmangel. Det gælder også i scenarierne, hvor løsninger implementeres. Konkret viser denne analyse, at med de nuværende regler i elmarkedet vil den gennemsnitlige elpris i et presset vejrår i 2030 blive forøget med 121 pct. relativt til et almindeligt vejrår, mens et kombineret vejr- og transmissionschok fører til en forøgelse på 162 pct. En sådan stigning kan i princippet indtræffe, selv om de analyserede løsningsforslag til elafbrud implementeres, men størrelsen på prisstigningen vil i sidste ende afhænge af elmarkedets indretning og typen af kapacitetsmekanisme.

Elprisen i et presset vejrår og ved yderligere vejr- og transmissionschok ligger på niveau med den faktiske elpris i 2022, hvor blandt andet forhøjede naturgaspriser medførte en usædvanlig høj elpris. Det er her værd at notere sig, at de historiske vejrdata indikerer, at det ikke vil være særligt hyppigt, at vi vil opleve år med de udfordringer, som er indikeret i det pressede vejrår, og at scenariet med det kombinerede vejr- og transmissionschok vil være ret usandsynligt.

Elpriserne i et almindeligt vejrår er – som betegnelsen indikerer – analysens forecast af det normale elprisniveau. Dette niveau er som nævnt væsentligt lavere end elprisen i de pressede år og væsentligt tættere på de historiske elpriser.

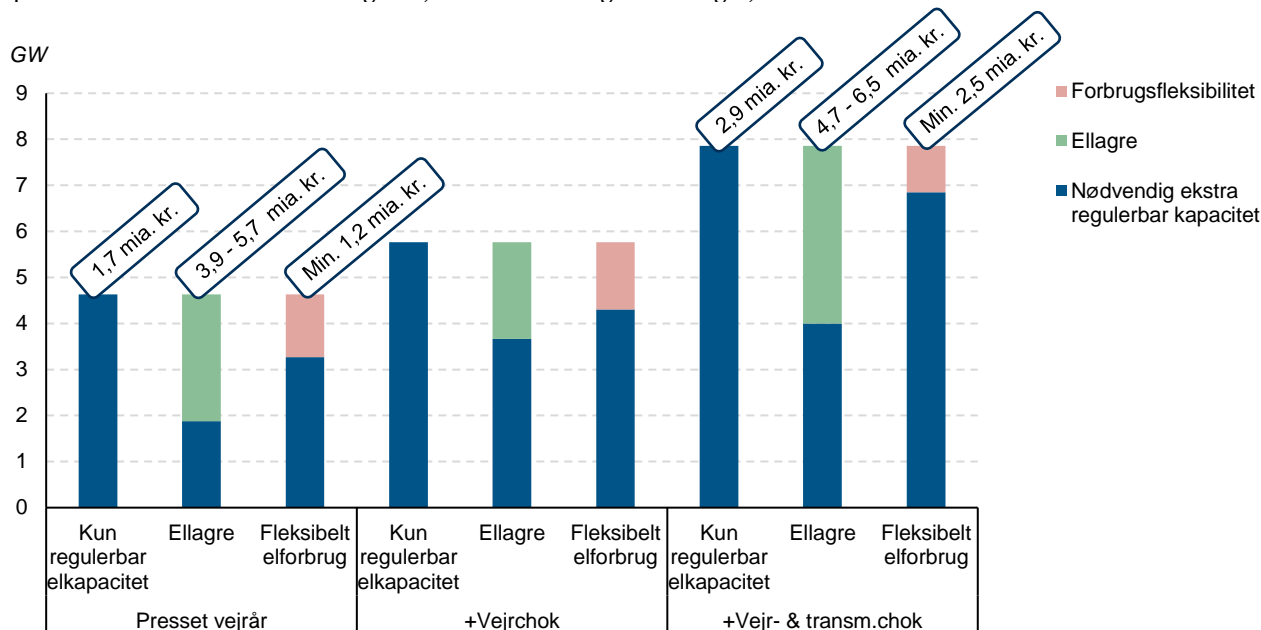
Det er muligt, at der kan opstå andre ekstreme scenarier end dem, der er gennemgået i denne analyse, og prisstigningerne vil i disse scenarier også meget vel kunne være markante. Dette er en reel udfordring ved omstillingen til et energisystem med meget sol- og vindenergi, og det er vigtigt at have fokus på dette med henblik på at sikre den sociale

sammenhængskraft og den generelle opbakning til den grønne omstilling. Det er et politisk spørgsmål, hvordan og i hvilket omfang man ønsker at håndtere denne problematik.

### Det er formodentlig samfundsøkonomisk billigst at anvende en kombination af løsninger

Omkostningsestimatet for de enkelte løsninger kan ikke bruges til at udpege den optimale kombination af løsninger. Det skyldes blandt andet, at analysen ikke undersøger scenarier med forskellige størrelse lagerkapacitet. Selv om den undersøgte simulering med lagerkapacitet medfører større omkostninger end scenariet med regulerbar elkapacitet, kan det altså ikke udelukkes, at mindre lagerstørrelser kan være samfundsøkonomisk optimale. Samtidig kan niveauet af eltransmissionskapacitet til og fra udlandet have betydning for behovet for de andre løsninger. Det vil også kunne afhjælpe problemstillingen omkring elmangel i et vist omfang.

Det er formodentlig samfundsøkonomisk billigst at anvende en kombination af løsninger for at forbedre elforsyningsikkerheden. Selv om analysen ikke kan fastlægge den optimale sammensætning, er det sandsynligt, at alle løsninger vil bidrage i et vist omfang. Det vil altså både inkludere øget regulerbar elkapacitet, fx i form af gasturbiner, lagring af energi og øget forbrugsfleksibilitet. Denne hypotese understøttes af, at analyser, som undersøger den optimale udbygning af elsystemer i et mere generelt perspektiv, typisk også når frem til en konklusion om, at kombinationen af de her undersøgte teknologier er optimal.<sup>8</sup> Hvis vi ønsker at sikre os mod de ekstreme hændelser, som er undersøgt i analysen, peger resultaterne dog på, at det er den regulerbare elkapacitet, som bør bidrage mest. En teknologineutral kapacitetsmekanisme vil delvist sørge for, at det er de billigste løsninger, der kommer i anvendelse.



Figur 1.5 Nødvendig ekstra regulerbar kapacitet og årlig omkostning til at afværge elafbrud

Anm. 1: Prisen over søjlerne repræsenterer et groft omkostningsskøn. Det er derfor vanskeligt at sammenligne omkostninger på tværs af scenarier. For *Fleksibelt elforbrug* er kun angivet udgiften til de gasturbiner, som anvendes i kombination med øget forbrugsfleksibilitet, og der er således ikke medtaget en omkostning forbundet med selve forbrugsfleksibiliteten. Dette skyldes, at det samlet set er vanskeligt at fastlægge omkostningen ved øget fleksibilitet. Der forventes dog at være en samfundsøkonomisk omkostning forbundet med fleksibiliteten, og den angivne pris er derfor et minimumsestimat.

Anm. 2: Alle omkostninger er anført i 2022-priser.

Kilde: Klimarådet.

Ud over løsningstiltagene, som er afspejlet i figur 1.5, er der en række løsningstiltag, som ikke er undersøgt i modellen, men som stadig kan bidrage. Fx kan øget transmissionskapacitet bidrage, og energieffektivisering kan også have en vis effekt, særligt hvis det uflexible elforbrug effektiviseres. I kapitel 6 findes en generel beskrivelse af løsninger til at sikre elforsyningsikkerheden.

## 1.5 Andre analyser af elforsyningssikkerheden

### Andre aktørers analyser peger på forringet elforsyningssikkerhed i fremtiden

Flere andre analyser peger på, at elforsyningssikkerheden forringes i fremtiden under den nuværende politik. Det gælder eksempelvis Energinets seneste *Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2022*. Energinet forventer, at det gennemsnitlige antal afbrudsminutter som følge af effektmangel vil stige fra 0 til 6 minutter i Østdanmark i 2030, og at antallet af afbrudsminutter yderligere vil stige kraftigt efter 2030. Analyser fra Energistyrelsen og ENTSO-E finder en lignende tendens.<sup>9</sup>

Resultaterne fra de nævnte analyser er et gennemsnit af mange forskellige simuleringer, hvor fx vejrforhold varieres. I langt de fleste af analysernes simuleringer af det fremtidige elsystem er der ikke særligt udfordrende forhold for elsektoren, og der er derfor heller ikke problemer med elforsyningssikkerheden. Men i nogle af simuleringerne konstateres elafbrud, som kan være meget store. Problemerne opstår særligt i situationer med dårlige vind- og solforhold i store geografiske områder. Ifølge analyserne er det altså mest sandsynligt, at vi i et givet år ikke kommer til at opleve elafbrud, men samtidig er der i hvert enkelt år en lav risiko for at opleve store elafbrud. Det bør bemærkes, at disse resultater opnås i simuleringer, hvor der ikke gennemføres initiativer til at håndtere problemstillingen med elafbrud.

Analyserne antager en forholdsvis lille udbygning med vind- og solenergi og et lavt elforbrug. Udbygningen og elforbruget er lavt i den forstand, at de ikke er konsistente med EU's egen målsætning om udbygning af vedvarende energi eller Parisaftalens målsætning om at holde temperaturstigningen et godt stykke under 2 grader med sigte på 1,5 grader. Disse antagelser er uhensigtsmæssige, fordi en lav udbygning med vind- og solenergi og et lavt elforbrug får mulige udfordringer med elforsyningssikkerheden i fremtiden til at se mindre ud, end de må forventes at være.

### Klimarådets analyse adskiller sig metodisk fra andre analyser af elforsyningssikkerheden

Klimarådets analyse supplerer og adskiller sig fra andre analyser på en række afgørende punkter, som er oplyst i boks 1.2.

#### Boks 1.2 Klimarådets analyse sammenlignet med andre analyser

**Konsistent med Parisaftalens mål:** Klimarådets analyse anvender et scenarie fra ENTSOE og ENTSO-E, der er udformet til at være konsistent med Parisaftalens målsætning om begrænsning af temperaturstigningerne og EU's egne 2030-ambitioner i *Fit for 55*.

**Undersøger meget kritiske situationer:** Klimarådets analyse fokuserer på enkelte, kritiske hændelser for at undersøge, hvordan vi kan sikre elforsyningssikkerheden, når elsektoren er under stort pres og under nogle af de værste tænkelige forhold. Dette står i modsætning til andre analyser, der anvender en sandsynlighedsbaseret metode, der som hovedresultat beskriver et gennemsnit af mange tusinde simuleringer og samtidig afdækker et bredt udfaldsrum. Klimarådets analyse tager udgangspunkt i et i forvejen presset vejrår og tilføjer yderligere vejr- og tekniske chok.

**Langsigtet perspektiv frem til 2040:** Udfordringerne med elforsyningssikkerhed stiger over tid. De eksisterende analyser fra Energinet og Energistyrelsen ser frem til 2032 og 2035, men udfordringerne forværres sandsynligvis herefter, i takt med at varierende sol- og vindenergi gradvist erstatter regulerbare kraftværker. Derfor ser Klimarådets analyse helt frem til 2040.

**Fokus på løsningsmuligheder:** Klimarådets analyse undersøger tre konkrete løsningsmuligheder og løsningernes omkostninger. Desuden behandler analysen forbruget af bioenergi og klimapåvirkningen ved brug af reservekapacitet, som kan anvendes i få, men vigtige situationer.

## 1.6 Perspektiver: EU-rammer, eksisterende værker, atomkraft og biomasse

### Nuværende EU-regler kan gøre det vanskeligt at etablere en kapacitetsmekanisme

EU fastlægger regler for, hvordan og hvornår medlemsstater må understøtte elforsynings sikkerheden. Reglerne sætter eksempelvis en ramme for, hvornår der må gribes ind i elmarkedet med en såkaldt kapacitetsmekanisme, fx i form af en strategisk reserve af gasturbiner. En kapacitetsmekanisme er en fællesbetegnelse for en række løsningsmuligheder til sikring af elforsynings sikkerheden i pressede perioder. Den er forklaret yderligere i boks 1.3.

#### Boks 1.3 Elmarkedet og kapacitetsmekanismer

Elmarkedet i Danmark er indrettet sådan, at elprisen reguleres time for time for at sikre balance mellem udbud og efterspørgsel. Det betyder, at der vil være en tendens til høje elpriser, når efterspørgslen på strøm er høj og/eller når udbuddet er lavt. Denne metode for prisfastsættelse medfører, at private aktører får økonomisk incitament til at etablere produktionskapacitet eller fleksibilitet i form af fx lagring eller forbrugsfleksibilitet, hvis udbuddet af strøm generelt er for lavt. Ideelt set sørger elmarkedet derfor for, at der ikke opstår perioder med effektmangel.

Der kan dog opstå situationer, hvor der er behov for mere kapacitet, end hvad elmarkedet kan levere på egen hånd. Det sker, blandt andet fordi meget pressede situationer forekommer ganske sjældent og i øvrigt kan være svære at forudse. I denne analyse er sådanne situationer repræsenteret ved et vejrchok og et transmissionschok.

Derfor kan der være brug for at sikre ekstra kapacitet med en såkaldt kapacitetsmekanisme. En kapacitetsmekanisme er en betegnelse for en række løsninger, der har til formål at sikre elforsynings sikkerheden, og hvor myndighederne tilbyder betaling til de aktører, som kan levere strøm eller nedregulere deres forbrug, når myndighederne kræver det i pressede perioder. Inden for en kapacitetsmekanisme kan en ejer af et kraftværk fx blive garanteret en fast, årlig indtægt i en periode, som modydelse for at værket står til rådighed og kan levere el når elsystemet er under pres.

Ifølge EU's regler skal udfordringer med effekttilstrækkelighed først være forsøgt løst med markedsbaserede løsninger. Derudover skal det land, der ønsker at opnå tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme, dokumentere, at det samfundsøkonomisk optimale niveau for elforsynings sikkerhed forventes overskredet i fremtiden, hvis mekanismen ikke etableres. Overskridelsen skal dokumenteres med en sandsynlighedsbaseret metode, hvor fx pressede vejrår kun vægter med en vis sandsynlighed.

Reglerne kan gøre det vanskeligt og tidskrævende at etablere en kapacitetsmekanisme i Danmark. Der kan dog være gode grunde til at etablere ekstra kapacitet, selv om det ikke umiddelbart kan tillades under den nuværende metode. Fx kan der argumenteres for, at der kan være behov for at tage hensyn til mere ekstreme hændelser, end de hændelser metoden i øjeblikket giver mulighed for at inddrage i vurderingen af elforsynings sikkerheden. De chok, som undersøges i denne analyse, er eksempler på sådanne hændelser.

### Eksisterende værker kan potentielt bruges i en kapacitetsmekanisme

I denne analyse dækkes behovet for ekstra regulerbar produktionskapacitet ved at investere i nye gasturbiner. Det kan imidlertid også være en mulighed at anvende eksisterende værker, som ellers ville være taget helt ud af drift. Det kan potentielt reducere omkostningerne og ressourceforbruget forbundet med at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet.

Der er dog en række forhold, der bør undersøges i forhold til at anvende eksisterende anlæg. Fx skal man undersøge, hvorvidt de eksisterende værker teknisk egner sig til at agere spidslast, om det rent økonomisk er mere fordelagtigt end at etablere nye værker, og hvad klimapåvirkningen vil være. Endvidere er der behov for at undersøge, hvilke virkemidler der kan bringe en sådan løsning i anvendelse, under hensyntagen til at eksisterende værker skal konkurrere på lige fod med andre typer teknologier om at levere kapacitet.



## Elforsyningen kan sikres uden et højt forbrug af biomasse

Som Klimarådet tidligere har påpeget, udgør Danmarks store forbrug af biomasse en væsentlig udfordring for bæredygtigheden i den samlede danske grønne omstilling. Forbruget medfører blandt andet en stor import af biomasse og dermed også et stort arealforbrug i andre lande. Disse udfordringer er nærmere beskrevet i Klimarådets *Statusrapport 2023*. Det er derfor vigtigt at se nærmere på, hvilken rolle biomasse kommer til at spille i elsystemet frem mod 2040.

Simuleringer af elsystemet i Energistyrelsens *Klimastatus og -fremskrivning 2022* viser, at det danske biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion falder i fremtiden.<sup>10</sup> Det skyldes, at de biomassefyrede kraftvarmeværker antages gradvist at blive udfaset, typisk i forbindelse med at de gældende aftaler med lokale varmeselskaber udløber. Hvis udfasningen forløber hurtigere end antaget, vil det alt andet lige skabe et større behov for løsninger til at håndtere udfordringer med elforsyningssikkerheden, end det fremgår i denne analyse. Der vil imidlertid ikke være noget til hinder for, at problemstillingen kan løses med de samme redskaber, som der allerede er peget på i dette kapitel (regulerbar kapacitet som fx gasturbiner, lagringsteknologi og øget fleksibilitet i forbruget). Derfor vurderer Klimarådet, at Danmark både kan opretholde en høj elforsyningssikkerhed og samtidig aftrappe forbruget af biomasse.

Det kan som nævnt være relevant at anvende eksisterende værker, der står til at lukke, i en kapacitetsmekanisme, frem for at etablere nye gasturbiner. For at begrænse forbruget af biomasse bør eventuel bevaring af termisk kapacitet i forbindelse med en kapacitetsmekanisme kun have til formål at sikre elforsyningssikkerheden i særligt pressede situationer. Eventuel bevaring af termisk kapacitet bør altså ikke anvendes til generel el- og varmeproduktion og bør ikke forsinke en aftrapning af biomasseforbruget.

## Atomkraft i Danmark er ikke nødvendigt for at sikre en høj elforsyningssikkerhed

Der har i den seneste periode været meget debat i Danmark om atomkraftens potentielle rolle i det danske elsystem og dets rolle på europæisk og globalt plan. Som vist i denne analyse findes der alternativer til atomkraft, som kan sikre en høj elforsyningssikkerhed i Danmark til en relativ lav omkostning og uden betydelige drivhusgasudledninger. Elforsyningssikkerheden i Danmark kan altså sikres via klimavenlige tiltag uden brug af atomkraft. Dette gælder også i en fremtid, hvor elforbruget og andelen af sol- og vindenergi i det danske og det europæiske elsystem stiger markant, samtidig med at regulerbar kapacitet udfases.

De nyeste analyser fra blandt andre det Internationale Energiagentur, IEA, estimerer, at de fremadrettede omkostninger forbundet med at producere el fra nyetablerede atomkraftværker i Europa sandsynligvis er væsentligt højere end for andre teknologier, herunder blandt andet sol og vind.<sup>11</sup> Atomkraftværker står også mindre fordelagtigt i sammenligningen med sol og vind, selv om der tages højde for systemmæssige fordele, der følger af, at atomkraftværker er en regulerbar energikilde.<sup>12</sup> Det kan ikke udelukkes, at teknologisk udvikling, herunder udvikling og markedsmodning af nye reaktortyper og små modulære reaktorer, kan ændre dette billede. Derfor er det generelt relevant løbende at følge omkostningsniveauet for teknologier, der kan producere el uden væsentlige drivhusgasudledninger, herunder også atomkraft.

Etablering af atomkraft i Danmark risikerer derudover at tage meget lang tid. Dermed er der en betydelig risiko for, at atomkraft ikke kan nå at bidrage til elforsyningssikkerheden i 2030, 2035 og 2040, selv hvis beslutningen om etablering af atomkraft blev taget i dag. Samlet set vurderer Klimarådet ikke, at atomkraft er en nødvendig eller på nuværende tidspunkt en økonomisk attraktiv løsning til at sikre elforsyningssikkerheden og understøtte den danske elforsyning.

## 1.7 Konklusioner og anbefalinger

### Klimarådets hovedkonklusioner

- Elforsynings sikkerheden i Danmark kommer generelt set under mere pres i fremtiden, efterhånden som regulerbare kraftværker udfases og erstattes af sol- og vindenergi, samtidig med at elforbruget vokser. Der findes dog gode muligheder for, at vi kan understøtte elsystemet, så vi helt undgår at mangle strøm i udfordrende perioder. Løsningerne består blandt andet i at gøre vores elforbrug mere fleksibelt, at lagre energi og at anvende regulerbare kraftværker som i få, men vigtige situationer. Desuden spiller eltransmission til udlandet en vigtig rolle. Det konkrete løsnings tiltag vil afhænge af, i hvilket omfang vi ønsker at forsikre os mod ekstreme hændelser, og hvilke løsninger der kan tillades inden for EU-reglerne.
- Analysens modelresultater viser, at der i et presset vejrår vil opstå situationer med elmangel, hvis ikke vi aktivt vælger at håndtere problemerne, fx med løsninger som regulerbar kapacitet, energilagring og yderligere fleksibilitet i forbruget. I et presset vejrår, hvor produktionen fra vindkraft er lav og elforbruget er højt, og hvor der ikke produceres meget strøm fra vandkraft i Norge og Sverige, er effekt manglen omkring 2 GW i 2030 og over 4,5 GW i 2040 i de værste timer. Perioderne med elafbrud vil dog sandsynligvis være relativt korte og enkeltstående. Elafbrud forventes i praksis at blive håndteret ved at foretage kontrollerede afbrud, fx et par timer ad gangen i udvalgte geografiske områder.
- Hvis elsystemet oven i det pressede vejrår udsættes for ekstreme chok uden implementering af løsnings tiltag, forværres situationen yderligere. I et vejrchok, som kan fortolkes som noget lignende en 100-års hændelse, viser simuleringerne en effekt mangel på omkring 2,4 GW i 2030 og 4,6 GW i 2040 i den værste time. Og hvis man tilføjer et transmissionschok, hvor transmissionsforbindelser fra Norge og Sverige lukkes i en kritisk periode, stiger effekt manglen yderligere til omkring 4 GW i 2030 og helt op til næsten 8 GW i 2040.
- Danmark bliver frem mod 2040 i stigende grad afhængig af import for at kunne dække elforbruget i perioder med lav elproduktion fra sol- og vindparker. Det gælder både i et almindeligt vejrår og i et presset vejrår. I fremtiden vil Danmark ifølge modelresultaterne være afhængig af import i lidt over 10 pct. af årets timer. I de mest kritiske timer er importafhængigheden på omkring 6 GW og 8 GW for henholdsvis 2030 og 2040.
- Risikoen for elafbrud kan mindskes ved at øge fleksibiliteten på både produktions- og forbrugssiden i elsystemet. Hvis elafbrud skal afværges selv i de mest ekstreme situationer, er det nødvendigt at investere i regulerbar kapacitet som fx gasturbiner, der kan anvendes i få, men afgørende situationer. Øget brug af ellagre og øget forbrugsfleksibilitet kan også spille en rolle og reducere behovet for gasturbiner. Det er formodentlig billigst at anvende en kombination af disse løsninger.
- Hvis regulerbare gasturbiner skal forhindre alle elafbrud, øges fremtidens gasforbrug i energisystemet fra omkring 42 PJ til 47 PJ, svarende til en stigning på 14 pct. i analysens mest ekstreme scenarie. Hvis turbinerne anvender fossil naturgas, svarer dette til en udledning på omkring 0,3 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2040. Generelt set vil gasturbinerne dog ikke føre til en betydelig klimabelastning. Det skyldes, at turbinerne kan anvende CO<sub>2</sub>-neutrale gasser som brint eller biogas, og at de samlet set over en årrække kun forventes at være i drift i ganske få timer.
- Elprisen vil stige til et markant højere niveau i et presset vejrår og under ekstreme chok. Analysen viser en stigning på op til 162 pct. i den gennemsnitlige spotpris i 2030, når man sammenligner et almindeligt vejrår i 2030 med et kombineret vejr- og transmissionschok. En sådan stigning kan i princippet indtræffe, selv om de analyserede løsningsforslag til elafbrud implementeres. Stigningen i den årlige elpris i årene med presset eller ekstremt vejr er en reel udfordring, men forekommer heldigvis relativt sjældent. Det er dog stadig vigtigt at have fokus på for at sikre den sociale sammenhængskraft og den generelle opbakning til den grønne omstilling. Det er et politisk spørgsmål, hvordan og i hvilket omfang man ønsker at håndtere denne problematik.

- EU-regulering kan stå i vejen for, at de danske myndigheder kan opnå tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme. Ifølge EU-regulering skal udfordringer med effekttilstrækkelighed være forsøgt løst med markedsbaserede løsninger, før der kan gives tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme. Endvidere skal fremtidige effekttilstrækkelighedsudfordringer påvises med en metode, som ikke giver mulighed for at medtage risikoen for ekstreme hændelser på linje med dem, der undersøges i denne analyse. Dette gør det vanskeligere at opnå tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme.
- Elforsyningen kan sikres uden et højt forbrug af biomasse. Selv om en del af de biomassefyrede kraftværker forventes at lukke i de kommende år, findes der gode muligheder for fortsat at opretholde en høj elforsyningssikkerhed.
- Atomkraft er ikke nødvendigt for at sikre elforsyningssikkerheden i Danmark. Endvidere vil eventuel etablering af atomkraft ikke være økonomisk rentabelt i det danske elsystem, og der er risiko for, at det tager meget lang tid at etablere.

## Klimarådets anbefalinger

- **Udbygningen med sol- og vindenergi bør ikke bremses af bekymringer for elforsyningssikkerheden, men udfordringer bør håndteres rettidigt.**  
Der er gode muligheder for, at vi kan understøtte elsystemet, så vi begrænser effektmanglen i fremtiden eller helt undgår at mangle strøm i udfordrende perioder. Implementering af flere af løsningerne kan tage mange år, og regeringen og energimyndighederne bør derfor være opmærksomme på at håndtere udfordringer med elforsyningssikkerheden rettidigt.
- **Energimyndighederne bør undersøge og planlægge tiltag for at øge fleksibiliteten i elsystemet, ud over hvad elmarkedet selv bidrager med.**  
For at opretholde et givent politisk ønsket niveau af elforsyningssikkerhed kan der fremadrettet blive behov for yderligere fleksibilitet i elsystemet, ud over hvad elmarkedet leverer på egen hånd. Flexibiliteten kan, ud over transmission til udlandet, sikres via fx ellagre, fleksibelt elforbrug og regulerbar elproduktionskapacitet og kan fx tilvejebringes via forskellige tiltag, herunder kapacitetsmekanismer. Energimyndighederne bør i den forbindelse afklare, om den elproduktionskapacitet, der står til at lukke, kan og bør anvendes i sådanne mekanismer. Mulighederne for at etablere en kapacitetsmekanisme er stramt reguleret af EU, hvorfor energimyndighederne bør undersøge og planlægge for mulige tiltag, der kan tillades under nuværende EU-regler eller alternativt arbejde for at tilpasse disse regler.
- **Regeringen bør sikre incitamentet til ellagring og forbrugsfleksibilitet.**  
Ellagring og fleksibelt elforbrug kan bidrage til elforsyningssikkerheden på en klimavenlig og omkostningseffektiv måde, og regeringen bør derfor sikre, at der er incitament til, at potentialet for både lagring og forbrugsfleksibilitet bliver udnyttet. Endvidere bør regeringen have fokus på at støtte generel teknologiudvikling inden for disse områder.
- **Regeringen bør arbejde for at reducere risikoen forbundet med import.**  
Danmark bliver frem mod 2040 i stigende grad afhængig af import af strøm i perioder med lav elproduktion fra sol og vind. Denne udvikling afspejler en omkostningseffektiv integration af elmarkeder, men den gør Danmark afhængig af udenlandsk strøm. Regeringen bør arbejde for at reducere risikoen forbundet med importafhængighed. Det kan fx være gennem øget samarbejde om eltransmission i Norden eller gennem en aktiv indsats for at styrke eltransmissionen på tværs af EU – også i situationer hvor elsystemet er presset og elpriserne er høje.
- **Energimyndighederne bør indregne risikoen for ekstreme hændelser i fremtiden.**  
Myndighederne i Danmark er i gang med at fastlægge en samfundsøkonomisk optimal målsætning for elforsyningssikkerhed. Når Energinet vurderer, om vi lever op til denne målsætning, bør myndighederne i højere grad end i dag indregne risikoen for ekstreme hændelser, fx sjældne, men mulige vejrfænomener og længerevarende afbrud af essentielle transmissionsforbindelser.

- **Energimyndighederne bør inddrage scenarier med store mængder sol- og vindenergi.**  
De danske myndigheder har i dag fokus på elforsyningsikkerhed og foretager analyser, der både inddrager risikoen for forskellige tekniske nedbrud på anlæg samt kritiske, historiske vejrår. Klimarådet anbefaler, at disse analyser også inddrager udlandsscenerier, som er konsistente med Parisaftalen og som indebærer store mængder sol- og vindenergi og et højt elforbrug. Disse scenarier bør inddrages, når myndighederne vurderer, om vi overholder målsætningen for elforsyningsikkerhed.
- **Elforsyningen bør sikres uden et højt forbrug af biomasse.**  
For at begrænse forbruget af biomasse bør eventuel bevaring af termisk kapacitet i forbindelse med en kapacitetsmekanisme kun have til formål at sikre elforsyningsikkerheden i særligt pressede situationer. Eventuel bevaring af termisk kapacitet bør altså ikke anvendes til generel el- og varmeproduktion og bør ikke forsinke en aftrapning af biomasseforbruget. Klimarådet har tidligere anbefalet, at regeringen udarbejder en samlet, langsigtet strategi for, hvordan Danmarks forbrug af biomasse bedst aftrappes til et globalt bæredygtigt niveau. I denne forbindelse har rådet også anbefalet, at der sikres retvisende incitamenter, så afbrænding af biomasse ikke fremmes mere, end hvad klimapåvirkningen tilsiger. Disse anbefalinger bør gøres gældende, også selvom Danmarks elforsyningsikkerhed fremadrettet presses mere end i dag.

## 2 Den fremtidige omstilling af elsystemet i Danmark og Europa

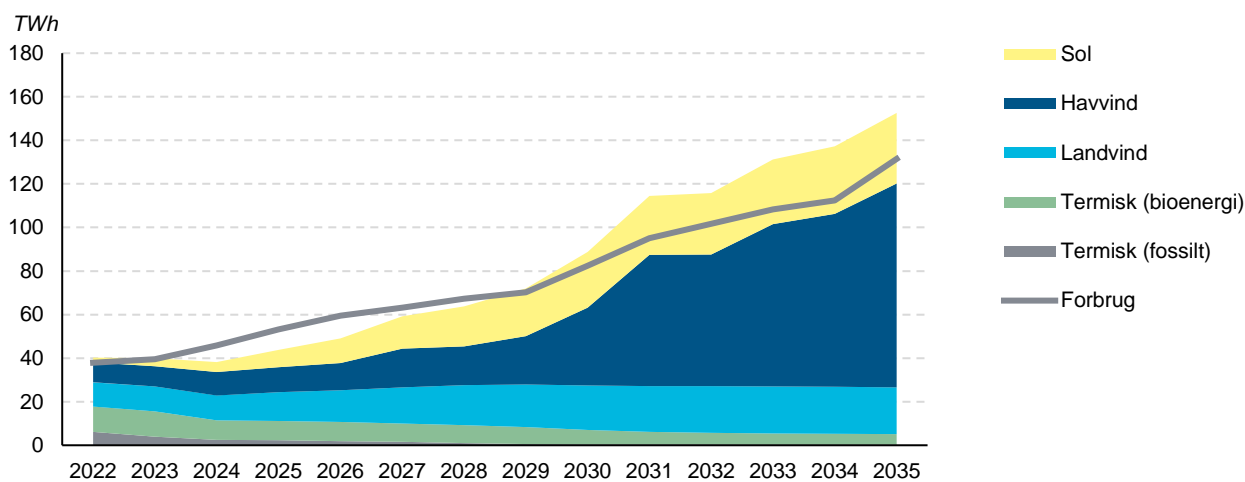
Den grønne omstilling vil medføre en stor ændring af vores elsystem. Samtidig med at elforbruget vokser, vil elproduktionen i stigende grad komme fra sol og vind, som ikke kan reguleres på samme måde som traditionelle kraftværker. Det ændrer på balancen mellem nationalt forbrug og produktion, hvilket betyder, at vi i højere grad bliver afhængige af udlandet. Men udlandet udbygges også med mere sol og vind, og derfor kan elforsyningsikkerheden komme under yderligere pres i fremtiden. Kapitlet beskriver både udviklingen i elsystemet i Danmark og Europa og påpeger samtidig, at udviklingen er usikker og varierer, alt efter hvilket scenarie man opstiller for fremtidens elsystem.

### Det klimavenlige samfund kræver store mængder grøn strøm

Den grønne omstilling medfører et behov for store mængder strøm. Strømmen skal bruges til at elektrificere vores energiforbrug i varmeproduktionen, industrisektoren og transportsektoren, blandt andet ved brug af nye grønne brændsler produceret via power-to-X. Derudover forventes et voksende antal datacentre også at bidrage markant til det stigende elforbrug.

En stor andel af det nye elforbrug forventes at være fleksibelt. Det betyder, at forbruget kan flyttes til tidspunkter, hvor strømprisen er lav, det vil sige perioder med stor elproduktion fra sol og vind. Både power-to-X og produktionen af fjernvarme med store varmepumper er eksempler på teknologier med et fleksibelt elforbrug. Selvom det fleksible elforbrug øges, vil der fortsat være en betydelig andel af det samlede elforbrug, som er ufleksibelt eller kun delvist fleksibelt, fx det klassiske elforbrug i husholdninger eller elforbruget til opladning af elbiler.

For at dække det voksende elforbrug skal der skrues op for den grønne elproduktion. Derfor har man i Danmark og EU sat ambitiøse målsætninger for udbygningen af sol- og vindenergi. Fx er der i Danmark en målsætning om at firedoble elproduktionen fra sol og vind på land frem mod 2030, og havvindmøller skal bidrage med næsten 13 GW i 2030 og endnu mere på længere sigt. Til sammenligning er der i dag installeret omkring 2 GW havvind i danske farvande. Figur 2.1 viser, hvordan henholdsvis produktionen og forbruget af strøm forventes at udvikle sig frem mod 2035.



Figur 2.1 Produktion og forbrug af strøm i Danmark frem mod 2035

Anm.: Termisk produktion baseres på *Klimastatus og -fremskrivning 2022*, mens produktion fra vind og sol og elforbrug baseres på *Analyseforudsætninger til Energinet 2022, 2023*.

Kilder: Energistyrelsen, *Klimastatus og -fremskrivning 2022, 2022* og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022, 2023*.

## Elproduktionen vil i højere grad afhænge af vind og vejr

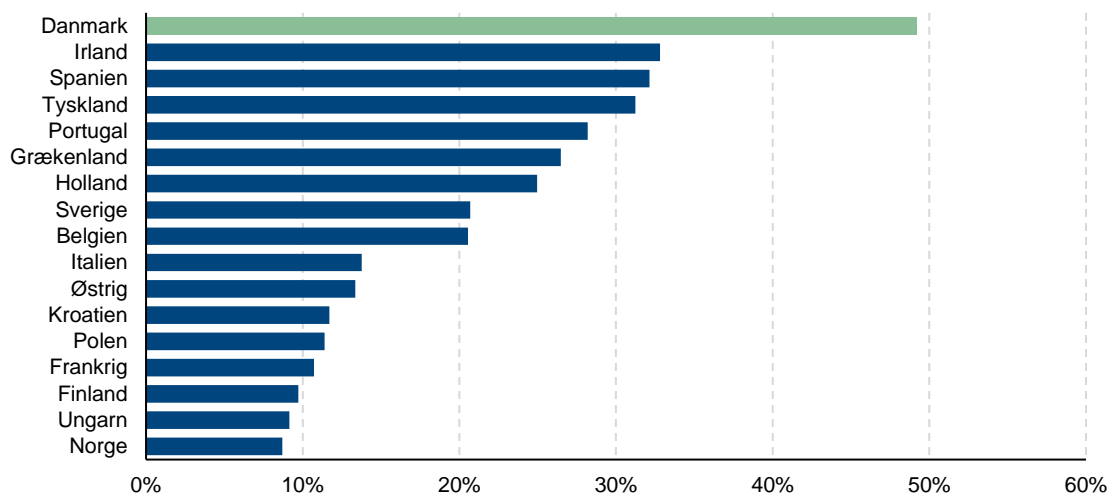
Elproduktion fra vind og sol betegnes ofte som varierende, fordi strømproduktionen afhænger af vejret. Dette står i modsætning til den traditionelle, regulerbare elproduktion fra fx kraftvarmeværker, som nemmere kan skrues op og ned afhængigt af forbruget af strøm og varme.

Antallet af traditionelle, regulerbare kraftværker vil falde i Danmark. Frem mod 2040 betyder det ifølge Energistyrelsen cirka en halvering af produktionskapaciteten<sup>13</sup>. Kraftværkerne udfases løbende, dels fordi de ældes, og dels fordi deres indtjeningsgrundlag indskrænkes, efterhånden som varmetafter udløber og fjernvarmeproduktionen i stigende grad overtages af store varmepumper.

## Danmarks elproduktion har den største andel af sol- og vindenergi i Europa

Danmark er i dag det land i verden med relativt mest varierende elproduktion fra sol og vind. I 2021 var andelen på næsten 50 pct. målt i forhold til det samlede elforbrug. Inden for Europa er der et stykke ned til Irland på andenpladsen, som lå på 33 pct., hvilket figur 2.2 viser.

Efterhånden som udlandet også udbygger med vind og sol, vil disse tal naturligvis ændre sig. Men den store forskel indikerer, at Danmark kan være særligt eksponeret over for udfordringer forbundet med at sikre en stabil elforsyning, fordi der ikke vil være en stor andel af regulerbar kapacitet. Som foregangsland i den grønne omstilling er det derfor vigtigt, at Danmark demonstrerer, hvordan elforsyningssikkerheden kan sikres med en høj andel sol og vind i energisystemet.



Figur 2.2 Elproduktion fra sol og vindenergi i 2021 i forskellige lande

Anm.: Der er kun medtaget udvalgte lande i Europa. Andelen er opgjort efter RES-E-metoden.

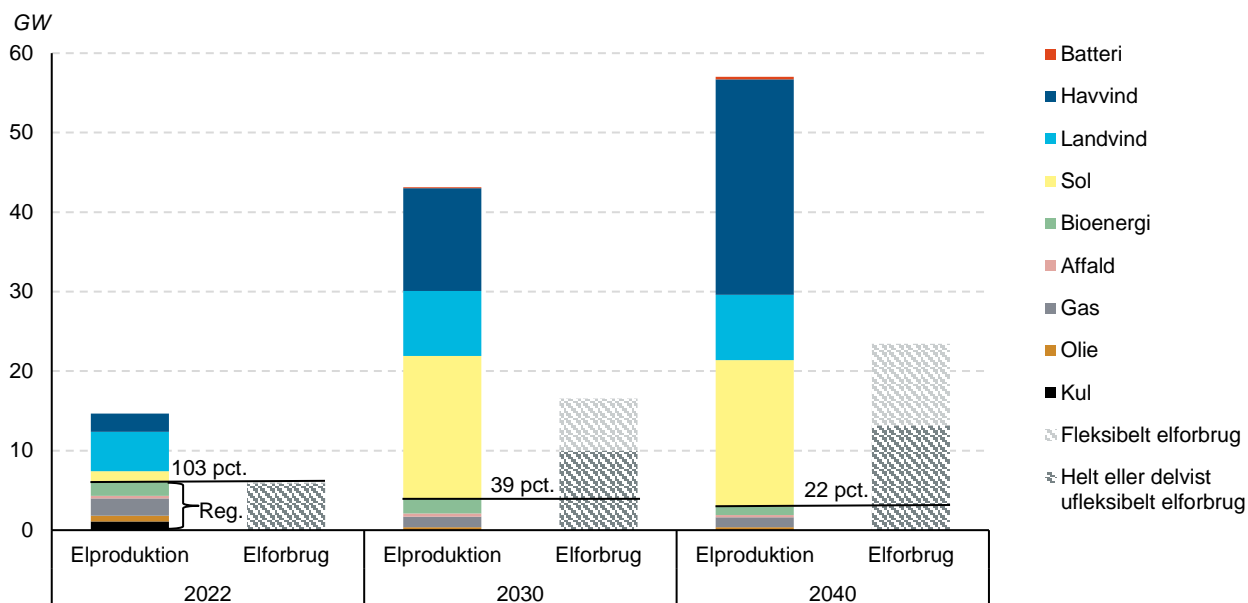
Kilde: Eurostat.

## Udviklingen ændrer balancen mellem nationalt forbrug og produktion

Udviklingen i elsystemet mod mere sol og vind og mindre regulerbar produktion ændrer balancen mellem forbrug og produktion af el i Danmark. Figur 2.3 viser dette ved at sammenholde regulerbar og varierende elproduktion med elforbruget. Elforbruget er her opdelt i et fleksibelt og helt eller delvist ufleksibelt forbrug, og angiver forbruget i den time på året, hvor det er størst. Vind- og solkapaciteterne følger de seneste politiske udmeldinger, mens elforbruget modsvarer en høj grad af elektrificering inklusiv elforbruget til power-to-X.

I dag kan Danmark nogenlunde dække hele det ufleksible forbrug med regulerbar produktionskapacitet placeret i Danmark. De regulerbare kraftværker anvender kul, olie, naturgas, biogas, biomasse eller affald som brændsel. I 2030 vil

vi forventeligt kun kunne dække 39 pct. af det ufleksible forbrug. Andelen falder derefter yderligere til 22 pct. i 2040. Heldigvis vil vind- og solanlæg dog i langt de fleste timer også bidrage betydeligt til at forsyne det ufleksible elforbrug, da disse energiformer leverer strøm i mange af årets timer.



Figur 2.3 Elproduktionskapacitet og elforbrug i Danmark frem mod 2040

- Anm. 1: Procentsatsen angiver, hvor meget af det helt eller delvist ufleksible elforbrug der kan dækkes af regulerbar elproduktion.
- Anm. 2: I figuren regnes bioenergi (biomasse og biogas), gas, affald, olie og kul som regulerbar produktion (Reg.).
- Anm. 3: Elforbruget er opdelt i 'Helt eller delvist ufleksibelt' og 'Fleksibelt' og angiver forbruget i den time på året, hvor forbruget er størst. Selv om dele af det klassiske elforbrug, elbiler og individuelle varmepumper kan agere fleksibelt, regnes de i denne figur som 'Helt eller delvist ufleksibelt', da deres fleksibilitet er tidsbegrænset.
- Kilder: Klimarådet; Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021 og ENTSO-E & ENTSOG, *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2022.

## I fremtiden bliver vi mere afhængige af strøm fra udlandet

Vi bliver i højere grad afhængige af strøm fra udlandet i fremtiden, fordi vores regulerbare elproduktion falder, i takt med at elforbruget stiger. Hvis ikke det blæser, og solen ikke skinner i timerne med højt elforbrug, vil det være nødvendigt at importere store mængder strøm fra udlandet via vores transmissionsforbindelser. Transmissionsforbindelser er de kabler, som sender strøm til og fra udlandet. Strømmen, vi henter fra udlandet, vil være produceret ved forskellige energikilder som vandkraft, atomkraft og gaskraft samt sol- og vindenergi.

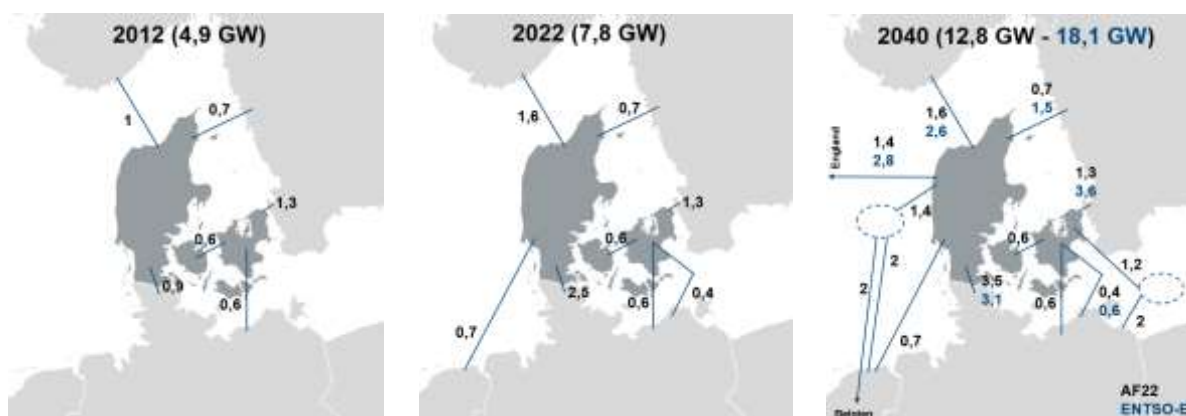
I perioder med stor elproduktion fra sol og vind i Danmark gør transmissionsforbindelserne det omvendt muligt at eksportere den strøm, som vi ikke selv skal bruge. Som det fremgår af figur 2.1 vil Danmark forventeligt blive nettoeksportør af strøm fra år 2030 og frem, hvis man opgør elproduktion og elforbrug over et helt år.

## Transmissionskapaciteten til udlandet skal udvides yderligere

Vi udvider løbende vores transmissionskapacitet til udlandet. Siden 2012 og frem til i dag er kapaciteten vokset med omkring 3 GW blandt andet ved etablering af Cobrakablet til Holland og kablet over Krigers Flak (se figur 2.4). Frem mod 2040 forventes yderligere omkring 5 GW transmission ifølge Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2022<sup>14</sup>*, som udgøres af Viking Link til Storbritannien samt nye kabler i forbindelse med etableringen af energierne i Nordsøen og ved Bornholm.

Selv om der allerede er planlagt store udvidelser af transmissionskapaciteten, kan vi få brug for endnu mere transmission. ENTSO-E peger fx på et behov for yderligere cirka 5 GW mellem Danmark og udlandet for at nå fremtidige klimamål i EU på en omkostningseffektiv måde, der samtidig understøtter elforsyningsikkerheden. I denne analyses scenarier antages det, at transmissionskapaciteten udvides efter behovet hos ENTSO-E, det vil sige med 5 GW frem mod 2040 udover analyseforudsætningerne. Hvis udvidelsen ikke finder sted, vil det sandsynligvis stille elforsyningsikkerheden dårligere end beskrevet i denne analyse.

Udvidelsen af transmissionskapaciteten følger EU's langsigtede strategi om gradvis integration af det europæiske elmarked. Øget integration vil som udgangspunkt føre til en mere effektiv fordeling af energien i Europa, idet den giver bedre mulighed for, at lande kan udnytte hinandens energiressourcer optimalt og føre energien derhen, hvor der er mest brug for den. Strategien indebærer dog også, at vi bliver mere afhængige af udlandet, ligesom strategien antager, at vi i høj grad kan regne med elforsyningen fra vores naboer. Dette forhold vil blive diskuteret senere i analysens kapitel 5 i lyset af analysens modelsimuleringer.



Figur 2.4 Transmissionsforbindelser til udlandet frem mod 2040

Anm. 1: Figurerne viser udviklingen i importkapacitet. For nogle kabler er importkapaciteten forskellig fra eksportkapaciteten.

Anm. 2: Figuren for 2040 viser både forventningen i *Analyseforsyninger til Energinet 2022 (AF22)* samt ENTSO-E *System needs* i TYNDP2022. Der er en forskel på 5,4 GW, hvilket afspejler et behov for yderligere transmission for at nå fremtidige klimamål i EU på en omkostningseffektiv måde, der samtidig understøtter elforsyningsikkerheden.

Kilder: Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*, 2023 og ENTSO-E, *System needs*, 2022.

## I Europa stiger andelen af sol- og vindenergi kraftigt

I EU er der ambitiøse planer for udbygningen af vedvarende energi. Europa-Kommissionens foreslåede lovpakke *Fit for 55* fra 2021 indeholder en målsætning om mindst 40 pct. vedvarende energi i hele energisystemet i 2030. Kommissionen har i *REPowerEU*-planen fra 2022 hævet denne målsætning til 45 pct. som konsekvens af Ruslands invasion af Ukraine og den deraf følgende energikrise og fokus på nedbringelse af det fossile energibrug. Målsætningerne er under forhandling og er endnu ikke vedtaget. Man kan læse mere om emnet i Klimarådets *Statusrapport 2023*.

Danmark og mange medlemslande har desuden et højt nationalt ambitionsniveau for udbygningen af vedvarende energi. Det ses blandt andet i de mange nationale målsætninger for andelen af vedvarende energi i elproduktionen. Fx har Tyskland i 2021 besluttet at hæve målsætningen fra 65 pct. til 80 pct. vedvarende energi i elproduktionen i 2030.<sup>15</sup>

## Elsystemets udvikling kan følge forskellige scenarier

Der findes forskellige scenarier for, hvordan elsystemet i EU vil udvikle sig. I denne analyse anvendes *Global Ambition*, som er et ambitiøst scenarie for udbygningen af vedvarende energi, der er udviklet af ENTSO-E og ENTISOG.<sup>16</sup> Scenariet er i overensstemmelse med *Fit for 55*-pakken i 2030 og kompatibelt med Parisaftalens målsætning om 1,5-graders temperaturstigning. Boks 2.1 uddyber, hvorfor denne analyse har valgt at benytte *Global Ambition*-scenariet og sammenligner dette scenarie med det mindre ambitiøse scenarie *National Trends*.



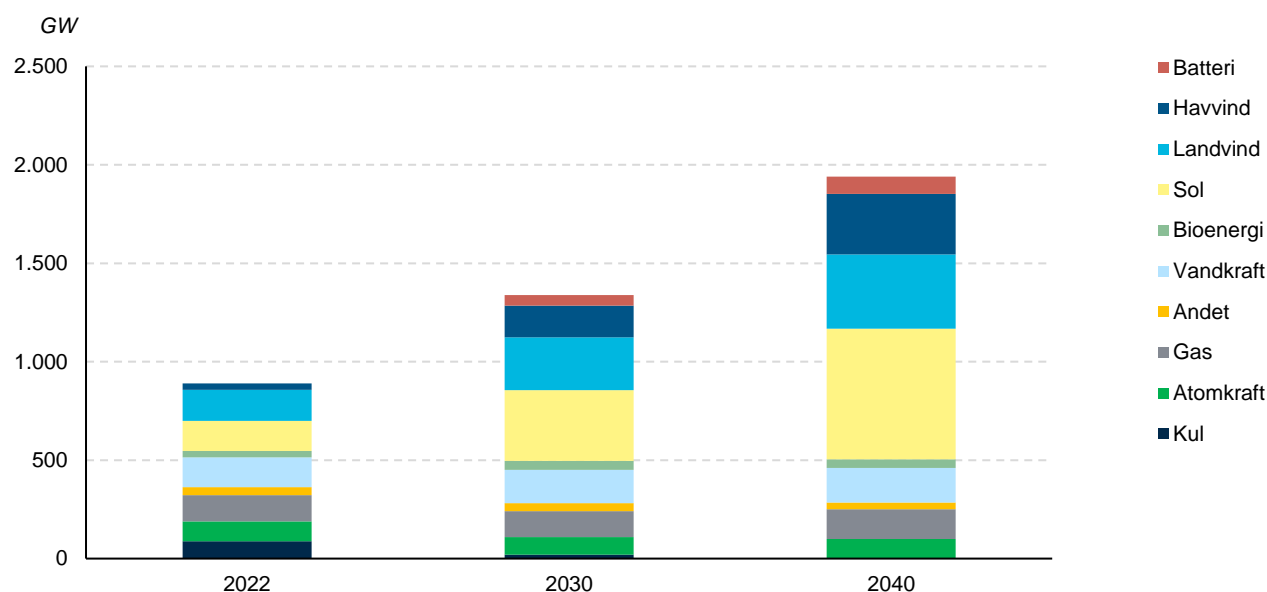
I *Global Ambition* er der store stigninger i sol- og vindkapacitet, mens den regulerbare kapacitet holdes nogenlunde stabil. Figur 2.5 viser, at både sol- og vindkapaciteten cirka firedobles fra i dag og frem mod 2040, mens vandkraft kun stiger marginalt med omkring 16 pct. I samme periode ses en gradvis udfasning af kulfyrede kraftværker, som dog erstattes af gasfyrte elproduktion. Mængden af atomkraft er nogenlunde konstant. For at understøtte elforsyningsikkerheden etableres en betydelig mængde batterikapacitet på omkring 200 GW.

Beskrivelsen her medtager kun de 18 lande, som inkluderes i denne analyses modelberegninger af elforsyningsikkerheden fremadrettet. Her er lande som Spanien og Portugal ikke inkluderet, fordi de ligger forholdsvis langt væk fra Danmark og derfor har en mindre indflydelse på vores elforsyningsikkerhed.

## Flere aktuelle forhold skaber usikkerhed om udviklingen af elsystemet

Det er generelt stor usikkerhed om, hvordan elsystemet vil udvikle sig. De seneste års begivenheder omkring gasforsyningen til Europa har fx medført et stigende fokus på udfasning af naturgas, som ikke er afspejlet i det nuværende *Global Ambition*-scenarie.

I forhold til udbygningen af vedvarende energi spiller flere faktorer ind i udbygningstakten. På den ene side leder generel billiggørelse af særlig havvind og solceller, i kombination med forventet høj efterspørgsel på strøm, til en stor kommerciel interesse i at opføre vedvarende energi. På den anden side er der en række forhold, som kan forsinke udbygningen. Det drejer sig fx om godkendelsesprocesser af projekter, udbygning af tilstrækkelig transmission samt udfordringer med at skaffe materialer og arbejdskraft til etablering af både elnet og vedvarende energianlæg. Det kan altså være svært at fastlægge en præcis udbygningstakt, og der kan muligvis opstå forsinkelser. Dog repræsenterer *Global Ambition*-scenariet en sandsynlig retning for udviklingen.



Figur 2.5 Elproduktionskapacitet i Europa frem mod 2040

Anm. Kapaciteten følger scenariet *Global Ambition* og medtager kun de 18 lande, som er med i denne analyse.

Kilde: ENTSO-E & ENTSOG, *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*, 2022.

## Analysen bidrager til at undersøge elforsyningsikkerhed i pressede situationer

Elforsyningsikkerheden kan blive sat under større pres i fremtiden på grund af stigende afhængighed af udlandet og den samtidige udbygning af sol- og vindenergi. Dog er ubalancen mellem nationalt forbrug og produktion, som er beskrevet i

figur 2.3, ikke nødvendigvis ensbetydende med, at vi vil opleve situationer med reel effektmangel. For at undersøge sådanne potentielle situationer er man nødt til at anvende en dynamisk model, hvor store dele af det europæiske elsystem simuleres time for time med repræsentative vind- og solprofiler for alle geografiske områder. Analysen anvender netop sådan en model.

Analysen er et supplement til allerede eksisterende analyser på området, og analysen vil bidrage med nye perspektiver, blandt andet ved at undersøge et elsystem med store andele sol- og vindenergi helt frem til 2040 og ved at fokusere på ekstreme chok.

## Boks 2.1 Klimarådets analyse undersøger en fremtid med stor produktion fra sol og vind og et højt energiforbrug

Det er usikkert, hvordan elsystemet i Europa vil udvikle sig. ENTSO-E og ENTSG, som er sammenslutninger af nationale systemansvarlige for el- og gassystemet, har derfor fremstillet en række fremtidsscenarier for det europæiske elsystem. Herunder beskrives to af disse scenarier:

- *National Trends*: Scenariet afspejler udlandets nuværende energi- og klimapolitik og er ifølge ENTSO-E ikke tilstrækkeligt til at nå Parisaftalen eller EU's egne målsætninger inden for vedvarende energi og elektrificering. Scenariet er et såkaldt 'bottom-up-scenarie', som repræsenterer summen af nationale målsætninger. Energinet og Energistyrelsen anvender som udgangspunkt et 'bottom-up-scenarie' i stil med *National Trends* i deres analyser af elforsyningsikkerheden.
- *Global Ambition*: Scenariet er kendetegnet ved et højere niveau af vedvarende energi og et højere strømforbrug som følge af øget elektrificering. ENTSO-E anser scenariet for at være i overensstemmelse med *Fit for 55* i 2030 og kompatibelt med Parisaftalens målsætning om 1,5-graders temperaturstigning. I og med scenariet er dannet ud fra mere overordnede målsætninger og fremskrivninger beskrives det også af og til som et 'top-down-scenarie'.

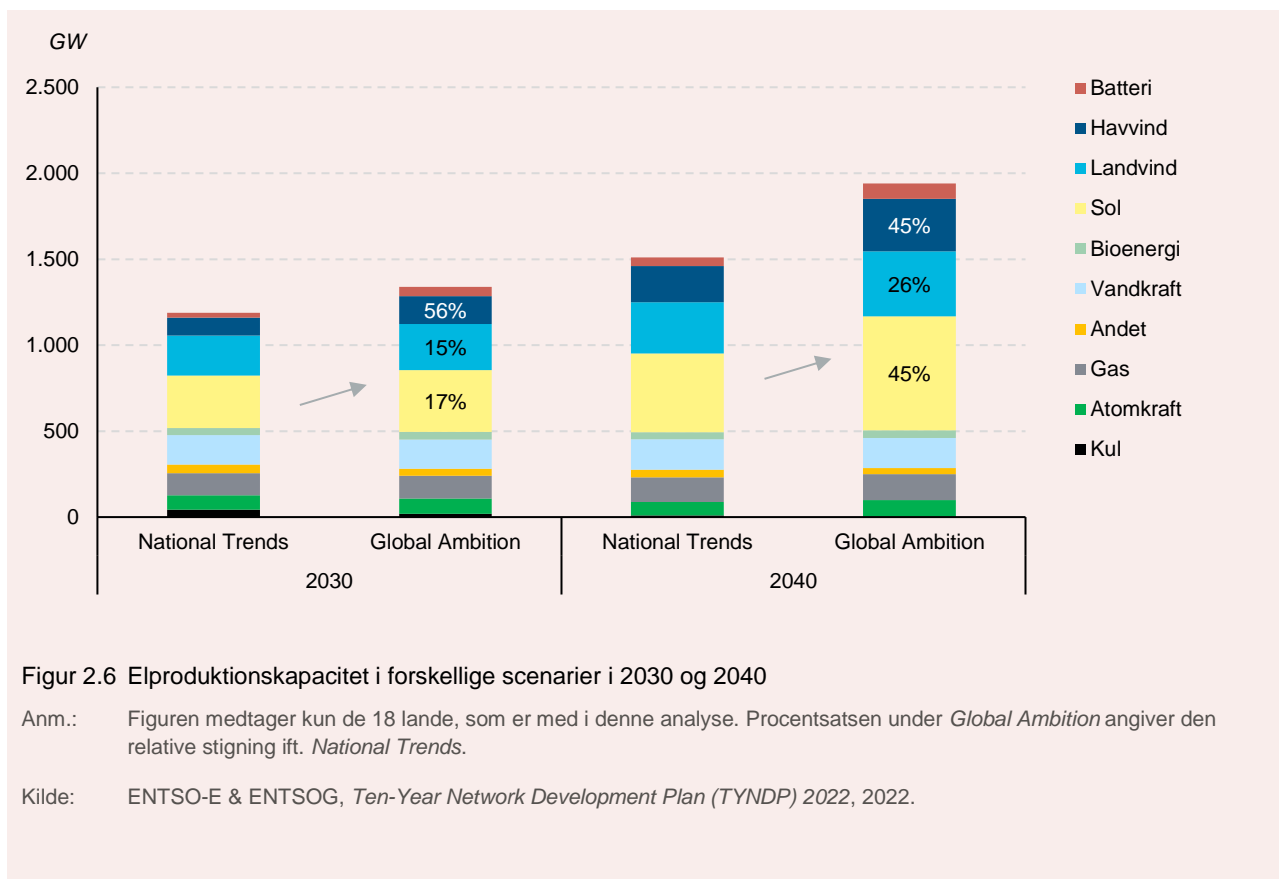
Figur 2.6 viser forskellen på installeret elproduktionskapacitet i *National Trends* og *Global Ambition*. I 2040 er der i *Global Ambition* næsten 50 pct. mere havvind og sol end i *National Trends* og 26 pct. mere landvind. Strømforbruget (ikke illustreret i figuren) i *Global Ambition* er 13 pct. og 45 pct. højere end i *National Trends* i henholdsvis 2030 og 2040.

Denne analyse er baseret på *Global Ambition*-scenariet. Ved valget af dette grundlag er der lagt vægt på, at scenariet i modsætning til *National Trends* er i overensstemmelse med EU's målsætninger for vedvarende energi. Der er også lagt vægt på, at nærværende analyse har til formål at adressere en ofte udtalt bekymring for, at vi ikke kan klare os med store mængder varierende vind- og solenergi. Når dette er formålet, bør der ikke tages udgangspunkt i et scenarie, som antager lavere udbygning med vind og sol, end EU har sat som mål.

I *Global Ambition* har ENTSO-E og ENTSG tilføjet en mængde regulerbar produktionskapacitet for netop at understøtte elforsyningsikkerheden. Det drejer sig om øget gaskapacitet og i særlig grad øget batterikapacitet, som altså er med i analysens simuleringer.

På den ene side er dette uhensigtsmæssigt i forhold til analysens formål, fordi der dermed er mere regulerbar kapacitet fra gas og batterier end i de nationale fremskrivninger, hvilket mindsker problemer med elforsyningsikkerheden.

På den anden side er det realistisk, at der parallelt med udbygningen af sol og vind i praksis vil blive etableret mere regulerbar kapacitet, hvis det viser sig nødvendigt. Denne udvikling vil enten foregå på rene markedsvilkår eller gennem en kapacitetsmekanisme iværksat af nationale energimyndigheder. På den måde kan *Global Ambition* ses som et realistisk bud på en ambitiøs udbygning af sol og vind.



## 3 Forståelser af elforsyningssikkerhed

Elafbrud kan skyldes flere forskellige ting. Historisk har problemer i elnettet været den primære årsag til elafbrud, men i fremtiden kan effektmangel være et stigende problem. De seneste analyser fra Energistyrelsen og Energinet viser, at elforsyningssikkerheden forringes i fremtiden under den nuværende politik.

### 3.1 Hvad er elforsyningssikkerhed?

Forsyningssikkerhed er et begreb, som er blevet meget aktuelt de sidste par år. Krigen i Ukraine, coronapandemien og senest sabotagen af Nord Stream-gasrørledningerne i Østersøen har skabt uro på de internationale markeder for forsyningen af energi og energirelaterede råstoffer. Det har øget energipriserne og også ledt til forhøjede beredskabsniveauer i energisektoren i flere europæiske lande.

#### **EU's energikrise er tæt forbundet med Danmarks elsystem**

Uroen på energimarkederne har også påvirket elforsyningssikkerheden i Danmark. Det skyldes, at det danske elsystem hænger tæt sammen med det øvrige europæiske energisystem. EU er nettoimportør af gas, kul og olie, og øgede priser samt usikkerhed om forsyningen af disse energikilder har betydet, at flere EU-lande har måttet opfordre borgere og virksomheder til at spare på energien. Dels for at begrænse de meget markante stigninger i energipriserne og dels for at undgå energimangel og mindske risikoen for elafbrud.<sup>17</sup>

Udfordringerne med energiknapheden er fortsat aktuelle og håndteres dels gennem midlertidige tiltag såsom fyldning af gaslagre og reduktion af indetemperaturen i bygninger, og dels gennem mere langsigtede tilpasninger af energisystemet. Sidstnævnte indbefatter fx generelle energisparekampagner, accelereret opsætning af vedvarende energi og diversificering af importen af brændsler. Tiltag som disse indgår blandt mange andre i Europa-Kommissionens plan *REPowerEU* fra 2022.<sup>18</sup>

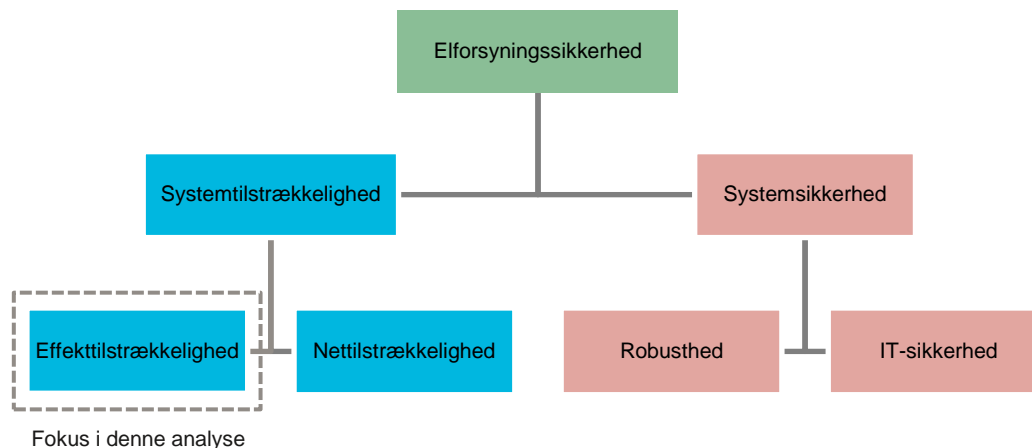
Tilstrækkelig forsyning af brændsler vil fortsat være et vigtigt element i elforsyningssikkerheden, men når den vedvarende energi kommer til at spille en mere og mere central rolle i energiforsyningen, er der også nye forhold, som opmærksomheden bør rettes mod, og som blandt andre denne analyse undersøger. Med udvidelsen af produktionen af biogas og med fremtidige muligheder for produktion af power-to-X vil der også komme et grundlag for en mere robust forsyning af de gasdrevne kraftværker. Denne analyse argumenterer, at disse gasdrevne kraftværker kan komme til at spille en vigtig rolle i udfordrende forsyningssituationer fremover.

#### **Elforsyningssikkerhed handler både om systemtilstrækkelighed og -sikkerhed**

For at opretholde en høj elforsyningssikkerhed kræves et elsystem, der er designet til at kunne håndtere mange forskellige udfordringer, fx udfald af et større kraftværk eller en havvindmøllepark, et cyberangreb eller en kraftig storm. Hvis disse udfordringer ikke kan håndteres, vil forbrugere kunne opleve, at strømmen afbrydes.

Høj elforsyningssikkerhed kræver to ting. For det første kræver det systemtilstrækkelighed, hvilket vil sige, at elsystemet er dimensioneret til at sikre den nødvendige forsyning. Det kræver både, at der kan produceres nok strøm – eller effekt – til at møde efterspørgslen, og at der er tilstrækkelig kapacitet i nettet, til at strømmen når frem til forbrugerne. Det kaldes henholdsvis effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed.

For det andet kræver høj elforsyningssikkerhed også systemsikkerhed. Systemsikkerhed handler om, hvorvidt elsystemet er robust over for fejl og it-hændelser. It-sikkerhed handler blandt andet om evnen til at modstå cyberangreb og at kunne opretholde en høj opetid på kritiske it-systemer, mens robusthed mere generelt vedrører elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser. Her kan eksempler på udfordringer være elektriske kortslutninger eller udfald af produktionsenheder. Figur 3.1 nedenfor illustrerer disse delelementer i elforsyningssikkerheden.



Figur 3.1 Delelementer af elforsyningsikkerhed

Anm.: Figuren viser en overordnet opdeling af elforsyningsikkerhed i to kategorier: systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed. I praksis vil de enkelte delelementer delvist overlape. Usikkerheder i forsyningen af brændsler påvirker forsyningsikkerheden i energisystemet generelt og kan dermed også reducere elforsyningsikkerheden. Dette fremgår ikke eksplicit i illustrationen.

Kilde: Klimarådet på baggrund af Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022, 2022*.

### Elafbrud skyldes primært problemer i elnettet

Danske forbrugere har de seneste mange år i gennemsnit oplevet elafbrud svarende til omkring 20 afbrudsminutter om året, hvilket er lavt sammenlignet med andre europæiske lande. Antallet af afbrudsminutter angiver det antal minutter, hvor en elforbruger i gennemsnit oplever elafbrud. Elafbrudene i Danmark er dog langt fra ligeligt fordelt mellem elforbrugerne, og nogle forbrugere oplever derfor sjældent elafbrud, mens andre oplever det oftere.

Årsagerne til elafbrud i Danmark er i øjeblikket primært manglende nettilstrækkelighed eller andre problemer i elnettet, som fx overgravede kabler i distributionsnettet tæt ved forbrugerne.<sup>49</sup> Boks 3.1 indeholder en uddybende beskrivelse af, hvad der sker under et elafbrud.

#### Boks 3.1 Hvad sker der under et større elafbrud?

Hvis der opstår en situation med fx effektmangel, vil Energinet som udgangspunkt foretage et såkaldt 'brown-out', som er en kontrolleret nedlukning af dele af elsystemet. Et 'brown-out' står i modsætning til et ukontrolleret 'black-out', hvor en større del af elsystemet bryder sammen, uden at der er klarhed om, hvornår forsyningen genetableres.<sup>20</sup>

Energinet vurderer dagligt balancen mellem det forventede forbrug og den forventede produktion for det kommende døgn og afgør i denne forbindelse, om en kontrolleret nedlukning (et 'brown-out') skal finde sted. Under et 'brown-out' afkobles udvalgte områder planmæssigt i maksimalt to timer. Hvis effektproblemerne varer længere end dette, vil forbrugerne i de udvalgte områder blive koblet på igen, mens andre forbrugere afkobles, så ingen mister strømmen i mere end to timer ad gangen. Denne procedure kan så fortsætte, indtil elproduktionen igen kan dække forbruget. Proceduren kan dog blive udfordret, hvis effektmanglen er meget stor. Her øges risikoen for et egentligt 'black-out'.

Elforbrugere, som meget dårligt kan tåle afbrud, har ofte egen nødforsyning i form af batterier eller dieselgeneratorer. Det kan fx være sygehuse, specifikke offentlige institutioner eller erhvervsliv, der skal kunne køre videre.

## Net- og effektilstrækkelighed udfordres blandt andet af et stigende elforbrug

Løftes blikket fra den historiske og den aktuelle forsyningssituation mod fremtiden, kan flere strukturelle udviklinger i det danske og europæiske elsystem udfordre elforsyningssikkerheden.

Nettilstrækkeligheden vil blandt andet blive påvirket af en forventet kraftig stigning i elforbruget, et aldrende elnet og en decentral tilslutning af vind- og solparker i elsystemet. Løbende udbygning og reinvesteringer i elnettet er væsentlige tiltag, der kan bidrage til at imødegå disse udfordringer. Energinet og Energistyrelsen forventer, at problemer i elnettet, herunder især i lokale eldistributionsnet, vil forårsage omkring eller lidt over 30 afbrudsminutter i årene 2030-2032 mod cirka 20 i dag.<sup>21</sup>

Effektilstrækkeligheden udfordres især af det stigende elforbrug og omstillingen til et elsystem, hvor en faldende andel af strømmen produceres af regulerbare termiske værker. Der har historisk ikke været elafbrud i Danmark som følge af effektmangel, men Energinet og Energistyrelsen forventer en væsentlig øget risiko for effektmangel fremadrettet.<sup>22</sup>

## Elsystemets robusthed udfordres af udfasning af kraftværker

Robustheden i elsystemet udfordres også af den faldende andel af elproduktion fra regulerbare termiske værker, såsom biomasseanlæg og kulkraftværker. Derudover kan den stigende andel af elproduktion fra vindmøller og solceller også stille krav til robustheden af elsystemet.

Robusthed handler som nævnt om elsystemets evne til at håndtere pludselige driftsforstyrrelser. Under sådanne forstyrrelser kan regulerbare termiske værker bidrage til at stabilisere elsystemet ved at holde frekvensen og spændingen inden for fastsatte grænser. Som udgangspunkt har vindmøller og solceller ikke samme stabiliserende egenskaber, da de blandt andet typisk er tilsluttet elsystemet via konvertere. Konvertere omformer strøm, fx fra jævnstrøm til vekselstrøm. Når en faldende andel af elproduktionen fremadrettet kommer fra regulerbare termiske værker, bliver det derfor nødvendigt at sikre disse stabiliserende egenskaber på anden vis.

Energinet vurderer, at manglende robusthed fremadrettet kan føre til en stigende risiko for elafbrud, men forventer, at forskellige tiltag til at bibeholde robustheden kan reducere risikoen betydeligt.<sup>23</sup> Et af tiltagene er at udvikle og investere i vindmøller og solceller, der i højere grad end i dag kan bidrage med stabilitet. Det forventes, at disse funktioner vil kunne implementeres i nye vedvarende energianlæg i løbet af de kommende år.<sup>24</sup> På baggrund af dette samt andre initiativer forventer Energinet og Energistyrelsen ikke, at manglende robusthed vil give anledning til flere elafbrud end i dag, hvilket er på et niveau omkring 1 afbrudsminut årligt.<sup>25</sup>

## Manglende it-sikkerhed vil sandsynligvis ikke øge risikoen for elafbrud i fremtiden

Foruden udviklingen i elsystemet kan en øget hyppighed af cyberangreb mod energisektoren også påvirke elforsyningssikkerheden. Brud på it-sikkerheden i energisektoren kan påvirke centrale aktører og i sidste ende påvirke driften af elsystemet.

Energinet forventer, at løbende investeringer og strategisk arbejde med at forbedre it-sikkerheden kan sikre, at Danmark ikke oplever elafbrud relateret til it-sikkerhed frem mod 2032.<sup>26</sup>

## Klimarådet fokuserer på risikoen for effektmangel i denne analyse

Klimarådet fokuserer i denne analyse specifikt på risikoen for effektmangel. Det er der to årsager til. For det første vil den igangværende omstilling af elsektoren til elproduktion baseret på vind og sol naturligt lede til et spørgsmål om, hvorvidt der vil opstå effektmangel, når vinden ikke blæser og solen ikke skinner. Og for det andet er det væsentligt at fokusere på effektilstrækkelighed i forbindelse med omstillingen af energisystemet, idet Energistyrelsens seneste redegørelser for forsyningssikkerhed har identificeret en risiko for, at effektmangel i særlig grad vil bidrage til et stigende antal afbrudsminutter i det danske elsystem over det kommende årti.

Som følge af sit fokus på effektilstrækkelighed vil denne analyse ikke undersøge fremtidige udfordringer med nettilstrækkelighed eller robusthedsrelaterede udfordringer, der kan forårsage elafbrud. Dette skal ikke tages til udtryk

for, at Klimarådet mener, at der ikke er behov for fokus på disse områder. Fokus på netudbygning er fx vigtigt i forhold til at sikre integration af ny vind- og solproduktion, som det også tidligere er blevet understreget i Klimarådets rapporter.

Det er også vigtigt at fokusere på elsystemets evne til at håndtere driftsforstyrrelser (robusthed) samt cybersikkerhed. Det er emner, som er af udpræget teknisk karakter, og som Klimarådet har valgt ikke at fokusere på indtil videre.

Der findes en omfattende akademisk litteratur, som adresserer forskellige aspekter af integration af vedvarende energi i elsystemer. Inden for de seneste år har der fx været meget stor aktivitet inden for et område, som er blevet betegnet som "100% RE"-forskningsområdet. Dette forskningsområde er nærmere beskrevet i boks 3.2.

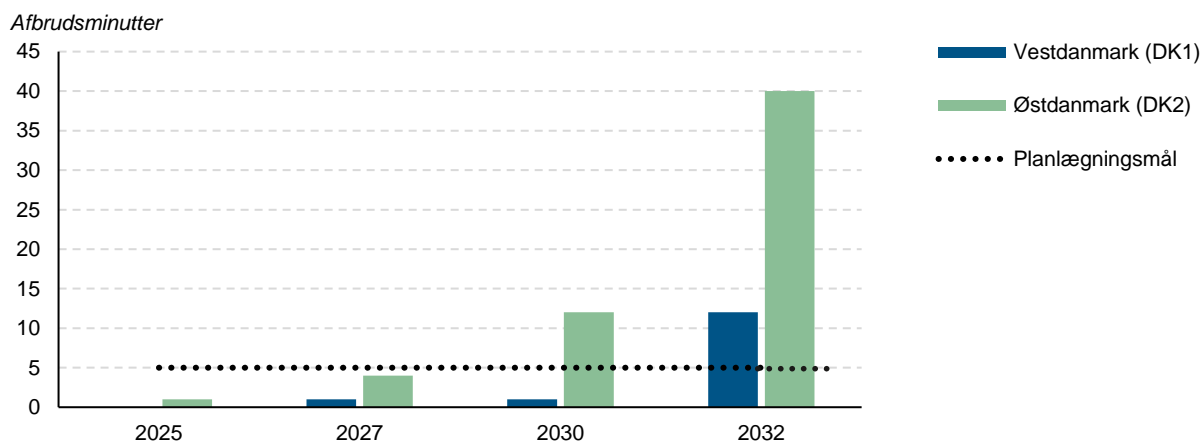
## 3.2 Seneste analyser af elforsyningssikkerheden

### Elforsyningssikkerhed forringes i fremtiden med den nuværende politik

Der er allerede udarbejdet en række analyser af elforsyningssikkerheden i Danmark. Energinet udgiver hvert år *Redegørelse for Elforsyningssikkerhed*, hvori elforsyningssikkerheden undersøges ti år ud i fremtiden, og i januar 2022 udgav Energistyrelsen analysen *Elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030*.<sup>27</sup> Denne analyse har blandt andet fokus på at undersøge elforsyningssikkerheden i en fremtid med reduceret brug af træbiomasse eller uden brug af fossile energikilder.<sup>28</sup> På EU-plan udgiver ENTSO-E hvert år analysen *European Resource Adequacy Assessment (ERAA)*, hvori elforsyningssikkerheden undersøges på tværs af EU.<sup>29</sup>

Alle analyserne peger på, at Danmarks elforsyningssikkerhed forringes markant i fremtiden, hvis der ikke gøres noget for at håndtere denne problemstilling. Forringelsen skyldes et stigende elforbrug i kombination med faldende regulerbar produktionskapacitet.

I 2032 vil antallet af afbrudsminutter som følge af effektmangel stige til 12 minutter i Vestdanmark (vest for Storebælt) og 40 minutter i Østdanmark (øst for Storebælt). Tallene stammer fra Energinets seneste *Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2022* og er afspejlet i figur 3.2. Dette er et godt stykke over Energinets foreslåede planlægningsmål for effekttilstrækkelighed på 5 afbrudsminutter. Til sammenligning er der i dag normalt ingen afbrudsminutter, som skyldes effektmangel, men omkring 20 afbrudsminutter pr. år, der skyldes problemer med elnettet.



Figur 3.2 Afbrudsminutter pr. år på grund af effektmangel samt Energinets foreslåede planlægningsmål for 2032

Anm.: Figuren viser kun antal afbrudsminutter grundet effektmangel. Frem mod 2032 forventes øvrige afbrud i fx distributionsnettet at udgøre over 30 afbrudsminutter. Der er et særskilt planlægningsmål for disse afbrud.

Kilde: Energinet, *Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2022*, 2022.

## Boks 3.2 Studier af energisystemer med 100 pct. vedvarende energi

### Integration af vedvarende energi i energisystemet er et væsentligt forskningsområde

I de senere år har der været et særligt fokus på integration af vedvarende energi i litteraturen om energisystemer. Stigende mængder varierende energikilder som vind og sol og en trend i retning af decentralisering af elproduktionen har givet anledning til overvejelser om, hvordan man i denne nye situation sikrer, at energisystemer opererer effektivt, og at en tilstrækkelig grad af elforsyningssikkerhed opretholdes.

Specifikt i de nordiske lande har man relativt tidligt stået med udfordringen omkring integration af større mængder vind og sol i energisystemet, og systemansvarlige myndigheder har gennem en årrække haft fokus på det afledte behov for øget fleksibilitet og betegnet det som en central udfordring på både kortere og længere sigt.<sup>30</sup> På et mere overordnet plan har IEA påpeget, at der er et behov for at fokusere på fleksibilitet i planlægningen af fremtidens energisystemer.<sup>31</sup>

### "100% RE"-forskningsområdet er en vigtig del af fundamentet for energisystemanalysen

Det er et helt centralt element at undersøge energisystemers evne til at håndtere store mængder vind- og solenergi i "100% RE"-forskningen. Inden for dette forskningsområde beskrives og udforskes energisystemer, som udelukkende er baseret på vedvarende energi ("RE" refererer til "Renewable Energy"). Forskningsområdet blev etableret i 1970'erne, hvor artiklen "Energy and Resources" af Bent Sørensen blev udgivet i tidsskriftet "Energy". Artiklen omhandlede et "100% RE"-system i Danmark.<sup>32</sup>

Frem mod 2010 steg antallet af udgivelser inden for forskningsområdet markant. I denne periode indeholdt de undersøgte energisystemer ikke særligt store vind- og solandele. Omkostningerne ved de to teknologier var i denne periode høje, og de drastiske omkostningsreduktioner set over det seneste årti blev ikke forudset. Samtidig blev et stort forbrug af biomasse i energisystemet ikke betragtet som et problem, og i mange "100% RE"-studier var energiforsyningen derfor i væsentligt omfang baseret på biomasse. I perioden siden 2010 er dette billede vendt rundt, og de fleste "100% RE"-analyser er nu i meget høj grad baseret på energiforsyning fra vind og sol, typisk med en andel på 80-100 pct. i år 2050.

### "100% RE"-litteraturen har især fokuseret på Nordeuropa

Et overblik over "100% RE"-litteraturen fra 2022 viser, at danske forskere i høj grad har bidraget og fortsat bidrager til udviklingen af forskningsområdet.<sup>33</sup> Flere danske forskningsteam nævnes i en opgørelse over de mest produktive teams inden for litteraturen, og simulationsmodellen EnergyPLAN, som er udviklet på Aalborg Universitet, nævnes som den model, der hyppigst anvendes som baggrund for de udgivne "100% RE"-analyser. Overblikket viser også, at Danmark og Tyskland er de lande, som hyppigst er blevet analyseret i "100% RE"-studier, ud over USA. Ifølge opgørelsen er der i alt udgivet 39 studier med fokus på Danmark.

## Resultaterne bygger på antagelser om forholdsvis lav udbygning af sol og vind

De eksisterende analyser bygger på en række antagelser om, hvordan elsystemet udvikler sig i fremtiden. Disse antagelser afspejler udlandets nuværende energi- og klimapolitik og generelle tekniske og markedsmæssige forventninger, fx i forhold til udviklingen inden for udbygning af vedvarende energi, fleksibilitet i elforbruget og udfasning af regulerbar produktionskapacitet. Når Energinet og Energistyrelsen i disse analyser konstaterer en højere sandsynlighed for elafbrud i fremtiden, er det altså under forudsætning af, at der ikke gribes politisk ind og gøres noget ud over den nuværende politik.

## De lave antagelser får problemer med elforsyningssikkerheden til at se mindre ud

Antagelserne for udviklingen i udlandets elsystem har stor betydning for elforsyningssikkerheden i Danmark. Det skyldes, at vi bliver gradvist mere afhængige af udlandet, hvilket står beskrevet i kapitel 2.

I Energinets og Energistyrelsens analyser anvendes et scenarie i stil med *National Trends*-scenariet. Ulempen ved at anvende *National Trends* er, at scenariet ikke modsvarer Parisaftalen eller EU's egne målsætninger inden for vedvarende energi og elektrificering, og at det dermed med stor sandsynlighed undervurderer mængden af strøm fra sol og vind i det europæiske elsystem i fremtiden.



I modsætning hertil vil scenarier, der tager højde for realiseringen af EU's højere ambitioner i *Fit for 55* eller *REPowerEU*, medføre et højere elforbrug og højere andele af sol- og vindenergi, som isoleret set vil påvirke elforsyningssikkerheden negativt.

### **Eksisterende analyser anvender en sandsynlighedsbaseret tilgang**

De eksisterende analyser anvender en sandsynlighedsbaseret tilgang. Det betyder, at der anvendes en model med mange forskellige simuleringer, der afspejler sandsynligheden for tilfældige nedbrud af produktions- eller transmissionskapacitet samt afspejler variationen i forskellige vejrår.

Hovedresultatet af de sandsynlighedsbaserede analyser opsummeres som et gennemsnit af alle simuleringer. Eksempelvis er resultatet i figur 3.2 et gennemsnit af 315 forskellige simuleringer for hvert årstal. I størstedelen af simuleringerne for 2032 er der ikke effektmangel i Danmark, mens der i en mindre del (cirka 20 pct.) konstateres problemer, der kan være endog meget store. I de værste modelkørsler er der således helt op til 700 afbrudsminutter i Østdanmark i 2032. Ifølge Energinets analyse er det altså mest sandsynligt, at vi *ikke* kommer til at opleve elafbrud grundet effektmangel i 2032. Dog er der en lille risiko for at opleve ret store elafbrud.

Store elafbrud ses særligt i pressede vejr-situationer. Energinets analyse peger på, at elforsyningssikkerheden kommer under et særligt pres i perioder med lav produktion fra sol og vind i Danmark og vores nabolande kombineret med et relativt højt elforbrug. Hvis man kun ser på gennemsnittet for de fem værste vejrår stiger antallet af afbrudsminutter til 78 og 252 minutter i 2032 i henholdsvis Vest- og Østdanmark. Hvis der oveni de pressede vejr-situationer også opstår driftsproblemer med transmissions- eller produktionskapaciteten, øges udfordringerne yderligere. Dog vurderes disse problemer ikke at være den drivende faktor bag effektmangel.

### **Klimarådets analyse adskiller sig fra de eksisterende analyser på en række afgørende punkter**

Klimarådets analyse skal bidrage til diskussionen om den fremtidige elforsyningssikkerhed. Derfor er analysen udformet på en måde, så den fungerer som supplement til de eksisterende analyser. Det gør den dels ved at antage en stor udbygning af sol- og vindenergi, som er konsistent med Parisaftalens mål, og dels ved at fokusere på enkelte, kritiske hændelser i stedet for gennemsnittet af mange hændelser som i en sandsynlighedsbaseret tilgang.

Klimarådets fokus på de enkelte kritiske hændelser har flere formål. Dels ønsker rådet at rette fokus mod specifikke situationer, hvor elforsyningssikkerheden i særlig grad kan blive udfordret, og dels ønsker rådet at vise, at selv i disse situationer kan udfordringerne løses via en række forskellige initiativer og med begrænsede omkostninger. I kapitel 4 findes en uddybende beskrivelse af analysens formål og metode.

## 4 Klimarådets metode til analyse af elforsyningsikkerhed

Klimarådets analyse undersøger elforsyningsikkerheden i perioder, hvor elsystemet er særligt presset på grund af vind og vejr og udefrakommende chok. Analysen anvender antagelser, som er konsistente med Parisaftalens temperaturmål, og som indebærer en omstilling til et elsystem med et højt elforbrug og store mængder sol- og vindenergi, hvilket kan udfordre de pressede perioder yderligere.

### 4.1 Analysens formål, metode og scenarier

#### Analysen undersøger elforsyningsikkerheden under nogle af de værst tænkelige forhold

Formålet med Klimarådets analyse er at undersøge, hvordan forskellige løsninger kan hjælpe med at opretholde elforsyningsikkerheden under nogle af de værst tænkelige forhold, herunder pressede vejræssige forhold og udefrakommende chok.

Præmissen for analysen er, at vi i Danmark fortsætter udbygningen med sol- og vindenergi som annonceret i de seneste politiske udmeldinger. Analysen undersøger dermed, hvorvidt det er teknisk muligt at sikre elforsyningsikkerheden selv i pressede situationer i et elsystem med en høj andel varierende sol- og vindenergi.

Analysen undersøger ikke, om de identificerede løsninger er samfundsøkonomisk hensigtsmæssige. Det vil være uforholdsmæssigt dyrt at sikre sig mod elafbrud i alle ekstreme scenarier, og det kan derfor være samfundsøkonomisk billigere at acceptere en vis risiko for elafbrud frem for at investere i tekniske løsninger, der kan dække alle ekstreme forhold. Denne afvejning fortager vi allerede i dag, hvor et planlægningsmål på 38 afbrudsminutter om året opfattes som acceptabelt.

#### Analysen adskiller sig metodisk fra andre analyser af elforsyningsikkerhed

Der findes allerede en række analyser af elforsyningsikkerheden i Danmark. Disse er beskrevet i kapitel 3. Analyserne undersøger elforsyningsikkerheden i Danmark under en række antagelser, der udfolder et givent udfaldsrum for udfordringer med elforsyningsikkerheden. Analyserne udfolder dog ikke det fulde udfaldsrum for udfordringer med elforsyningsikkerhed i Danmark. Klimarådets analyse supplerer og adskiller sig derfor fra disse analyser på følgende afgørende punkter:

- **Konsistent med Parisaftalens mål:** Klimarådets analyse anvender et scenarie, der er udformet til at være konsistent med Parisaftalens målsætning om begrænsning af temperaturstigningerne og EU's 2030-ambitioner i *Fit for 55*. Dette indebærer en omstilling til et elsystem med et højt elforbrug og store mængder sol- og vindenergi. Konkret tages der udgangspunkt i scenariet *Global Ambition*, som er beskrevet i kapitel 2. Dette kan sætte elforsyningsikkerheden under et større pres end i de eksisterende analyser.
- **Undersøger meget kritiske situationer:** Klimarådets analyse fokuserer på enkelte, kritiske hændelser for at undersøge, hvordan vi kan sikre elforsyningsikkerheden, når elsektoren er under stort pres og under nogle af de værst tænkelige forhold. Modellen bag analysen er beskrevet i boks 4.1. Analysens fokus på kritiske situationer står i kontrast til andre analyser, der som hovedresultat beskriver et gennemsnit af mange tusinde simuleringer med en vægtet sandsynlighed for vejrhændelser og tilfældige nedbrud på produktions- og transmissionskapacitet. Sådanne analyser ser på et bredt udsnit af hændelser, mens Klimarådet i dette udsnit fokuserer på de værste hændelser og derudover undersøger nogle endnu mere ekstreme chok, som ikke er med i de eksisterende analyser. Konkret tager Klimarådets analyse udgangspunkt i et i forvejen presset vejrår og tilføjer yderlige vejræssige og tekniske chok.
- **Langsigtet perspektiv frem til 2040:** Udfordringerne med elforsyningsikkerhed stiger over tid. Eksisterende analyser fra Energinet og Energistyrelsen omfatter perspektiver frem mod 2032 og 2035, men udfordringerne forværres sandsynligvis herefter, i takt med at varierende sol- og vindenergi gradvist erstatter regulerbare kraftværker. Derfor omfatter Klimarådets analyse perspektiver helt frem til 2040.

- **Fokus på løsningsmuligheder:** Klimarådets analyse undersøger tre konkrete løsningsmuligheder i form af regulerbar kapacitet, ellagring og fleksibelt forbrug og undersøger omkostningsniveauer for disse løsninger. Desuden behandler analysen forbruget af bioenergi og klimapåvirkningen ved brug af reservekapacitet, som kan anvendes i få, men vigtige situationer.

## Analysen har fokus på et presset vejrår og ekstreme hændelser

Analysen undersøger først og fremmest elforsynings sikkerheden i et almindeligt vejrår, der med hensyn til vind-, sol- og nedbørsforhold er nogenlunde gennemsnitligt i forhold til vejret de seneste årtier.

Herefter undersøges elforsynings sikkerheden i et presset vejrår for at teste betydningen af dårligere vejrforhold. Det vil sige i et år, hvor vind-, sol- og nedbørsforhold er ringe i afgørende perioder, og hvor vindmøller, solceller og vandkraft dermed i disse perioder producerer væsentligt mindre strøm end normalt. Det pressede vejrår repræsenterer nogle af de værste vejrforhold, som vi har oplevet i 38 historiske år.

Oven i det pressede vejrår tilføjes også en række ekstreme hændelser eller chok. Konkret fokuseres der på to type typer af ekstreme hændelser:

- **Vejrchok.** Den ene type er situationer med vejrforhold, som sænker elproduktionen fra solceller og vindmøller væsentligt i forhold til mere normale vejrforhold.
- **Tekniske chok.** Den anden type afspejler situationer, hvor der opstår uforudsete tekniske chok. Det kan fx være sabotage på kritisk infrastruktur, cyberangreb eller tekniske fejl.

Der er en risiko for, at forskellige tekniske chok kan være sammenfaldende med ekstreme vejrhændelser. Det gælder særligt, hvis udfordringerne skyldes sabotage eller cyberangreb, som kan være motiveret af at skabe størst skade og dermed mest oplagt vil finde sted i perioder, hvor elsystemet i forvejen er presset.

I forbindelse med energikrisen, høje energipriser i Europa og krigen i Ukraine er der også opstået politiske overvejelser om at prioritere nationale forsyningsbehov over internationalt samarbejde. I praksis vil en uforudset og hurtig politisk beslutning om at nedlukke gas- eller transmissionsforbindelser ligne et teknisk chok, hvorfor sådanne hændelser også afspejles i analysen. Det tekniske chok er konkret repræsenteret ved afbrud af vigtige transmissionsforbindelser, men man kunne også forestille sig andre typer hændelser. Det kunne fx være et cyberangreb, hvor essentielle regulerbare kraftværker sættes ud af spil.

Analysen ser ikke på risikoen for tilfældige nedbrud af produktionskapacitet eller transmissionsforbindelser. I realiteten vil der dog altid være en vis sandsynlighed for, at kraftværker eller transmissionsforbindelser er utilgængelige fx på grund af havari eller som følge af revision, hvor et kraftværk eller en ledning er til planlagt eftersyn. Sådanne nedbrud indgår i de eksisterende analyser af elforsynings sikkerheden.

### Boks 4.1 Analysens model og centrale antagelser

Elforsynings sikkerheden undersøges i modellen Balmorel. Simuleringerne i Balmorel er udført af Ea Energianalyse for Klimarådet. Modellen minimerer omkostninger til drift og viser, hvordan det europæiske elsystem opererer time for time i forhold til produktion, forbrug og transmission af strøm. Foruden understående beskrives en række antagelser og forudsætninger i analysens baggrundsbilag.

#### Modellen inkluderer 18 lande i et forbundet elsystem

Modellen indeholder i denne analyse i alt 18 europæiske lande, hvoraf nogle af landene, heriblandt Danmark, er yderligere opdelt i en række regioner (budzoner) for at tage højde for interne flaskehalse i transmissionssystemet (figur 4.1). Det er nødvendigt at inkludere mange lande i modellen, fordi elsystemerne i Europa er tæt forbundne. Landene er dermed gensidigt afhængige af hinanden, og denne afhængighed forventes at stige i takt med indfasningen af mere vind- og solenergi. Denne afhængighed er vigtig at få repræsenteret i modellen. I analysen undersøges elforsynings sikkerheden i årene 2030, 2035 og 2040.

Danmark er delt i to forskellige regioner, som afspejler, at det danske elsystem i virkeligheden også er opdelt i to zoner; DK1 vest for Storebælt og DK2 øst for Storebælt. Den vestdanske zone er forbundet til det centraleuropæiske frekvensområde, mens den østdanske zone er forbundet til det nordiske frekvensområde. Derudover er de vest- og østdanske zoner forbundet med hinanden via en jævnstrømsforbindelse. Forbindelsen anvender jævnstrøm frem for vekselstrøm, da dette er nødvendigt for at kunne forbinde de to danske zoner, som ikke er synkrone, hvilket vil sige, at de ikke svinger i samme elektriske takt.



Figur 4.1 Analysens geografiske afgrænsning

Kilde: Ea Energianalyse.

## I modellen anvendes en række centrale antagelser

Modellen er bygget op på baggrund af en række antagelser for fremtidig produktionskapacitet, transmissionskapacitet mv. De mest centrale antagelser er:

- **Produktionskapacitet:** I Danmark følger produktionskapaciteten *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, som er justeret på baggrund af *Esbjergaftalen* og *Danmark kan mere II*, hvilket indebærer, at vindmølle- og solcellekapaciteten opjusteres. Det har ikke været muligt at inkludere Energistyrelsens nyeste *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*, som blev offentliggjort i januar 2023. I de nye forudsætninger udfases den regulerbare kapacitet en smule hurtigere end i *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, men det vurderes ikke at have betydning for analysens overordnede konklusioner eller anbefalinger. I Europa følger produktionskapaciteten ENTSO-E's scenarie *Global Ambition*. Produktionskapaciteten er illustreret i kapitel 2.
- **Transmissionskapacitet:** Generelt følger fremskrivningen ENTSO-E's plan for udviklingen af den europæiske infrastruktur, som afspejles i såkaldte *System needs*-analyser.<sup>34</sup> I modellen er anvendt en foreløbig høringsudgave fra juli 2022, som kan afvige fra den endelige analyse. I Danmark er der desuden foretaget opjusteringer på baggrund af den forventede udbygning med energigøer. Samlet set når

transmissionskapaciteten til udlandet op på 18,1 GW i 2040, hvilket er cirka 5 GW mere end i *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*. Udbygningen er også illustreret i figur 2.4 i kapitel 2.

- **Vejrår:** Produktionsprofiler for vind og sol følger det historiske vejrår 1996, som kombineres med forventet produktionskapacitet for sol, landvind og havvind i de respektive simuleringsår. I modellen er elproduktionen fra vindmøller og solceller altså bestemt, dels af at vindforhold og solindstråling antages at være identisk til vejrforholdene i 1996, og dels af kapaciteten der er installeret af begge teknologier i et givent år. Valget af 1996 som vejrår for analysens simuleringer uddybes i afsnit 4.2. I modellens vejrchok anvendes et syntetisk vejrår, hvor vind- og solprofilerne justeres, så de repræsenterer vejrmæssige forhold, som er lidt værre, end hvad vi har oplevet i 38 historiske år, som der eksisterer detaljerede vejrdata fra. Justeringen implicerer, at vejrchokket kan betragtes som noget lignende en 100-årshændelse.
- **Elforbrug og fleksibilitet:** Elforbruget følger antagelserne i ENTSO-E og ENTSO's scenarie *Global Ambition*, som er beskrevet i kapitel 2. Flexibiliteten af elforbruget afhænger af forbrugstypen. Elforbruget i simuleringerne er repræsenteret ved det årlige, absolutte elforbrug i 1996, men af tekniske årsager følger forbrugsprofilerne, det vil sige variationerne op og ned på timebasis, vejråret 2014.

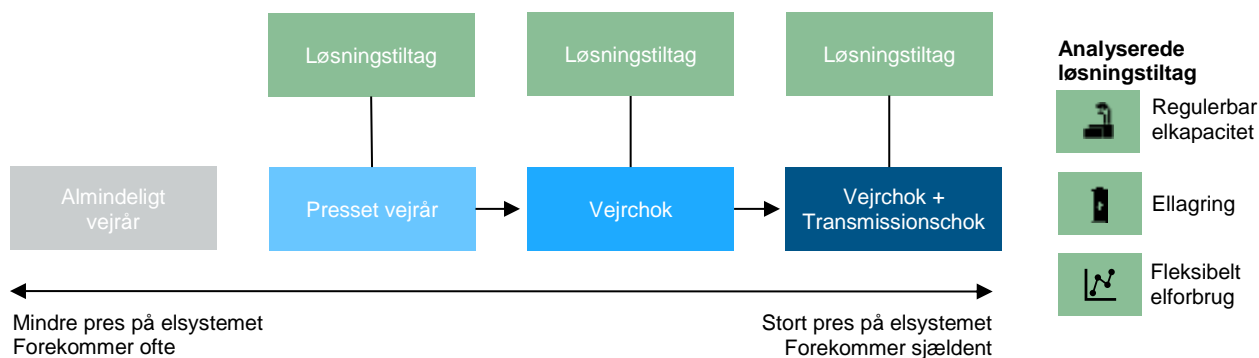
## Analysen er bygget op om fire centrale scenarier og undersøger tre forskellige løsninger

Analysen er bygget op om fire centrale scenarier:

- **Almindeligt vejrår:** Scenariet afspejler et almindeligt vejrår med hensyn til vind-, sol- og nedbørsforhold.
- **Presset vejrår:** Scenariet afspejler nogle af de værste vejrforhold, vi har oplevet i 38 historiske år med hensyn til vind-, sol- og nedbørsforhold.
- **Vejrchok:** Scenariet afspejler et vejrchok, hvor elsystemet presses yderligere af mindre produktion fra sol og vind end i det *pressede vejrår*. Vejrchokket kan betragtes som noget lignende en 100-årshændelse, hvilket vil sige, at vejrchokket vil forekomme ganske sjældent, men at det stadig er et muligt scenarie.
- **Vejr- og transmissionschok:** Scenariet kombinerer vejrchokket med et transmissionschok, hvor kritisk infrastruktur er ude af drift, fx som følge af sabotage. Konkret lukkes transmissionsforbindelserne til/fra Sverige og Norge i to anstrengte uger. Kombinationen af de to chok afspejler en ekstrem situation, hvor fx sabotage foretages netop i en særligt presset vejrmæssig periode. Dette afspejler, at sabotage ofte har som mål at skabe størst skade og dermed mest oplagt vil finde sted i perioder, hvor elsystemet i forvejen er presset.

Figur 4.2 illustrerer analysens fire overordnede scenarier. I analysen fokuseres der især på de tre scenarier, hvor elforsyningssikkerheden presses mere end i et almindeligt vejrår uden chok. Disse tre scenarier er i figuren farvet med gradueringer af blå for at illustrere, at scenarierne i stigende grad sætter pres på elsystemet og elforsyningssikkerheden.

For hvert af disse tre scenarier undersøges det, hvordan tre forskellige løsninger kan understøtte elforsyningssikkerheden. Konkret kigger analysen på, hvordan lagring af energi, fleksibelt elforbrug og regulerbar elkapacitet i form af gasturbiner kan bidrage til at afværge elafbrud. Analysen undersøger også omkostningerne ved hver af løsningerne. Analysen fokuserer på netop disse tiltag, fordi de kan implementeres og har direkte indflydelse i Danmark. Transmissionskapacitet til Danmark er også et vigtigt element til at opretholde elforsyningssikkerheden i Danmark, men analyseres ikke som selvstændigt tiltag. I alle modellens scenarier antages det derimod, at transmissionskapaciteten udvides med cirka 5 GW frem mod 2040 ud over den aktuelle fremskrivning. Hvis udvidelsen ikke finder sted, kan det stille elforsyningssikkerheden dårligere end beskrevet i denne analyse.



Figur 4.2 Analysens scenarier og undersøgelse af løsningsmuligheder

Kilder: Klimarådet.

## 4.2 Kritiske perioder med lav produktion fra sol- og vindenergi

### Klimarådet har undersøgt forekomsten af kritiske perioder

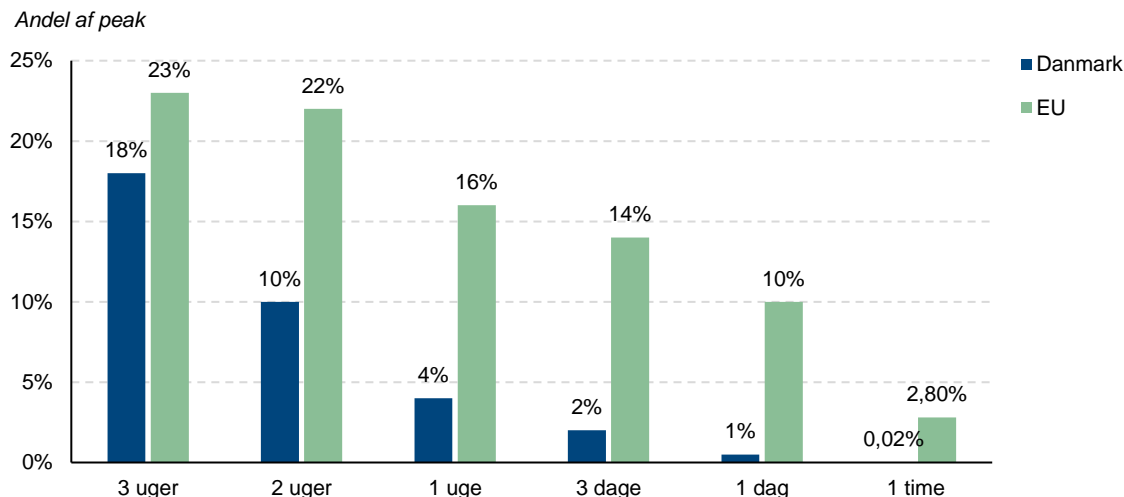
Klimarådet har lavet en statistisk undersøgelse af 38 års vejrdata for at afdække hyppigheden af kritiske perioder med dårlige vind- og solforhold. Undersøgelsen kombinerer historiske vejrdata med forventet produktionskapacitet af vind- og solenergi i 2030. På baggrund af undersøgelsen er det muligt at konstruere et såkaldt syntetisk vejrår, som indeholder et vejrchok, der kan betragtes som noget lignende en 100-årshændelse. Det syntetiske vejrår er opbygget, så det på en række forskellige parametre er lidt værre, end hvad vi har oplevet i de 38 historiske år.

### Der vil altid være produktion fra vind og sol set over længerevarende perioder

I EU og i Danmark findes der ikke eksempler på længerevarende perioder helt uden sol og vind. Dog findes der perioder, hvor produktionen er meget lav. Produktionen i en given periode vil altid afhænge af, hvor lang en periode det drejer sig om, og hvor stort et geografisk areal der undersøges. Denne pointe illustreres i figur 4.3, som viser gennemsnitsproduktion fra sol, landvind og havvind i forskellige perioder for henholdsvis Danmark og EU. Figuren viser den laveste gennemsnitsproduktion ifølge vejrdata fra 38 historiske år. Tallene skal forstås således, at de kombinerer vejrdata fra de 38 år med forventet produktionskapacitet for sol, landvind og havvind i 2030. Produktionen er angivet som 'andel af peak', det vil sige produktionen for den konkrete periode opgjort som andel af den teoretisk maksimale produktion i en enkelt time. Hermed er en sammenligning mellem Danmark og EU mulig.

Andelen af elproduktion i forhold til den teoretisk maksimale produktion er lavere i Danmark end i EU for alle perioderne. Det skyldes, at EU dækker et væsentligt større areal, og at der dermed er bedre mulighed for, at regionale vejrudsving inden for det samlede område udligner ekstremterne. Eksempelvis har den værste 1-dagsperiode (24 timer) i EU en gennemsnitsproduktion på 10 pct. af peak, mens den værste periode af tilsvarende længde i Danmark kun har en produktion på 1 pct. af peak.

Gennemsnitsproduktionen falder, jo kortere perioden er. Dette afspejler, at det over en længere periode bliver gradvist mere usandsynligt, at solen ikke skinner, eller at vinden ikke blæser. I boks 4.2 findes konkrete produktionsprofiler for sol og vind, der illustrerer to af de mest pressede perioder i løbet af de 38 historiske år. Profilerne giver et indtryk af, hvordan eksempelvis en presset 3-dagesperiode med 2 pct. gennemsnitsproduktion ser ud sammenlignet med gennemsnittet.



Figur 4.3 Laveste gennemsnitsproduktion fra sol og vind over forskellige periodelængder

Anm. 1: Figuren viser den laveste gennemsnitsproduktionen fra sol, landvind og havvind i forskellige perioder for henholdsvis Danmark og EU ifølge vejrdata fra 38 historiske år. Produktionen er udregnet ved at kombinere vejrdata fra de 38 år med forventet produktionskapacitet for sol, landvind og havvind i 2030.

Anm. 2: Elproduktionen er angivet som en andel af peak-produktion fra sol og vind for at kunne sammenligne Danmark og EU. Peak-produktion er 37 GW i Danmark og 548 GW i EU.

Kilder: Klimarådet, ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD) 2021*, ENTSO-E, *TYNDP, 2022* og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger 2021, 2021*.

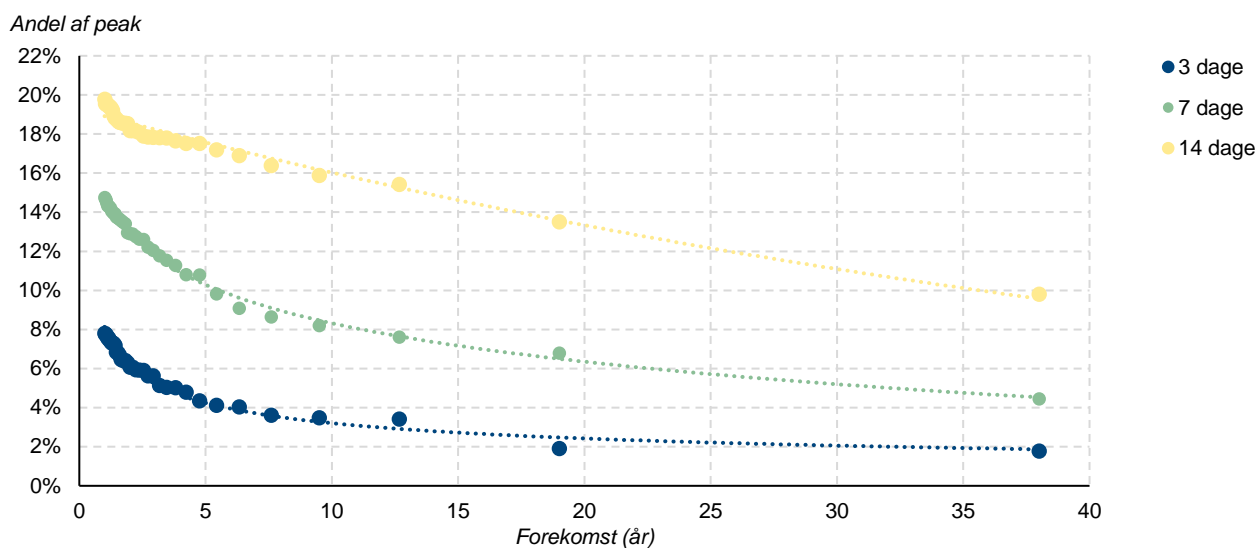
## Længerevarende perioder med meget lav produktion fra sol og vind er sjældne

Perioderne med så lav gennemsnitsproduktion som afspejlet i figur 4.3 forekommer kun meget sjældent. Hvis man antager, at vejrdata fra de 38 historiske år er repræsentative for vejret i fremtiden, kan man betragte perioderne i figur 4.3 som en slags 38-årshændelse. Det vil sige, at perioder med tilsvarende lav gennemsnitsproduktion af el kun finder sted én gang i løbet af 38 år.

Statistisk set vil man forvente, at perioder med marginalt højere elproduktion vil forekomme oftere, da de er mere sandsynlige. Figur 4.4 viser denne sammenhæng ved at sammenholde produktionsniveau (udtrykt som 'andel af peak') i forskellige periodelængder og sandsynligheden for, at dette produktionsniveau forekommer. Figuren skal læses sådan, at eksempelvis en 3-dagesperiode med produktion på maksimum 8 pct. forekommer hvert år, men en 3-dagesperiode med produktion på maksimum 4 pct. forekommer hvert femte år (5-årshændelse). På samme måde kan man aflæse forekomsten af forskellige produktionsniveauer med periodelængder på 7 dage og på 14 dage.

Generelt ses en betydelig forskel mellem produktionsniveauet for en 38-årshændelse og en 5-årshændelse. En umiddelbar kvalitativ fortolkning af dette er, at længerevarende hændelser med *meget lav* produktion fra sol og vind, fx under 4 pct. produktion over en 3-dagesperiode, er sjældne.

Figur 4.4 skal læses med en række forbehold. For det første kan det diskuteres, om de 38 års sol- og vinddata er repræsentative for fremtiden, både hvad angår den naturlige variabilitet, men også hvad angår potentielle forandringer i vejrsystemer grundet klimaforandringer. Dette uddybes i det følgende afsnit. Dernæst er den statistiske behandling foretaget sådan, at perioderne ikke overlapper hinanden. Dermed er der frasorteret en række overlappende kritiske perioder, så det kun er de mest kritiske, som er med i figuren. Det vurderes dog ikke at have væsentlig betydning for det overordnede billede.



Figur 4.4 Forekomsten af meget pressede perioder i historiske vejrdata i Danmark

Anm.: Figuren viser den laveste gennemsnitsproduktionen fra sol, landvind og havvind i forskellige perioder for Danmark ifølge vejrdata fra 38 historiske år. Produktionen er udregnet ved at kombinere vejrdata fra de 38 år med forventet produktionskapacitet for sol, landvind og havvind i 2030.

Kilder: Klimarådet; ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD)*, 2021; ENTSO-E, *TYNDP*, 2022 og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021.

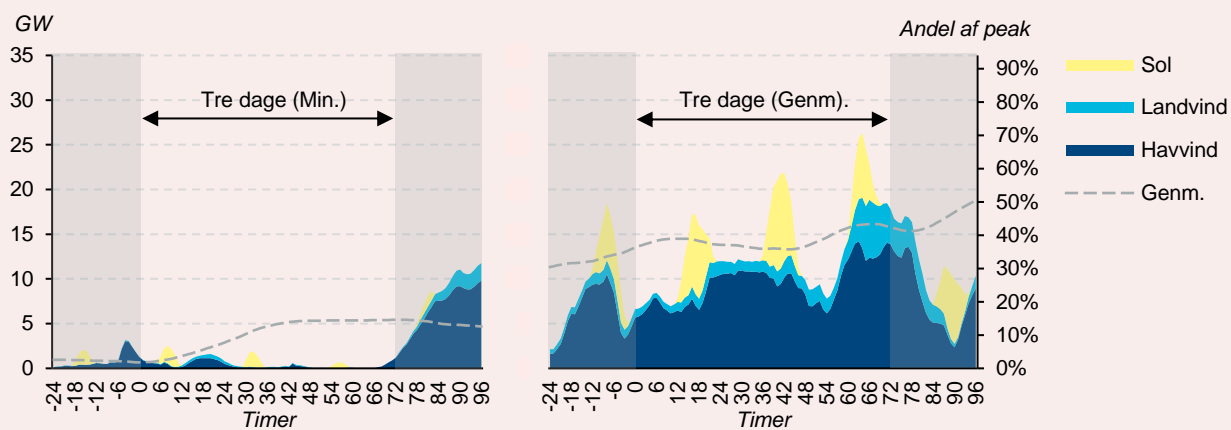
## Boks 4.2 Eksempler på meget pressede situationer

### Den værste 3-dagesperiode

Den værste 3-dagesperiode, vi har oplevet i Danmark med hensyn til vind- og solforhold, fandt sted i december 2007. "Den værste" skal her forstås som den periode med lavest produktion fra sol og vind i Danmark (i forhold til installeret kapacitet), uden hensyntagen til dansk elforbrug eller elproduktionen i udlandet. Med vejrdata fra denne periode vil gennemsnitsproduktionen i 2030 ligge på cirka 0,7 GW pr. time, svarende til omtrent 2 pct. af peak-produktionen fra vind og sol. Til sammenligning forventes det maksimale ufleksible elforbrug at ligge på cirka 10 GW i år 2030, som beskrevet i det foregående kapitel. Situationen er illustreret til venstre i figur 4.5. Der ses kun en ganske beskedne produktion fra solceller i dagtimerne, mens der stort set er vindstille og dermed næsten ingen produktion fra vind i hele perioden. Dog ser vi også, at vinden tager til efter 72 timer. Pressede perioder vil altid være afgrænsede.

Elproduktionen i løbet af en normal 3-dagesperiode er væsentlig højere. I højre side af figur 4.5 ses en produktionsprofil over 72 timer, hvor produktionen er nogenlunde gennemsnitlig for en periode af denne længde. Her producerer sol og vind i gennemsnit 13,5 GW, svarende til cirka 36 pct. af peak-produktionen. Eksemplet stammer fra oktober med et betydeligt bidrag fra sol i dagtimerne og en stabil produktion fra både land- og havvind. Der findes også perioder med væsentlig større produktion end det illustrerede. Den mest produktive periode fremkommer med vejrdata fra maj, hvor gennemsnitsproduktionen over tre dage ligger på 27 GW svarende til 70 pct. af peak-produktionen (ikke illustreret i figuren).





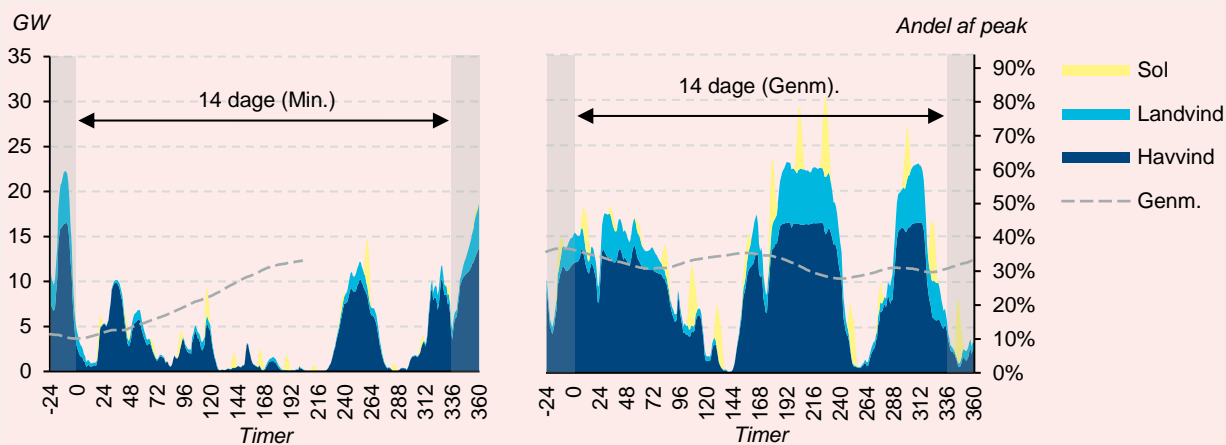
Figur 4.5 Produktionsprofil for sol og vind i forskellige 3-dagesperioder

Anm.: Figurens venstre akse angiver produktionen i GW, mens den højre akse angiver produktionen som andel af peak-produktion. Figuren til venstre har den samme akse som figuren til højre. Den stiplede linje angiver et rullende gennemsnit for de følgende tre dage (72 timer).

Kilder: Klimarådet; ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD)*, 2021; ENTSO-E, *TYNDP*, 2022 og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021

### Den værste 14-dagesperiode

Den værste 14-dagesperiode, vi har oplevet i Danmark med hensyn til vind- og solforhold, fandt også sted i december 2007. Med vejrdata fra denne periode ville gennemsnitsproduktionen i 2030 ligge på cirka 3,6 GW pr. time, svarende til cirka 10 pct. af peak-produktionen. Situationen er illustreret til venstre i figur 4.6. Der er enkelte dage, hvor solceller bidrager, men størstedelen af produktionen kommer fra vind, særligt havvind. I figurens højre side ses en gennemsnitlig 14-dagesperiode. Her produceres i gennemsnit 13,6 GW pr. time, svarende til cirka 36 pct. af peak-produktionen.



Figur 4.6 Produktionsprofil for sol og vind i forskellige 14-dagesperioder

Anm.: Figurens venstre akse angiver produktionen i GW, mens den højre akse angiver produktionen som andel af peak-produktion. Figuren til venstre har den samme akse som figuren til højre. Den stiplede linje angiver et rullende gennemsnit for de følgende 14 dage (336 timer).

Kilder: Klimarådet; ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD)*, 2021; ENTSO-E, *TYNDP*, 2022 og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021.

## Klimaforandringer kan medføre en lille ændring i middelvinden i Danmark

Klimaforandringer medfører ændringer i de globale og regionale vejrsystemer. Foruden en generel stigning i den globale gennemsnitstemperatur forventes også mere ekstremt vejr som højere temperaturekstremer, kraftigere nedbør og storme. I forhold til elforsyningsikkerhed i Danmark, er spørgsmålet, hvad disse ændringer vil betyde for situationerne med lav produktion fra sol og vind.

Flere kilder forventer, at klimaforandringer vil medføre en lille ændring mod lavere middelvind i Danmark. Middelvinden angiver her den gennemsnitlige vindhastighed over fx et år. DMI's KlimaAtlas viser eksempelvis et fald i den årlige middelvind i Danmark på 0,6-0,9 pct. i 2100, såfremt temperaturstigningen når op mellem 2,5°C og 3°C i 2100.<sup>35</sup> Der er dog stor usikkerhed om estimatet. En lignende konklusion findes i et nyere studie fra forskere fra DTU, der undersøger elproduktionen fra store potentielle havvindmølleparker i Nordsøen under klimaforandringer, på vej mod en temperaturstigning på 3,3-5,7°C i 2100.<sup>36</sup> Her ses meget små ændringer i den årlige produktion. Dog kan der observeres forholdsvis store sæsonvariationer, hvor elproduktionen fx om sommeren sænkes cirka 7 pct. relativt til det nuværende klima.

## Klimaforandringerne påvirker sandsynligvis ikke omfanget af perioder med lav produktion fra vind og sol

Klimaforandringer påvirker sandsynligvis ikke kritiske perioder med lav produktion fra sol og vind. Det viser et europæisk studie, der har sammenlignet hyppigheden af dage med meget lav elproduktion fra sol og vind i henholdsvis et nutidigt og i et 2°C varmere klima.<sup>37</sup> Studiet viser, at elforsyningsikkerheden kan være bedre stillet i et varmere klima. Det skyldes, at elforbruget til opvarmning falder, mens elforbruget til nedkøling med aircondition ikke stiger tilsvarende, samt at elproduktionen fra vind og sol sandsynligvis ikke påvirkes i de kritiske perioder.

Studiet ser på Europa som helhed og siger dermed ikke noget specifikt om Danmark. Endvidere afdækker studiet ikke resultatet af potentielt ændrede nedbørsmønstre, som kan påvirke produktionen fra vandkraft, eller andre ekstreme vejrhendelsers indvirkning på elsystemet fx udtørring af floder, som anvendes til køling til kraftværker, eller stormskader på elledninger. Studiet giver dog alligevel en god indikation på, at klimaforandringer sandsynligvis ikke medfører flere kritiske perioder med lav produktion fra vind og sol, som forværrer elforsyningsikkerheden herhjemme.

Kommende analyser af elforsyningsikkerhed vil give en større indsigt i emnet. På europæisk plan arbejdes der i ENTSO-E på at konstruere syntetiske vejrår, der skal afspejle påvirkningen fra klimaforandringer. Disse vejrår vil formodentlig indgå som en del af myndighedernes analyser af elforsyningsikkerheden i fremtiden.

## Analysen undersøger først et presset vejrår med udgangspunkt i 1996

I denne analyse undersøges et presset vejrår, som vi har oplevet tidligere i Danmark. Som beskrevet i det forudgående, er valget af vejrår vigtigt, hvis elsystemet skal testes under udfordrende vejrforhold med lav produktion fra sol og vind. Analysen anvender vejråret 1996, som er et af de værste vejrår i løbet af de 38 historiske år.

Det er vanskeligt at identificere det absolut værste historiske vejrår, da vejrforhold kan presse elsystemet på flere forskellige måder. Afhængigt af hvilke parametre man måler på, og hvilke antagelser om elsystemets fremadrettede opbygning der anvendes, vil forskellige historiske vejrår kunne identificeres som det værste. På baggrund af analyser af elforsyningsikkerheden i 35 historiske vejrår peger Energinet særligt på fem vejrår, som udfordrer elforsyningsikkerheden i højere grad end andre. 1996 er et af disse fem år.<sup>38</sup> Vejråret 1996 skiller sig blandt andet ud ved generelt at have dårlige vind- og solforhold og ved at have et meget lavt nedbørsniveau i Norge og Sverige og dermed lav produktion fra vandkraft. Samtidig indeholder vejråret nogle kritiske, kortere perioder med meget lav produktion fra sol- og vindenergi. Bedømt ud fra de historiske data vurderer vi, at situationer, som er sammenlignelige med de pressede vejr situationer, som opstår i det "pressede vejrår", meget vel kunne opstå hvert årti.

## Analysen undersøger dernæst nogle særligt pressede vejrforhold

Man kan ikke udelukke, at der i fremtiden kommer vejrforhold, som er værre end i vejråret 1996. Det skyldes vejrets naturlige variabilitet og som udgangspunkt *ikke* vejrændringer på grund af klimaforandringer. Da Klimarådet med denne analyse ønsker at undersøge elforsyningsikkerheden i særligt pressede situationer, konstrueres et såkaldt syntetisk vejrår, som indeholder en række vejrchok. Det syntetiske vejrår er opbygget, så det på en række forskellige parametre er

lidt værre, end hvad vi har oplevet i de 38 historiske år, og det er konstrueret, så det kan betragtes som noget lignende en 100-årshændelse, som altså repræsenterer noget sjældent, men stadig muligt. Boks 4.3 uddyber, hvordan det syntetiske vejrår med vejrchok er konstrueret. Resultaterne af både det pressede og syntetiske vejrår kan findes i analysens senere kapitler.

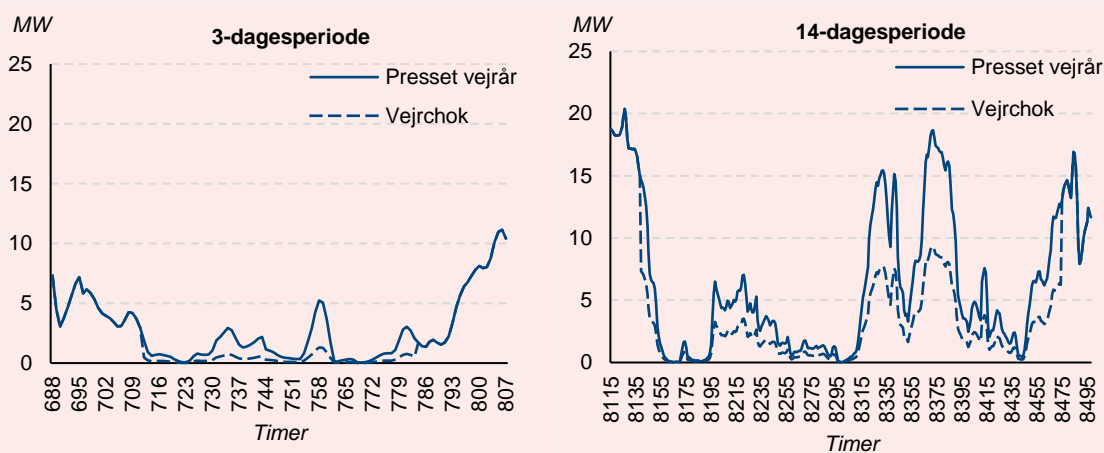
Både elforbrug og elproduktion har betydning for elforsynings sikkerheden. Elforbruget om vinteren vil være højere i kolde år på grund af et højere behov for elbaseret boligopvarmning. Af hensyn til analysens omfang undersøger analysen ikke forskellige kombinationer af vejrår for forbrug og produktion.

## Boks 4.3 Et syntetisk vejrår

I analysen undersøges elforsynings sikkerheden i et syntetisk vejrår med en række vejrchok. Det syntetiske vejrår er opbygget, så det på en række parametre er lidt værre, end hvad vi har oplevet i 38 historiske år. Konkret er året konstrueret ud fra vejråret 1996 ved at sænke produktionen fra vind og sol på følgende måder:

- **Reduktion i vindkraft på tværs af hele Europa:** Vindkraften reduceres med 25 pct. i de timer, hvor produktionen er under 25 pct. af peak-produktion i vejråret 1996. Dette skaber både lidt 'dybere' og 'bredere' kritiske perioder. Ændringen medfører, at det syntetiske vejrår indeholder en mere kritisk 3-dages- og 14-dagesperiode, end der er observeret i de 38 historiske år i EU.
- **Reduktion af vind- og solkraft i en kritisk 3-dagesperiode:** Vind- og solkraft reduceres med 75 pct. i den mest kritiske 3-dagesperiode i vejråret 1996. Dette medfører, at det syntetiske vejrår indeholder en mere kritisk 3-dagesperiode, end der er observeret i de 38 historiske år i Danmark.
- **Reduktion af vind- og solkraft i en kritisk 14-dagesperiode:** Vind- og solkraft reduceres med 50 pct. i den mest kritiske 14-dagesperiode i vejråret 1996. Dette medfører, at det syntetiske vejrår indeholder en mere kritisk 14-dagesperiode, end der er observeret i de 38 historiske år i Danmark.

De to sidste punkter ovenfor er illustreret i figur 4.7.



Figur 4.7 Produktionsprofil for sol og vind i det pressede vejrår og i det syntetisk vejrår med vejrchok

Anm.: Linjerne angiver produktionen fra sol og vind samlet.

Kilder: Klimarådet; ENTSO-E, *Pan-European Climatic Database (PECD)*, 2021; ENTSO-E, *TYNDP*, 2022 og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*, 2021.

## 5 Resultater for scenarier hvor elforsyningssikkerheden sættes under pres

I et normalt vejrår opstår der ikke elafbrud i Danmark. Elforsyningssikkerheden kommer dog under pres i år med dårlige vind- og solforhold. Modellen viser, at der vil opstå betydelige elafbrud og høje elpriser i et presset vejrår, hvis ikke der implementeres tiltag for at afværge sådanne situationer. Presset på elforsyningssikkerheden stiger yderligere under ekstreme chok, hvor effekt manglen i værste tilfælde kan blive meget stor. De pressede situationer hænger sammen med, at Danmark i stigende grad bliver afhængig af elimport fra udlandet. Regeringen bør være opmærksom på denne problematik og arbejde for at reducere risikoen forbundet med import.

### 5.1 Elforsyningssikkerhed i et presset vejrår

I dette afsnit gennemgås analysens resultater for et normalt vejrår og et presset vejrår, som er to ud af analysens fire scenarier. Resultaterne er under forudsætning af, at der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningssikkerheden, ud over hvad der indgår i analysens antagelser. Som nævnt tidligere er det en grundpræmis for analysen, at energisystemet udvikler sig omtrent som angivet i scenariet *Global Ambition*. Endvidere skal resultaterne betragtes som en illustration af mulige problemer og scenarier i fremtiden. Der er stor usikkerhed om de konkrete tal og niveauer, og de giver derfor kun en generel indikation af problemernes omfang. Læs om de specifikke antagelser og metoden i kapitel 4.

#### I et normalt vejrår opstår der ikke elafbrud i Danmark

Analysen viser, at der ikke opstår effektrelaterede elafbrud i Danmark i år med normale vejrforhold, hverken i 2030, 2035 eller 2040. Samme konklusion findes i eksisterende analyser fra blandt andre Energinet, hvori det konkluderes, at der i 2032 i størstedelen af simuleringerne ikke forekommer elafbrud i Danmark, mens der i simuleringer med værre vejrår forekommer flere elafbrud.<sup>39</sup>

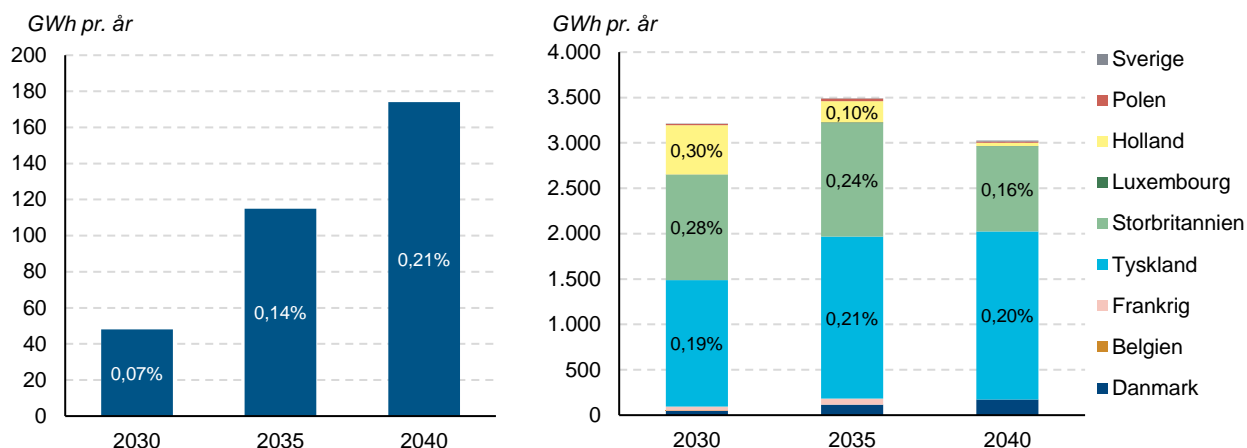
På europæisk niveau viser resultaterne, at Storbritannien og Holland oplever enkelte elafbrud i et forholdsvist almindeligt vejrår i 2030, men at der i resten af det europæiske elsystem ikke opleves elafbrud hverken i 2030, 2035 eller 2040. Dette indikerer, at elsystemet godt kan blive udfordret i enkelte perioder i et almindeligt vejrår, men at størstedelen af systemet formentlig vil kunne håndtere de fleste kritiske perioder uden elafbrud som følge af effekt mangel. Som beskrevet i kapitel 4 ser analysen dog ikke på risikoen for tilfældige nedbrud af kraftværker eller transmissionslinjer.

#### Der opstår elafbrud i Danmark og i Europa i et presset vejrår uden løsningstiltag

Analysen viser, at der i et presset vejrår uden løsningstiltag opstår elafbrud i flere europæiske lande, herunder også i Danmark. Elsystemet udfordres af, at elproduktionen fra vindmøller og solceller er forholdsvis begrænset i enkelte perioder i løbet af det pressede vejrår. Dette leder til elafbrud, da den regulerbare kapacitet og ellagre ikke kan dække det resterende, ufleksible elforbrug.

Analysen viser, at der opstår elafbrud i 2030, 2035 og 2040 under et presset vejrår. Dette er tilfældet, selv om der fra 2030 til 2040 installeres betydeligt flere vindmøller og solceller, og selv om den regulerbare kapacitet holdes nogenlunde uændret på tværs af Europa, som beskrevet i kapitel 2.

Modelkørslerne indikerer, at niveauet for den afbrudte mængde strøm er nogenlunde uændret i Europa fra 2030 til 2040, hvilket er vist i højre side af figur 5.1. Elafbrud skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effekt mangel. Omvendt stiger omfanget af elafbrud i Danmark fra 2030 til 2040, både i energimængde og som pct. af det danske elforbrug. Dette ses i venstre side af figur 5.1. Det kraftigt stigende elforbrug og den faldende kapacitet af regulerbare kraftværker i Danmark er blandt hovedårsagerne til denne udvikling.



Figur 5.1 Afbrudt strøm i et presset vejrår uden løsnings tiltag

Anm. 1: Figurene viser elafbrud i Danmark (venstre) og i hele modelområdet (højre). For udvalgte lande er vist en procentsats, som angiver den afbrudte mængde el på et år som pct. af landets samlede årlige elforbrug. Afbrudt strøm skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel.

Anm. 2: Figurene viser afbrudt strøm, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Anm. 3: Afbrydelserne i figuren til højre vil i et vist omfang være simultane på tværs af lande.

Kilde: Klimarådet.

### Tyskland, Storbritannien, Holland og Danmark oplever flest elafbrud

Ifølge modellen opstår der elafbrud i et presset vejrår i flere europæiske lande, men særligt fire lande stikker ud. Tyskland, Storbritannien og Holland oplever den største afbrudte energimængde i 2030 og 2035, mens Danmark i 2040 erstatter Holland på tredjepladsen. Det er Holland, som i 2030 har den største afbrudte energimængde relativt til elforbruget.

Det er kun en meget lille andel af elforbruget, der afbrydes, men energimængden er stadig betydelig. Den afbrudte energi i hele Europa udgør 0,10 pct. af det samlede elforbrug i 2030. Andelen falder til 0,09 pct. i 2035 og 0,07 pct. i 2040. Denne nedadgående tendens i procentsatsen skyldes, at elforbruget i Europa stiger fra 2030-2040.

### Der er elafbrud på tværs af Danmark i et presset vejrår

I et presset vejrår i 2030 rammer de fleste afbrudstimer i enten Vest- eller Østdanmark, mens der er relativt få timer, hvor der er afbrud i begge zoner. Dog er den afbrudte energimængde relativt stor i de sammenfaldende timer. Efterhånden som elsystemet i Danmark bliver mere presset fra 2030-2040, vil elafbrud i stigende grad ramme både Vest- og Østdanmark.

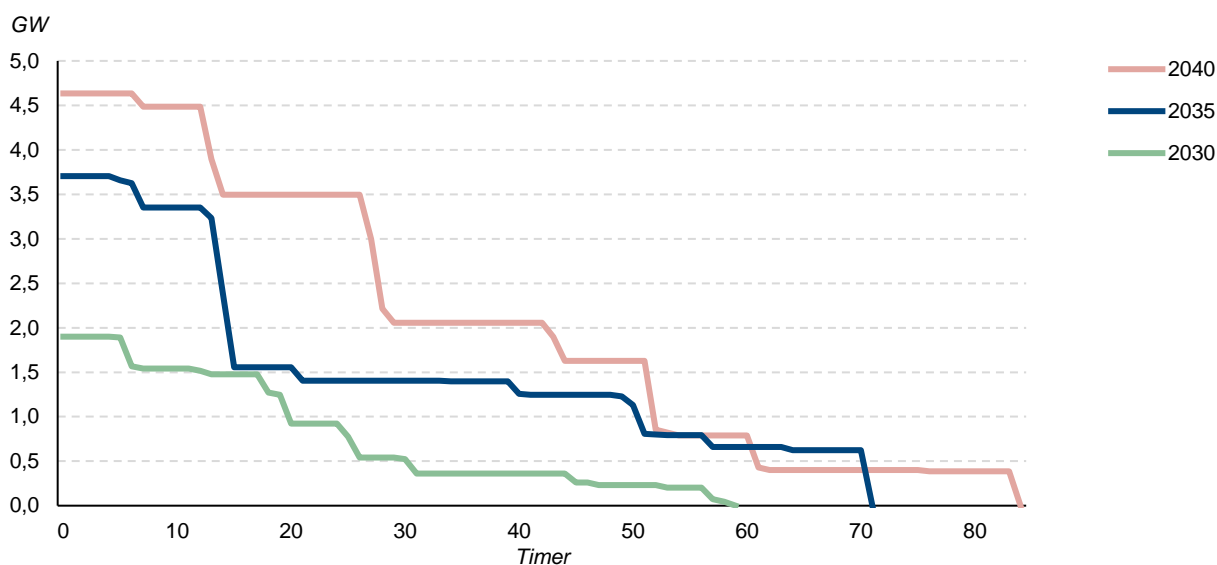
### Danmark risikerer meget stor effektmangel i relativt få timer i et presset vejrår

Effektmanglen i Danmark kan blive meget stor allerede i 2030 og stige yderligere frem mod 2035 og 2040. Figur 5.2 viser effektmanglen i timer med elafbrud i et presset vejrår i 2030, 2035 og 2040 uden løsnings tiltag. I den værste time i 2030 er effektmanglen omtrent 2 GW. Dette stiger til 3,7 GW i 2035 og 4,6 GW i 2040. Dette er en stor effektmangel set i forhold til elforbruget i disse timer. Opgjort relativt udgør effektmanglen henholdsvis cirka 25 pct., 40-45 pct. og cirka 50 pct. af elforbruget i de mest pressede timer.

Elafbruddene sker i relativt få af årets timer. Modelresultaterne viser, at der sker elafbrud i 59-84 af årets 8766 timer. Dette er tilfældet, såfremt der ikke implementeres løsninger til at håndtere de identificerede elafbrud. Selv om den totale

varighed af elafbrud svarer til under én procent af årets timer, repræsenterer det dog en markant stigning i forhold til i dag.

Effekt manglen varierer dog meget i størrelse i de 59-84 timer. I en situation med meget høj effekt mangel vil en stor del af danske elforbrugere opleve elafbrud, hvorimod der i timer med lav effekt mangel kun vil være behov for at afkoble et mere begrænset antal elforbrugere. Antallet af afbrudstimer er også relativt lavt set i forhold at håndtere problemet med løsningstiltag som fx en strategisk reserve, fordi disse reserver dermed kun skal i drift i få af årets timer selv i et presset vejrår. Hvis der eksempelvis er etableret en strategisk reserve med gasturbiner, kan man betragte et driftsmønster på under én pct. af årets timers som relativt lavt. Analysen kommer mere ind på dette i kapitel 7.



Figur 5.2 Effekt mangel under elafbrud i et presset vejrår i 2030, 2035 og 2040 uden løsningstiltag

Anm. 1: Figuren viser effekt manglen i timer med elafbrud rangeret fra timen med størst effekt mangel til timen med mindst. Figuren viser dermed ikke elafbruddene i kronologisk rækkefølge. Figuren viser summen af Vest- og Østdanmark.

Anm. 2: Figuren viser effekt manglen, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsynings sikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Kilde: Klimarådet.

## Elafbruddene opstår i få afgrænsede perioder i vintermånederne

Alle elafbrud i de analyserede år sker i relativt få, afgrænsede perioder i vintermånederne. Dette indikerer, at risikoen for elafbrud er størst i vindfattige perioder om vinteren, hvor elproduktionen fra solceller generelt er lavere end resten af året. Hvis der i 2030, 2035 eller 2040 opleves et presset vejrår, viser Klimarådets modelkørsler, at der opstår elafbrud i seks-syv afgrænsede perioder.

I 2030 er den korteste periode fire timer og den længste 15 timer, mens periodelængden øges til 8-16 timer i 2040. I boks 5.1 er der en illustration af et konkret elafbrud i en vinteruge, hvor elafbruddet varer op til 16 timer. Den enkelte husstand vil dog næppe opleve elafbrud i så lang tid ad gangen. Som beskrevet i boks 3.1 i kapitel 3 vil energimyndighederne foretage et såkaldt 'brown-out' under perioder med effekt mangel. Et 'brown-out' er en kontrolleret nedlukning af systemet, hvor udvalgte områder på skift mister strømmen i et begrænset tidsrum.

## Effekt mangel og varighed af elafbrud har stor betydning for eventuelle løsninger

Effekt manglens størrelse og varigheden af konkrete elafbrud er afgørende for, hvilke løsningstiltag der skal implementeres for at reducere eller helt undgå elafbrud. Det er fx betydningsfuldt, om situationer med effekt mangel varer i to eller 20 timer, da forbrugsfleksibilitet og lagring muligheder i stort omfang vil være tidsmæssigt begrænset. Hvis

man ser på reservekapacitet som løsning, vil en investering i 2 GW ekstra regulerbar kapacitet kunne dække hele effekt manglen i 2030, hvor alle elafbrud i modellens scenarie så kan afværges. Dette gælder, så længe værkerne antages at blive anvendt udelukkende til at forsyne danske elforbrugere og ikke bidrager til at reducere elafbrud i udlandet.

I 2035 og 2040 kan alle elafbrud ikke afværges med en investering i 2 GW regulerbar kapacitet. Dog kan en 2 GW reserve efter 2030 stadig reducere antallet af timer med elafbud betydeligt. I 2035 kan antallet af timer med elafbrud reduceres fra 71 til omkring 15 timer. I 2040 kan antallet reduceres fra 84 til lidt over 40 timer. Analysen kommer mere ind på konkrete løsninger i kapitel 7.

## Danmark bliver i perioder meget afhængig af elimport både i pressede og i mere almindelige vejrår

Danmark bliver frem mod 2040 i stigende grad afhængig af import for at kunne dække elforbruget i perioder med lav elproduktion fra sol og vind. Dette gælder både i et presset vejrår, men også i et mere almindeligt vejrår.

Danmark er potentielt allerede afhængig af elimport i de absolut mest pressede situationer i 2023, men importafhængigheden er formentlig begrænset til forholdsvis få timer og meget lille effekt. Dette skyldes, at indenlandske regulerbare værker, vindmøller og solceller forventeligt kan dække det danske elforbrug i næsten alle årets timer.

Fremadrettet ændrer denne situation sig markant, fordi Danmark i et presset vejrår bliver afhængig af nettoimport i cirka 11-13 pct. af årets timer (cirka 1000 ud af i alt 8760 timer) for at kunne møde elforbruget. Omvendt er Danmark nettoeksportør af strøm til udlandet i cirka 80 pct. af årets timer. Set over et år vil Danmark forventeligt eksportere væsentligt mere strøm til udlandet, end Danmark importerer.

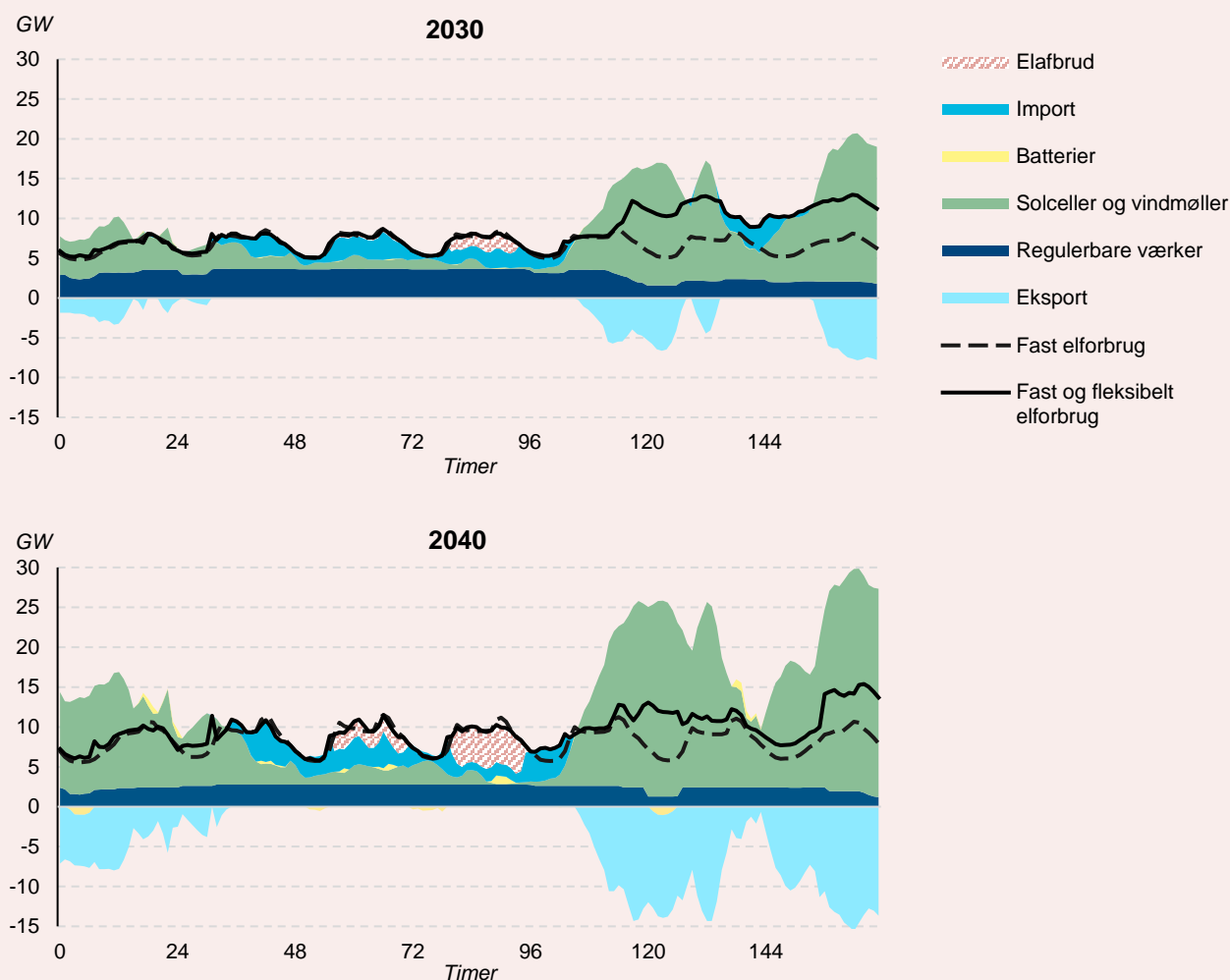
Figur 5.4 viser importafhængigheden i Danmark i 2022 samt i et presset vejrår i 2030, 2035 og 2040. Importafhængigheden er indikeret af skæringspunktet mellem varighedskurverne og x-aksen i figur 5.4, specifikt eksemplificeret ved varighedskurven for 2030.

Danmarks periodevise importafhængighed øges fremadrettet ikke kun med hensyn til energimængde, men også effekt. I 2030 er importafhængigheden i Danmark op mod 5 GW i værste time. Dette stiger til cirka 6 GW i 2035 og 8 GW i 2040. Dette er store behov for import sammenlignet med Danmarks elforbrug, der til sammenligning maksimalt udgør 16,5 GW i 2030 og 20,5 GW i 2040.

Danmarks periodevise afhængighed af nettoimport er ikke markant anderledes i et mere almindeligt vejrår. I et mere almindeligt vejrår vil Danmark være afhængig af import i cirka 8-10 pct. af årets timer, hvor effektbehovet i de værste timer er nogenlunde tilsvarende det pressede vejrår. I et almindeligt vejrår opleves der dog som udgangspunkt ikke elafbrud i Danmark, fordi der er tilgængelig kapacitet i udlandet, der kan hjælpe med at møde det danske elforbrug. Det viser, at effektudfordringerne i et presset vejrår blandt andet skyldes, at der ikke er strøm at hente i udlandet, når vi mangler den. Sådanne situationer kan være forårsaget af perioder med dårlige vind- og solforhold i store geografiske områder, både i Danmark og i udlandet.

### Boks 5.1 Illustration af et elafbrud i et presset vejrår

Figur 5.3 viser modelresultater af balancen i det danske elsystem over en uge, hvor der opstår elafbrud som følge af effekt mangler. Figurene viser den samme vinteruge i 2030 og 2040. Da begge år er simuleret med vejrdata fra 1996, som er et presset vejrår, følger elproduktionen fra vindmøller og solceller samme mønster. Da der i 2040 antages at være en betydeligt større kapacitet af vindmøller og solceller, er elproduktionen herfra også betydeligt større end i 2030. I 2040 antages elforbruget dog også at være betydeligt højere end i 2030, hvilket har en afgørende betydning for effekttilstrækkeligheden. I 2040 antages der tilsvarende en større kapacitet af transmissionsforbindelser til udlandet samt en mindre stigning i batterikapaciteten. Disse udviklinger modvirker dog ikke den generelle tendens med, at elafbruddene i 2040 er væsentligt større end i 2030.



Figur 5.3 Produktions- og forbrugsbalance i Danmark i en uge i 2030 og 2040 uden løsnings tiltag

Anm. 1: Figureerne viser produktion, forbrug, import, eksport og elafbrud i uge 50 i 2030 og 2040. Figureerne viser en situation, hvor der ikke er implementeret tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

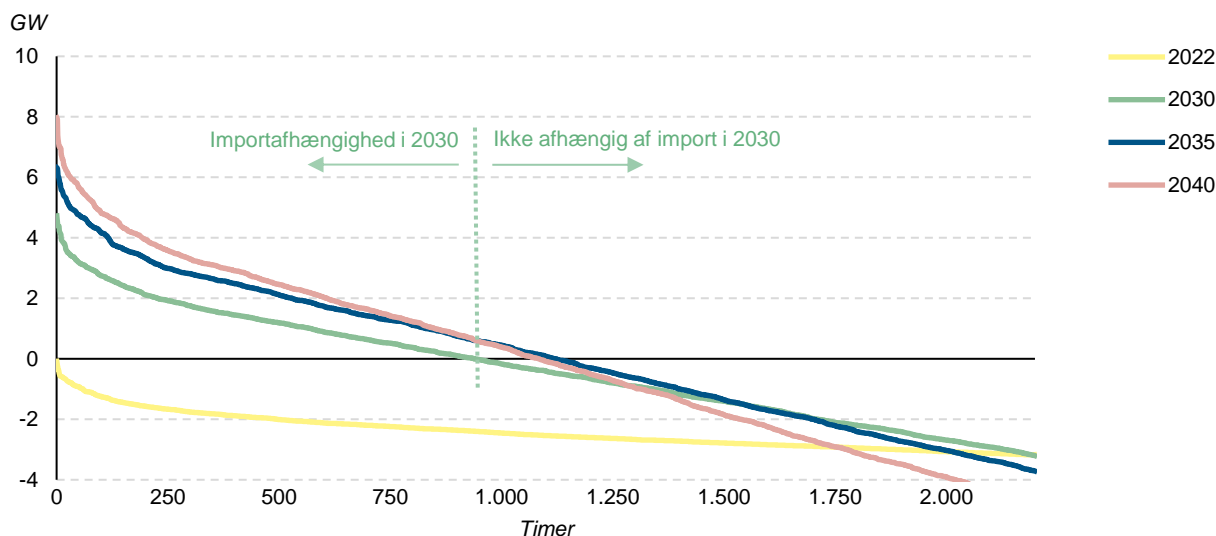
Anm. 2: Elafbrud skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel. Det viste elforbrug i timerne med afbrud angiver således det elforbrug, som er efterspurgt, hvoraf en delmængde ikke leveres. *Fast og fleksibelt elforbrug* angiver det totale elforbrug, der inkluderer dels fuldt fleksible elforbrug fra blandt andet power-to-X-anlæg og fjernvarmen, og dels elforbrug der enten er delvist eller slet ikke fleksible, herunder elforbrug i blandt andet husholdninger, industri og datacentre. I kategorien medtages den forbrugsfleksibilitet, som disse forbrug i udgangspunktet kan levere. Omvendt angiver *Fast elforbrug* elforbruget fra de delvist eller slet ikke fleksible elforbrug, hvor forbrugsfleksibilitet ikke er aktiveret.

Anm. 3: Opladning af batterier angives med negative værdier, mens afladning af batterier angives med positive værdier. *Import* angiver nettoimport. I timer med nettoimport er Danmarks samlede import større end den samlede eksport. *Eksport* angiver tilsvarende nettoeksport, det vil sige en større samlet eksport end import i et givent tidsinterval.

Kilde: Klimarådet.

I den viste uge opstår der elafbrud i to afgrænsede perioder i både 2030 og 2040. Lav elproduktion fra vindmøller og solceller er medvirkende til, at der i Danmark ikke er tilstrækkelig elproduktion og importmuligheder til at dække det danske elforbrug. I timerne under og omkring elafbruddene er fleksible elforbrug fra fx power-to-X-anlæg stoppet, mens de i dagene efter elafbruddene igen forbruger store mængder strøm, i takt med at forbrugs- og produktionsbalancen normaliseres, og elprisen som følge deraf reduceres.





Figur 5.4 Importafhængighed i et presset vejrår i 2030, 2035 og 2040

Anm. 1: Figuren viser importafhængigheden rangeret fra timen med størst effektbehov til timen med mindst. Figuren viser dermed ikke timerne med importafhængighed i kronologisk rækkefølge. Figuren viser importafhængigheden, hvis der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden eller for at reducere importafhængigheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Anm. 2: Importafhængighed er beregnet som uflexibelt elforbrug fratrukket elproduktion fra fluktuerende energikilder og fratrukket tilgængelig regulerbar kapacitet i en given time. Importafhængigheden angiver dermed den del af det danske elforbrug, som i en given time ikke kan mødes af enten vindmøller, solceller eller regulerbar kapacitet placeret i Danmark.

Kilde: Klimarådet.

### Regeringen bør være opmærksom på stigende importafhængighed

Danmark bliver frem mod 2040 i stigende grad afhængig af import af strøm. Det gælder både i et presset vejrår men også i almindelige vejrår. Større importafhængighed er dog ikke nødvendigvis et problem, hvis vi kan regne med forsyning fra andre lande, som vi er forbundet med via elkabler. Forsyningen kræver dog, at der er strøm at hente i udlandet, at transmissionsforbindelsen er til rådighed mellem relevante lande, og at eksportlandet i øvrigt opfylder sin forpligtelse til at eksportere el. På den måde kan man sige, at øget importafhængighed skubber risikoen for elafbrud ud af vores egne hænder. Regeringen bør være opmærksom på denne problematik og arbejde for at reducere risikoen forbundet med importafhængighed.

### Risikoen forbundet med import kan reduceres på flere måder

Regeringen og energimyndighederne kan arbejde på at reducere risikoen forbundet med importafhængighed på flere forskellige måder:

- **Øget samarbejde om eltransmission i Norden.** Danmark samarbejder allerede med de nordiske nabolande om eltransmission, og det bør overvejes at styrke de nuværende relationer. Dette skal særligt ses i lyset af, at norske politikere har talt om at reducere eksporten af el fra Norge til lande som fx Danmark i forbindelse med høje priser. Der kan fx laves politiske samarbejdsaftaler med øget fokus på elforsyningsikkerhed.
- **Flere transmissionsforbindelser og bedre udnyttelse af eksisterende forbindelser i EU.** På EU-niveau findes der allerede målsætninger, der sigter mod en høj udnyttelse af eksisterende forbindelser. Regeringen kan arbejde aktivt for, at disse målsætninger bliver overholdt og eventuelt arbejde for at hæve målsætningen til et højere niveau. Endvidere kan regeringen arbejde aktivt for, at der generelt etableres flere transmissionsforbindelser i EU, og at interne flaskehalse i fx Tyskland reduceres.

Dette vil ikke blot øge elforsyningssikkerheden, men også bidrage til en udjævning af elpriser på tværs af grænser og mulighed for øget integration af sol- og vindenergi.

- **Øget fokus på at styrke importmuligheder i pressede situationer.** Regeringen kan gennem myndighedssamarbejder arbejde på, at vores nabolande har tilstrækkeligt fokus på at udnytte potentialet for fleksibelt elforbrug og muligheder for lagring af energi. Det vil øge muligheden for, at der under pressede situationer er strøm at hente i udlandet.
- **Strategisk reserve, øget forbrugsfleksibilitet eller øget ellagring.** Regeringen kan naturligvis også forsøge at reducere importafhængigheden gennem forskellige nationale tiltag. Det står i modsætning til at reducere *risikoen* ved importafhængighed. Det vil være de samme løsninger, som kan forbedre elforsyningssikkerheden, fx etablering af reservekapacitet, øget forbrugsfleksibilitet eller lagring af energi.

## 5.2 Elforsyningssikkerheden under vejr- og transmissionschok

I dette afsnit gennemgås analysens resultater for et presset vejrår, hvor der også opstår chok. Chokket kan være ekstremt vejr eller et pludseligt brud på transmissionsforbindelserne. Resultaterne angiver, hvordan elforsyningssikkerheden i Danmark og dele af Europa vil se ud, hvis der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningssikkerheden, ud over hvad der indgår i analysens antagelser. Det er en grundpræmis for analysen, at energisystemet udvikler sig omtrent som angivet i scenariet *Global Ambition*. Resultaterne skal også betragtes som en illustration af mulige problemer og scenarier i fremtiden. De konkrete tal og niveauer giver altså en indikation af problemernes omfang, og der er stor usikkerhed forbundet med dem. Se nærmere om de specifikke antagelser og metode i kapitel 4.

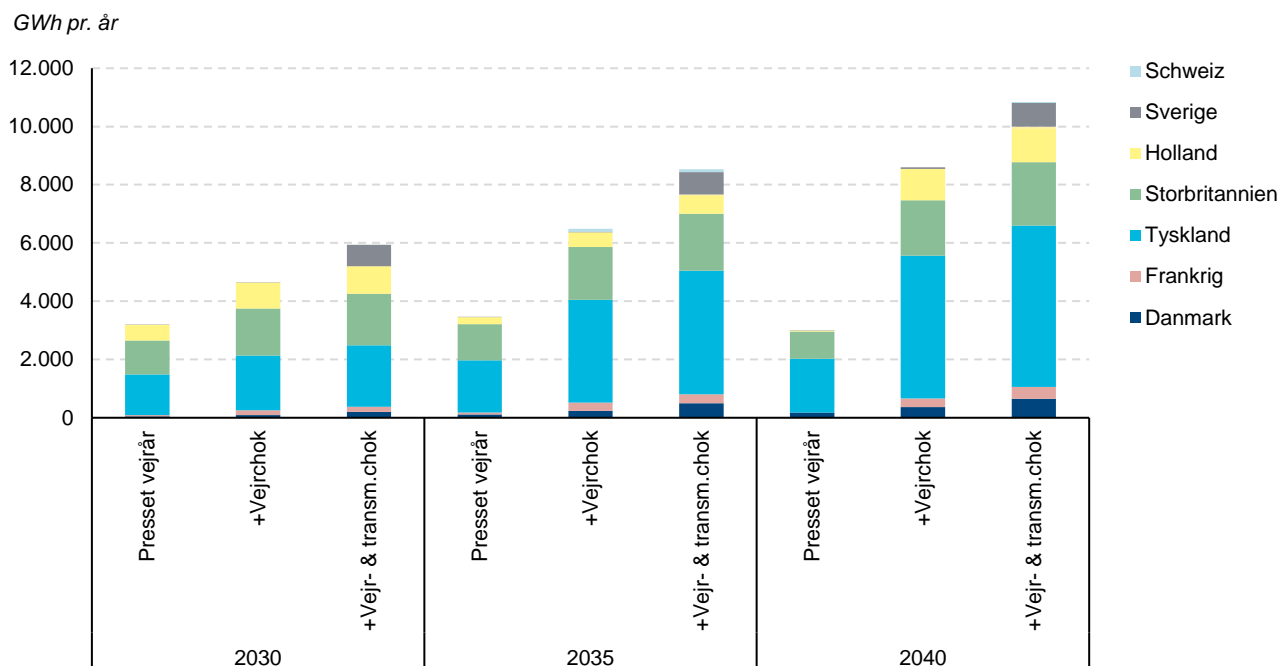
### Et vejrchok forværrer forsyningssikkerheden

Elforsyningssikkerheden forværres i et presset vejrår, som yderligere rammes af et vejrchok og ikke rummer løsningstiltag. Forværringen sker i flere europæiske lande, når man sammenligner med et år uden yderligere vejrchok. Scenariet med vejrchok kan betragtes som noget lignende en 100-årshændelse med hensyn til niveauet af vind og sol.

Vejrchokket forværrer gradvist elforsyningssikkerheden fra 2030 til 2040, i takt med at vindmøller og solceller bidrager til en større andel af elforbruget. Dette er ikke tilfældet, når der blot er tale om et presset vejrår. De største afbrudsmængder ses i Tyskland, Storbritannien og Holland, mens Frankrig også rammes især af det ekstreme vejrchok. Figur 5.5 viser den afbrudte energimængde i analysens forskellige scenarier for udvalgte europæiske lande.

### Et samlet vejr- og transmissionschok kan øge afbrudsmængden betydeligt

Når der oven i vejrchokket også tilføjes et transmissionschok, forværres elforsyningssikkerheden yderligere. Selv om transmissionschokket finder sted mellem Danmark, Norge og Sverige, påvirker chokket også lande uden for Norden. Det skyldes, at Danmark i flere af årets timer agerer transitland for el, hvor vi har import fra en region og samtidig har eksport til en anden. Udfald i transmissionsforbindelserne til og fra Norge og Sverige kan derfor også påvirke Danmarks øvrige forbundne nabolande.



Figur 5.5 Afbrudt strøm i udvalgte lande i et presset vejrår samt under forskellige chok

Anm. 1: Figuren viser den årlige afbrudte energimængde i forskellige scenarier. Der er kun medtaget lande med elafbrud større end 100 GWh. Afbrudt strøm skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel.

Anm. 2: Figuren viser afbrudt strøm, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Anm. 3: Afbrydelserne vil i et vist omfang være simultane på tværs af lande.

Kilde: Klimarådet.

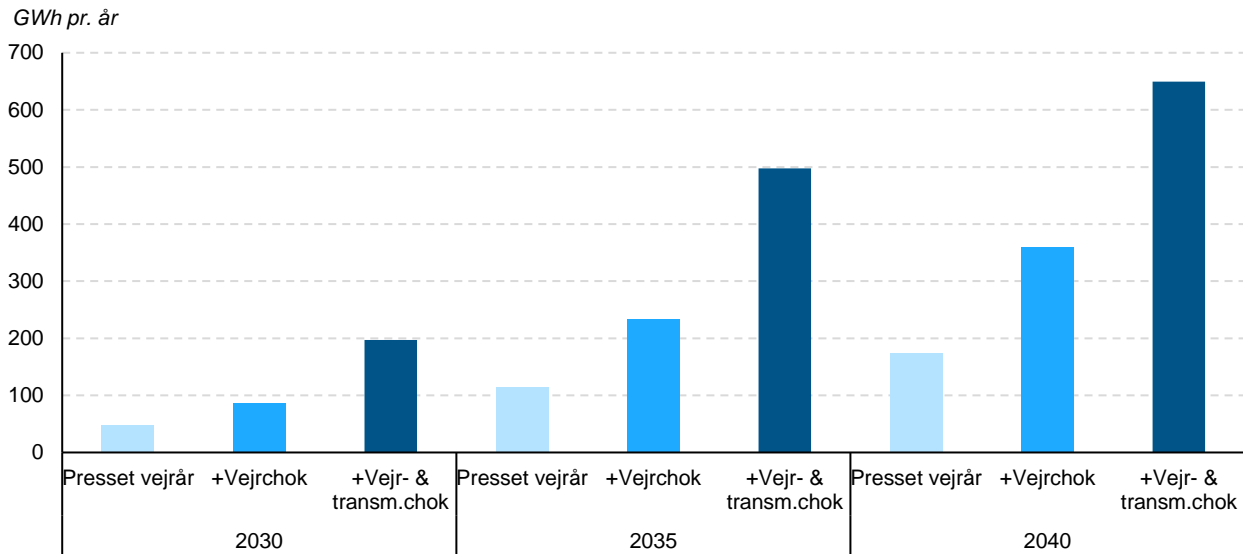
Figur 5.6 fokuserer på elafbruddene i Danmark. Ligesom i resten af Europa viser modellen, at effekten af et vejrchok og et kombineret vejr- og transmissionschok stiger over tid, i takt med at vindmøller og solceller bidrager til en større andel af elforbruget.

### Ekstreme chok har stor betydning for effekt manglen

Effekt manglen kan påvirkes meget i kritiske situationer, når elsystemet udsættes for mere ekstreme chok i et i forvejen presset vejrår. Påvirkningen vil naturligvis afhænge af, hvilken form for chok der rammer systemet, herunder hvor lang tid det vil tage at reparere eventuelt ødelagte anlæg. Figur 5.7 viser effekt manglen i analysens forskellige scenarier i 2030 og 2040.

I det pressede vejrår er den maksimale effekt mangel cirka 2 GW i 2030 og cirka 4,5 GW i 2040. I et år med et vejrchok stiger dette til omtrent 2,4 GW i 2030 og 5,6 GW i 2040. Og i et presset vejrår, hvor der både sker et yderligere vejrchok og et transmissionschok, stiger effekt manglen til cirka 4 GW i 2030 og op mod 8 GW i 2040.

Vejrchokket øger i flere tilfælde længden af de enkelte perioder med effekt mangel. I det kombinerede vejr- og transmissionschok opstår en længere periode med elafbrud, der varer i næsten fire døgn (ikke illustreret på figuren). Elafbruddet sker, mens transmissionsforbindelserne til og fra Sverige og Norge lukkes. Elafbrud af en sådan varighed vil være ganske voldsomt, men sandsynligheden, for at de pågældende vejrforhold og chok sker, vurderes dog også som ganske lav.

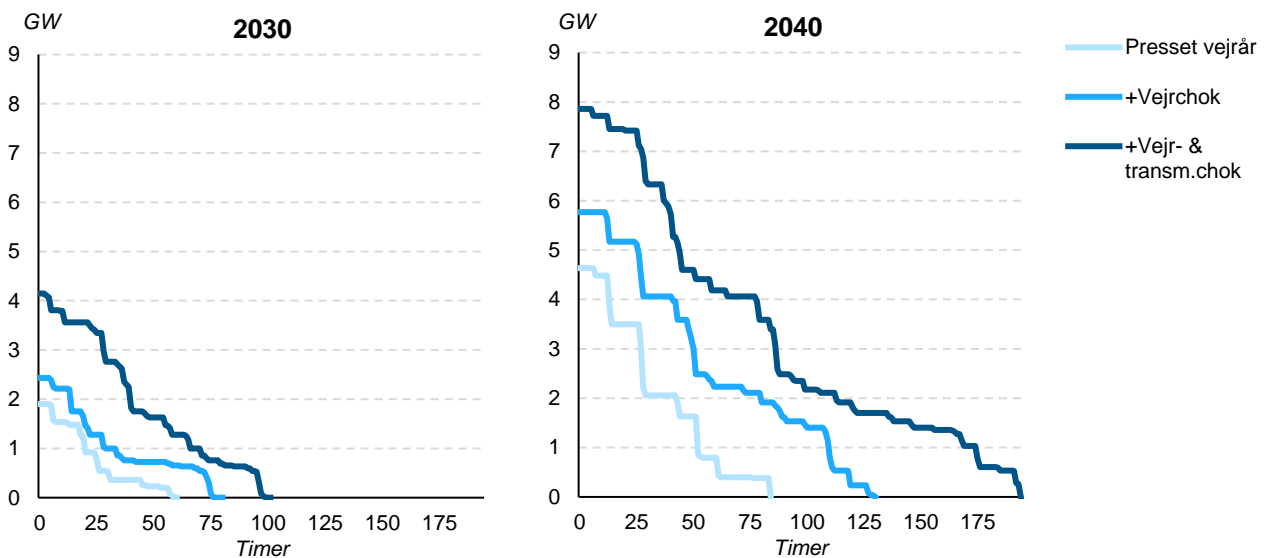


Figur 5.6 Afbrudt strøm i Danmark i et presset vejrår samt under forskellige chok

Anm. 1: Figurene viser den årlige afbrudte energimængde i Danmark i forskellige scenarier. Afbrudt strøm skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel.

Anm. 2: Figuren viser afbrudt strøm, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningssikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Kilde: Klimarådet.



Figur 5.7 Effektmangel under elafbrud i et presset vejrår samt under forskellige chok i 2030 og 2040 i Danmark

Anm. 1: Figuren viser effektmanglen i Danmark i timer med elafbrud rangeret fra timen med størst effektmangel til timen med mindst. Figuren viser dermed ikke elafbruddene i kronologisk rækkefølge.

Anm. 2: Figuren viser effektmanglen, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningssikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Kilde: Klimarådet.

## 5.3 Elpriser

### Høje elpriser kan fremprovokeres af effektmangel men har ofte andre årsager

Elmangel kan være til stor gene for de elforbrugere, der afkobles og står uden strøm. De konkrete timer med elmangel vil dog også resultere i meget høje elpriser for de forbrugere, der ikke er afkoblet. Der sker, selv om elmarkedet, som det er indrettet i dag, rammer et prisloft, når der ikke er balance mellem elproduktion og elforbrug. For nuværende er denne pris på 30 kr. pr. kWh, hvilket er langt højere end den almindelige markedspris på el.

Høje elpriser har dog oftest andre årsager og er ikke nødvendigvis begrundet ved elmangel. Høje brændselspriser til produktionen af el er en væsentlig forklaring. Et konkret eksempel på dette er de meget høje elpriser, vi har oplevet på tværs af de europæiske elmarkeder i 2021 og 2022. Priserne har ikke været drevet af decideret elmangel, men af høje priser på naturgas i kombination med lavere elproduktion end normalt på atom- og vandkraftværker.

De exceptionelt høje elpriser i Europa har ført til en diskussion om den nuværende markedsmodel for elmarkedet. I diskussionen har det været et udbredt synspunkt, at markedsmodellen i perioden har medført "overnormale profitter" til visse elproducenter. Der er for nylig blevet indgået aftale om en række politiske indgreb, som skal adressere dette. Der er også igangsat en høringsproces i EU, som skal bidrage til at afklare, om markedsmodellen bør ændres.

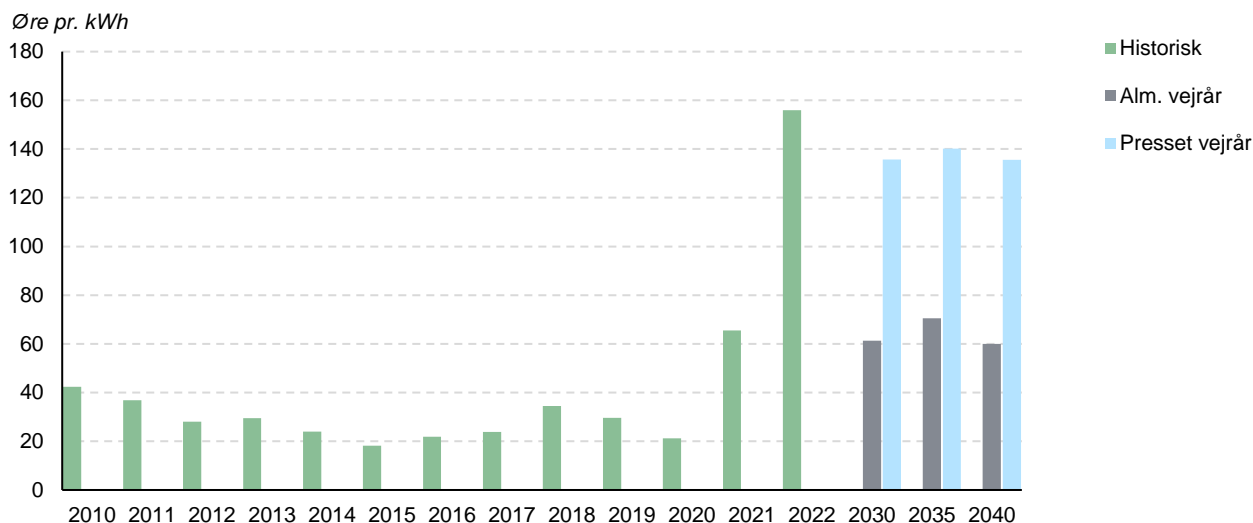
### Elprisen i et presset vejrår er på niveau med de seneste år

De modellerede elpriser er høje set i et historisk perspektiv. Gennemsnitsprisen i det almindelige vejrår i både 2030, 2035 og 2040 er på niveau med elprisen i 2021, og prisen i et presset vejrår er på niveau med elprisen i 2022. En væsentlig del af forklaringen på de høje priser i det almindelige vejrår er, at elprisen i langt de fleste timer er bestemt af omkostningen ved at producere el på gaskraftværker, som er høj relativt til andre produktionsformer.

Elpriserne i et presset vejrår stiger yderligere på grund af situationer med decideret elmangel. Dette skyldes blandt andet, at elforbruget i *Global Ambition* stiger kraftigt frem mod 2040, at termiske kraftværker udfases, og at udbygning med sol- og vindenergi ikke helt kompenserer for denne udvikling. Som nævnt tidligere opstår elmanglen i perioder, hvor der er dårlige vind- og solforhold, og i disse perioder bliver elpriserne meget høje.

Elpriserne i 2022 har været højere end de modellerede priser for det pressede vejrår. Som tidligere nævnt har elpriserne i 2022 dog i højere grad været presset op af meget høje gaspriser og i mindre grad af timer med elmangel eller tendens til elmangel.

Figur 5.8 viser en sammenligning mellem de modellerede elpriser i årene 2030, 2035 og 2040 og de elpriser, som er observeret i perioden 2010 til 2022. Alle viste priser angiver det årlige gennemsnit for den rene elpris uden afgifter for det østlige Danmark, men tendensen gælder også for det vestlige Danmark. I figuren antages det, at elprisen ved effektmangel ikke overstiger det nuværende prisloft i elmarkedet på 30 kr. pr. kWh (3000 øre pr. kWh).



Figur 5.8 Historiske elpriser og elpriser i simulerede vejrår

Anm. 1: Figuren viser den årlige gennemsnitselpris i Østdanmark i perioden 2010-2022 og modellerede priser 2030-2040. Alle priser indikerer spotprisen på el, det vil sige 'den rene elpris'.

Anm. 2: Figuren viser elprisen, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Kilder: Klimarådet og Nord Pool.

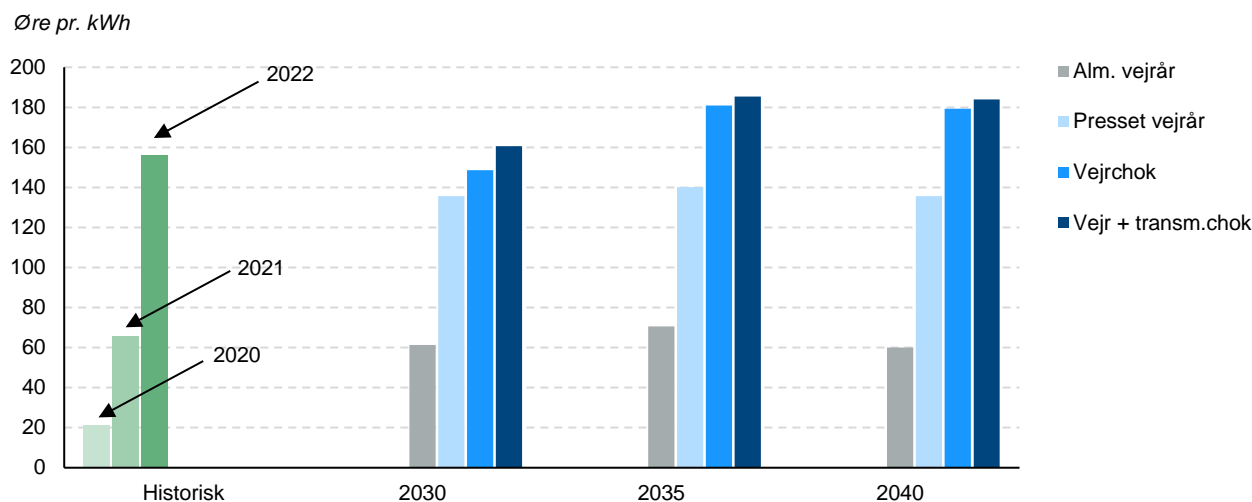
## Det betaler sig at investere i mere vind og sol

De modellerede niveauer for elpriser i et almindeligt vejrår såvel som i et meget presset vejrår indikerer, at det vil være hensigtsmæssigt at investere i yderligere elproduktionskapacitet i form af fx vind og sol, eftersom de gennemsnitlige elproduktionspriser for disse teknologier typisk ligger under de modellerede elpriseniveauer.<sup>40</sup> Dette kan desuden indikere, at den store udbygning med vindmøller og solceller, som antages i *Global Ambition*-scenariet, ikke virker uhensigtsmæssigt, så længe efterspørgslen for el udvikler sig som antaget i scenariet.

## De høje priser i det pressede vejrår forøges yderligere i tilfælde af chok

De modellerede elpriser i et enkeltstående presset vejrår forøges yderligere, når forskellige chok introduceres. Dette indikeres af de to søjler i figur 5.9, som overstiger prisen i det pressede vejrår. Det fremgår, at indvirkningen af chok er størst i 2035 og 2040.

Det er vigtigt at huske, at pressede vejrår eller chok som disse ikke forventes at forekomme særligt ofte. Som nævnt tidligere er elprisen i modelleringen begrænset til maksimalt 30 kr. pr. kWh i timer med elmangel, hvilket modsvarer det nuværende prisloft i det europæiske elmarked.



Figur 5.9 Elpriser i et almindeligt vejrår og under forskellige pressede vejrforhold og chok

Anm. 1: Figuren viser den årlige gennemsnitselpris i Østdanmark i perioden 2010-2022 og modellerede priser 2030-2040. Alle priser indikerer spotprisen på el, det vil sige "den rene elpris".

Anm. 2: Figuren viser elpriser, såfremt der ikke implementeres tiltag for at sikre elforsyningsikkerheden, ud over hvad der i udgangspunktet indgår i analysens antagelser for det danske og europæiske energisystem.

Kilder: Klimarådet og Nord Pool.

### Mangelsituationer kan have store omfordelingsmæssige konsekvenser

Analysen indikerer, at den gennemsnitlige elpris vil være væsentligt højere i et år med elmangel end i et normalt år. Det angiver figur 5.9. De høje elpriser kan have store omfordelingsmæssige konsekvenser, hvilket er en reel udfordring ved omstillingen til et energisystem med meget sol- og vindenergi. Det er derfor vigtigt at have fokus på denne problematik for at sikre den sociale sammenhængskraft og den generelle opbakning til den grønne omstilling.

Et presset vejrår hæver spotprisen på el med 121 pct., mens et kombineret vejr- og transmissionschok hæver spotprisen med 162 pct. i 2030, relativt til et almindeligt vejrår. Dette forhold er nogenlunde ens for 2035 og 2040. Forskellen på de årlige gennemsnitspriser er i modelleringen drevet af markant højere elpriser i 2-3 pct. af årets timer, hvor det ikke er muligt at øge importen af strøm eller øge den indenlandske produktion til et niveau, så den samlede efterspørgsel på el kan opfyldes. I disse timer vil ligevægten mellem udbud og efterspørgsel fx opnås, ved at nogle forbrugere reducerer deres ønskede forbrug, eller ved at en strategiske reserve bringes i anvendelse for at øge forsyningen af el til markedet. I disse tilfælde øges elprisen til et niveau, som er 15-50 gange højere end den gennemsnitlige elpris i det almindelige vejrår.

De højere elpriser i timer med elmangel giver gode indtjeningsmuligheder for elproducenter. Der er ikke noget som tilsiger, at deres produktionsomkostninger i timer med elmangel vil være højere end i andre timer, hvilket giver rigtig gode indtjeningsmuligheder, hvis de sælger produktionen til den gældende markedspris. Hvis de har solgt deres produktion forud, enten på en langsigtet kontrakt eller i forwardmarkedet, vil de dog ikke opnå denne ekstraordinære mulighed for indtjening i de specifikke timer.

For forbrugerne er situationen mindre attraktiv. En del forbrugere er direkte eksponeret for udsvingene i markedsprisen, fordi deres elforbrug afregnes til den gældende timepris. Andre forbrugere har indgået fastprisaftaler med deres elselskab, men selv om denne gruppe ikke er eksponeret direkte for timeprisen på el, så vil deres fastprisaftale typisk blive reguleret, så de set over en længere tidsperiode ender med at få forøget deres samlede eludgift i samme omfang som forbrugere, der er direkte eksponeret over for udsvingene i markedsprisen. Samlet set betyder det, at elproducenters indtjeningsmuligheder øges betydeligt i år med elmangel, mens forbrugeres eludgifter øges tilsvarende.

Det er bredt anerkendt, at den nuværende elmarkedsmodel medfører, at ovenstående omfordeling af indkomst fra elforbrugere til elproducenter finder sted i situationer med tendens til elmangel. Logikken i markedsmodellen er, at når

denne form for mangelsituationer opstår eller bliver mere hyppig, så vil det give elproducenter et incitament til at udvide elproduktionskapaciteten. Når den nye kapacitet er etableret og leverer el i markedet, mindskes risikoen for, at mangelsituationer opstår igen. Dermed vil elpriserne falde til et mere normalt niveau.

I teorien vil elproducenternes incitament til at investere sikre, at de på lang sigt netop opnår et afkast af deres investeringer, som netop modsvarer deres kapitalomkostninger. Som tidligere nævnt bliver det dog i øjeblikket debatteret, om den nuværende elmarkedsmodel sikrer, at sådan en ligevægt opretholdes. Denne debat er forårsaget af den seneste tids markant forhøjede elpriser i Europa, og det er for nuværende et åbentstående spørgsmål, om den igangværende politiske proces vil medføre ændringer i den nuværende elmarkedsmodel.



## 6 Løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden

Elforsyningssikkerheden i Danmark kan understøttes af en række tekniske løsninger, der kan bidrage med fleksibilitet både på produktions- og forbrugssiden af elsystemet. Flere af disse løsninger kan implementeres via markedsorienterede tiltag, der øger incitamentet til, at aktørerne på elmarkedet sikrer fleksibilitet i produktionen og forbruget af strøm. Det kan dog også blive nødvendigt med forskellige kapacitetsmekanismer, som i højere grad indebærer statslig indblanding i elmarkedet.

I dette kapitel beskrives generelle løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden, samt hvordan løsningerne kan bringes i spil. I analysens kapitel 7 gennemgås resultaterne af Klimarådets konkrete beregninger af, hvordan specifikke løsninger kan bidrage til elforsyningssikkerheden i pressede situationer.

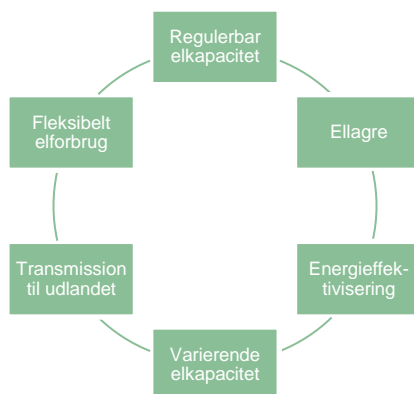
### 6.1 Tekniske løsninger til at sikre elforsyningssikkerheden

Balancen mellem elforbrug og elproduktion er afgørende for elforsyningssikkerheden. Denne balance kræver kontinuerlig effekttilstrækkelighed. Selv om omstillingen af energisystemet på flere punkter udfordrer effekttilstrækkeligheden, eksisterer der flere tekniske løsninger til at sikre effekttilstrækkelighed. Flere af disse løsninger er allerede i dag afgørende for elforsyningssikkerheden, mens andre forventes at skulle spille en større rolle fremadrettet.

Løsninger til at sikre effekttilstrækkelighed vil i nogle tilfælde også kunne bidrage positivt til elsystemets nettilstrækkelighed, robusthed og it-sikkerhed, som også er afgørende for den samlede elforsyningssikkerhed. I mange tilfælde er det dog nødvendigt med specifikke tiltag for at sikre nettilstrækkeligheden, robustheden og især elsystemets it-sikkerhed. Eksempler på sådanne tiltag er beskrevet kort i afsnit 3.1.

#### Seks elementer er særligt vigtige for fremadrettet at kunne balancere elforbrug og elproduktion

Danmarks regulerbare produktionskapacitet har historisk kunnet dække hele det danske uflexible elforbrug, hvilket er beskrevet nærmere i kapitel 2. Denne balance er dog ved at ændre sig, i takt med at elforbruget stiger, og den regulerbare kapacitet forventeligt reduceres. Figur 6.1 angiver seks elementer, der fremadrettet kan bidrage til effekttilstrækkelighed i Danmark.



Figur 6.1 Elementer til at sikre effekttilstrækkelighed

Anm.: Figuren skal ikke ses som en udtømmende liste over elementer, der kan bidrage til effekttilstrækkelighed.

Kilde: Klimarådet.

## Varierende vedvarende energi bidrager også positivt til elforsyningsikkerhed

Etablering af varierende, vedvarende energi omtales typisk som en central udfordring for elforsyningsikkerheden, blandt andet fordi produktionen fra anlæggene forringer økonomien i de regulerbare termiske værker og derfor kan være med til at skubbe værkerne ud af markedet. Men varierende, vedvarende energi fra vindmøller og solceller producerer strøm i mange af årets timer og bidrager dermed til at forsyne danske forbrugere på en klimavenlig måde.

Især kombinationen af vindmøller og solceller sikrer, at der ofte er en væsentlig produktion fra enten den ene eller den anden kilde, ligesom geografisk spredning af anlæggene også bidrager til pålideligheden. Vinden blæser ofte på havet eller på land, og på mere vindstille dage kan solcellerne tit bidrage.

De varierende, vedvarende energikilder kan altså forsyne en stor andel af vores elforbrug, men manglende vind og sol vil i flere af årets timer begrænse elproduktionen fra vindmøller og solceller. Disse energikilder kan derfor i praksis ikke stå alene, men skal integreres med andre løsninger som regulerbare værker og ellagre. Denne integration lettes betydeligt af, at vi ofte kan forudsige produktionen fra vindmøller og solceller forholdsvist godt i dagene og timerne op til en given driftstid. Derfor kan man planlægge, hvor meget øvrige regulerbare værker eller ellagre skal hjælpe til.

## Regulerbar elkapacitet får en anden rolle i et elsystem præget af vind og sol

Regulerbare termiske værker leverer i dag en betydelig del af den danske elproduktion, og også fremadrettet kan disse typer anlæg have en væsentlig rolle i at sikre effekttilstrækkelighed. Den regulerbare elkapacitet kan fremadrettet komme enten fra de eksisterende værker, som vi kan vælge at holde i drift og levetidsforlænge, eller fra nye anlæg, som fx installeres med det formål at bidrage til elforsyningsikkerheden.

Danmark har i dag regulerbar elkapacitet i form af både store, centrale værker og mindre, decentrale værker. Disse værker anvender biomasse, naturgas, biogas, kul, olie og affald samt kombinationer heraf og kan regulere elproduktionen ved at øge eller reducere brændselsinputtet.

Gasturbiner, gasmotorer og andre regulerbare værker kan også drives af brændstoffer produceret via power-to-X. Et lovende eksempel herpå er brint, som forventeligt vil kunne anvendes rent eller sammen med fx metan i gasturbiner.<sup>41</sup> Et andet eksempel er syntetisk metan, som kan anvendes direkte i fx eksisterende gasturbiner, da det rent kemisk er identisk med naturgas.

På flere af de eksisterende værker kan elproduktionen ikke styres udelukkende på baggrund af elforbruget eller elprisen. Det skyldes, at værkerne ikke kan producere strøm uden også at producere varme, som der skal være et aftag til. Elproduktionen på disse kraftvarmeverker er derfor i høj grad afgjort af behovet for varme. Denne varmebinding kan dog i nogle tilfælde reduceres ved fx at etablere varmelagre eller ombygge værkerne, så varmen kan bortledes.<sup>42</sup>

På andre eksisterende regulerbare værker kan elproduktionen styres uafhængigt af varmeforbruget, fordi anlæggene kan producere el uden at skulle producere varme. Det kan fx gælde nye anlæg, der kan levere spids- og reservelast og producere el uafhængigt af et varmeaftag.

## Ellagre kan bidrage til at matche fluktuerende elproduktion og elforbrug

Ellagre kan bidrage til at balancere elproduktionen og elforbruget ved både at aftage store mængder strøm i perioder med megen produktion fra vindmøller og solceller og ved at afgive denne strøm i situationer med lav produktion fra vind og sol. Ellagre kan således bidrage til at integrere vindmøller og solceller i energisystemet ved populært sagt at udjævne deres fluktuerende elproduktion.

Ellagrung er ikke udbredt i Danmark i dag. Der findes dog allerede flere tilgængelige ellagrungsteknologier, og der er nye teknologier under udvikling. Disse kan blive relevante til at sikre effekttilstrækkelighed fremadrettet. Li-ion-batterier og vandkraft med pumpekraft er eksempler på veludviklede teknologier, som anvendes i flere lande til at stabilisere elsystemet.<sup>43</sup>

Omvendt er der også en lang række ellagrings teknologier, som fortsat er under udvikling, og som der arbejdes på at få ned i pris. Forskellige batterityper som redox-flow-batterier og Na-S-batterier, lagring af komprimeret luft og forskellige termiske ellagre er eksempler på sådanne lagringsteknologier.<sup>44</sup>

## Energiintensive ellagre kan bidrage i længerevarende pressede perioder

Ellagre har vidt forskellige tekniske egenskaber afhængig af type og opbygning. Ellagrings teknologier kan blandt andet kategoriseres som enten effektintensive eller energiintensive, alt efter forholdet mellem output- og volumenkapacitet. Dette har betydning for, hvilke ydelser lagrene kan levere.

Visse typer batterier er effektintensive, hvilket betyder, at de kan levere et stort output (effekt) i forhold til, hvor meget energi de kan indeholde. I visse tilfælde er de også gode til at justere deres output meget hurtigt op og ned. Omvendt er lagringsteknologier som termiske lagre, vandkraft med pumpekraft og anlæg med komprimeret luft typisk mere energiintensive, hvilket vil sige, at de kan indeholde store mængder energi i forhold til deres outputkapacitet. I flere tilfælde kan energiintensive lagre kun justere deres output forholdsvis langsomt op og ned.

Energiintensive lagre som fx termiske lagre kan især bidrage til at balancere elsystemet over længerevarende perioder, da de kan dimensioneres til at kunne indeholde store mængder energi. På den måde kan lagrene aflade over mange timer og potentielt dage uden at blive tømt for energi. Det kan blive relevant i perioder, hvor vind- og solproduktion er lav over mange timer. De fleste energiintensive ellagrings teknologier, der kan anvendes i Danmark, er dog fortsat under udvikling. Eksempler herpå er termiske lagre, hvor energien lagres i fx varme sten eller smeltede salte. Mere effektintensive lagringsteknologier, fx visse batterier, egner sig ofte bedre til at bidrage med forskellige systemydelser som frekvensstabilitet, der kræver meget hurtige reaktionstider, samt til afladning i kortere perioder, som typisk er under ti timer.<sup>45</sup>

## Et fleksibelt elforbrug kan spille en afgørende rolle

Et fleksibelt energiforbrug kan også bidrage betydeligt til at sikre elforsynings sikkerheden og skabe balance i elsystemet. Justeringen af elforbruget kan både ske midlertidigt i form af forbrugsfleksibilitet eller via permanente energieffektiviseringer.

Forbrugsfleksibilitet betegner elforbrugernes evne til at op- eller nedjustere deres elforbrug. Typisk vil forbrugerne justere elforbruget alt efter elprisen, der i mange af årets timer svinger med produktionen fra sol- og vindenergi. Man kan overordnet set sondre mellem to forskellige typer forbrugsfleksibilitet:

- **Elforbruget flyttes i tid.** Her flyttes elforbruget fra timer med høj elpris til timer med lavere elpris. Eksempler er elforbrug til opvaskemaskinen og opladning af elbilen. Nogle virksomheder (fx kølehuse) er også i stand til justere elforbruget, mens andre overvejende forventes kun at operere, når elprisen er tilstrækkelig lav, fx power-to-X-anlæg. Inden for fjernvarmesektoren kan fleksibiliteten også øges ved fx at øge kapaciteten for lagring af varme. Typen af elforbruget er afgørende for, hvor lang tid elforbruget kan udsættes.
- **Elforbruget reduceres midlertidigt.** Her reduceres elforbruget i kritiske timer og bliver enten erstattet af forbrug fra en anden energiform (fx anvendelse af gas i stedet for el) eller elimineres helt. Det kan fx være virksomheder, som sænker deres samlede produktion eller midlertidigt anvender en alternativ energikilde i stedet for el.

## Energieffektivisering er både en løsning og en udfordring for elforsynings sikkerheden

Energieffektivisering kan påvirke elforsynings sikkerheden positivt, men i enkelte tilfælde kan påvirkningen være negativ, fx når energieffektivisering sker på baggrund af elektrificering.

Et lavere elforbrug bidrager positivt til effektbalancen, især når det er ufleksible elforbrug, der effektiviseres. Det bidrager især til elforsynings sikkerheden, hvis energieffektiviseringen kan reducere elforbruget i de mest pressede perioder, og når elforbruget er på sit højeste, det såkaldte peak-forbrug. Så længe det fleksible elforbrug til fx power-to-X antages ikke

at forbruge strøm i de mest pressede situationer, hvor elprisen er høj, bidrager energieffektivisering af disse elforbrug i mindre grad til elforsyningssikkerheden. Her er det i højere grad fleksibiliteten, der er afgørende.

Energieffektivisering kan derimod udfordre elforsyningssikkerheden, hvis effektiviseringen består i, at et forbrug elektrificeres. Det vil sige, at et forbrug af brændsler konverteres til et elforbrug. Netop elektrificering af samfundet, herunder blandt andet i industrien, opvarmning og transportsektoren, bidrager til det kraftigt stigende elforbrug, der er en af de primære årsager til, at elforsyningssikkerheden fremadrettet forventeligt vil blive udfordret mere end i dag. Betydningen af energieffektiviseringsindsatser i forhold til elforsyningssikkerhed uddybes kort i kapitel 5.

### **Transmissionsforbindelser til udlandet bidrager til effektiv brug af ressourcer på tværs af geografi**

Transmissionsforbindelserne i Europa forbinder de forskellige europæiske prisområder i elsystemet og kan derigennem bidrage til at effektivisere brugen af fx regulerbare elproduktionsenheder som termiske værker eller vandkraft samt varierende energikilder som sol og vind. Et eksempel på dette er, når transmissionsforbindelserne mellem Danmark og henholdsvis Sverige, Norge, Tyskland og senest Holland i perioder med kraftig vind kan flytte strøm fra danske vindmøller til udenlandske forbrugere. Herved undgås, at de danske vindmøller skal stoppes, når elproduktionen fra vindmøllerne i vindrige perioder overstiger hele det danske elforbrug. Omvendt kan vi i Danmark i situationer med lav vind og sol trække på regulerbare værker, der er placeret i udlandet. Det kan fx være vandkraft i Norge eller tyske termiske værker.

Samlet set kan et elsystem med veludbyggede transmissionsforbindelser derfor håndtere perioder med lav produktion fra vind og sol med færre regulerbare produktionsenheder eller ellagre, end hvis elsystemet var forbundet i mindre grad.

Transmissionsforbindelser er dog dyre at anlægge, og derfor skal omfanget af investeringer i forbindelserne afpasses med de alternative omkostninger til fx at have flere regulerbare anlæg og ellagre lokalt i de enkelte prisområder eller til omkostningerne, som er forbundet med at acceptere elafbrud i visse tilfælde.

I denne analyse tages udgangspunkt i en udbygning med transmissionsforbindelser i Europa, som vurderes omkostningseffektiv af ENTSO-E.<sup>46</sup> Analysens antagelser for transmissionsudbygninger gennemgås yderligere i kapitel 2, herunder i figur 2.4.

## **6.2 Rammevilkår for implementering af tekniske løsninger**

Der er flere måder, hvorpå de tekniske løsninger til at sikre elforsyningssikkerhed kan bringes i spil. En tilgang er at udforme rammevilkårene i elmarkedet på en måde, så markedet i høj grad selv tilskyndes til at opretholde et givent niveau af elforsyningssikkerhed uden behov for yderligere indblanding fra statslige aktører. Generelt taler man om at sikre tilstrækkelig *fleksibilitet* i elmarkedet, både på produktions- og forbrugssiden. Omvendt kan andre tiltag som fx oprettelse af en strategisk reserve med regulerbare anlæg ske med større statslig indblanding.

### **Nye markedsmodeller kan sikre øget fleksibilitet i produktion og forbrug**

Øget fleksibilitet kan sikres gennem et liberaliseret elmarked. Dette kræver, at rammevilkårene for køb og salg af strøm giver et tilstrækkeligt incitament til, at markedsaktørerne sikrer fleksibilitet via forskellige tiltag både i produktionen og forbruget af strøm. Rationalet for dette er, at man dermed opnår en omkostningseffektiv, transparent og teknologineutral tilgang til elforsyningssikkerhed.

De danske myndigheder og markedsaktører arbejder løbende på at skabe mere fleksibilitet i elsystemet. Dette har fx været fokus i forbindelse med implementeringen af den såkaldte Markedsmodel 3.0, som indeholder en bred vifte af markedsbaserede initiativer, der skal understøtte øget fleksibilitet.<sup>47</sup> Eksempler er implementering af rammevilkår, der gør det muligt for såkaldte aggregatorer at agere på elmarkedet. En aggregator kan betragtes som en aktør, der styrer mange små elforbrugeres fleksibilitet, som så kan handles samlet på elmarkedet.

Et andet eksempel er den gradvise forøgelse af både prisloftet og af såkaldte knaphedspriser i elmarkedet, som giver større økonomisk incitament til at justere produktion og forbrug, når markedet er under pres. Knaphedspriser dækker over en række forskellige tiltag, som kan fremme prissignalet i perioder, hvor elsystemet presses. Disse initiativer vil

hjælpe til at forbedre elforsyningssikkerheden, men der er endnu stor usikkerhed om, hvor effektive de enkelte bidrag vil være.

## **Det nuværende udgangspunkt er et energy-only-marked**

Markedsmodel 3.0 understøtter et såkaldt energy-only-marked. Et energy-only-marked er karakteriseret ved, at der kun handles med energi, det vil sige strøm opgjort i fx MWh. Dette står i modsætning til de såkaldte kapacitetsmekanismer, hvor elforbrugere eller elproducenter modtager betaling for at stille op- eller nedreguleringskapacitet til rådighed.

I det teoretiske fundament for EU's indre marked for elektricitet ønsker EU som udgangspunkt at sikre elforsyningen gennem et energy-only-marked. Det vil altså sige, at elprisen alene skal give incitament nok til at investere i tilstrækkelig kapacitet. I praksis har det imidlertid vist sig nødvendigt at gribe ind i markedet med kapacitetsmekanismer for at sikre den grad af elforsyningssikkerhed, som de systemansvarlige har haft som målsætning. Et overblik for 2021 fra ACER viser fx, at 11 lande i Europa har implementeret en form for kapacitetsmekanisme.<sup>48</sup>

## **Det kan blive nødvendigt at etablere en kapacitetsmekanisme**

I Danmark har vi ingen kapacitetsmekanisme. Dog peger Energinet på, at en fremtidig strategisk reserve, som er én ud af flere typer kapacitetsmekanismer, kan være et hensigtsmæssigt værktøj til at sikre elforsyningssikkerheden, såfremt de øvrige tiltag vurderes utilstrækkelige.<sup>49</sup>

Etablering af en kapacitetsmekanisme kræver dog dokumentation for, at den nationale målsætning for elforsyningssikkerhed ikke forventes opfyldt, og at man samtidig har forsøgt at løse problemerne med mindre indgribende tiltag.<sup>50</sup> I boks 7.6 i kapitel 7 uddybes en række af de regulatoriske udfordringer, som Danmark kan stå overfor, hvis vi ønsker at etablere en kapacitetsmekanisme.

## 7 Resultater for løsninger til at opretholde elforsyningen i pressede situationer

Tekniske løsninger kan sikre en høj elforsyningsikkerhed i Danmark, selv i meget pressede situationer, og de forventede omkostninger vil kun udgøre en lille del af de samlede omkostninger ved elforsyningen. Regulerbar elkapacitet, ellagre og fleksibelt elforbrug er blandt de løsninger, som Klimarådet vurderer omkostningseffektivt kan bidrage til at reducere risikoen for elafbrud i fremtiden, ligesom eltransmission, mens atomkraft ikke vurderes som en nødvendig eller på nuværende tidspunkt økonomisk attraktiv løsning. Flere ting bør dog tages i betragtning, når løsningerne skal vurderes. Dels kan det være samfundsøkonomisk fordelagtigt at acceptere en vis risiko for elafbrud. Dels er Danmark underlagt EU-regler, der sætter en række begrænsninger for den nationale sikring af elforsyningsikkerheden. Og dels kan en del af de eksisterende kraftværker i Danmark bidrage som alternativ til ny regulerbar kapacitet. Eventuel anvendelse af disse værker bør dog kun finde sted, så længe dette ikke opretholder et højt biomasseforbrug.

### 7.1 Løsninger og omkostninger ved at undgå elafbrud i pressede situationer

#### Analysen har fokus på tre forskellige løsninger

Analysen undersøger, hvordan tre forskellige løsninger kan understøtte elforsyningsikkerheden. Det drejer sig konkret om øget regulerbar elkapacitet, ellagre og fleksibelt elforbrug, som er beskrevet yderligere i boks 7.1, 7.2 og 7.3. Analysen tager udgangspunkt i de pressede perioder, som er identificeret i kapitel 5, og undersøger de forskellige løsningers mulige bidrag og omkostninger.

#### Løsningerne illustrerer en teoretisk og praktisk mulighed

Formålet med denne del af analysen er at undersøge forskellige løsningsmuligheder under ekstreme situationer. Løsningerne illustrerer derfor en teoretisk og praktisk mulighed for at håndtere potentielle elafbrud uden dog at pege på en optimal løsning i virkelighedens verden. Som beskrevet i afsnit 7.3 bør en optimal løsning være baseret på en bred samfundsøkonomisk analyse, som rækker ud over denne analyses formål.

I teorien vil et energy-only-marked give markedsaktørerne tilstrækkeligt incitament til at implementere ekstra regulerbar elkapacitet, ellagre, øget forbrugsfleksibilitet og andre tiltag i et omfang, der sikrer effekttilstrækkelighed, så elafbrud undgås. Det er imidlertid ikke sikkert, at dette er tilfældet i praksis, blandt andet fordi meget pressede situationer forekommer ganske sjældent og i øvrigt kan være svære at forudse. Endvidere har man i langt de fleste elmarkeder valgt at operere med et prisloft, som er en administrativt bestemt øvre grænse på elprisen. Dette er i sig selv en årsag til, at betingelserne for at et energy-only marked giver tilstrækkeligt incitament til investeringer i ny kapacitet, ikke er opfyldt. Af ovennævnte årsager kan der blive behov for en kapacitetsmekanisme til at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet i elmarkedet. Som nævnt tidligere peger Energinet på, at en kapacitetsmekanisme i form af en strategisk reserve kan være et hensigtsmæssigt værktøj til at sikre elforsyningsikkerheden, såfremt øvrige tiltag vurderes utilstrækkelige.

Den ekstra regulerbare elkapacitet betragtes i modellen som en strategisk reserve. Det betyder blandt andet, at den regulerbare kapacitet kun vil operere, når der alternativt ville opstå elmangel. En strategisk reserve er ét eksempel på en kapacitetsmekanisme, og man kan altså godt forestille sig en løsning med øget regulerbar elkapacitet, som ikke agerer som strategisk reserve. Imidlertid anses en strategisk reserve som et relativt enkelt indgreb i elmarkedet, og det anvendes derfor som eksempel i det følgende. Mulighederne for en strategisk reserve er dog begrænset af gældende EU-regler, som det beskrives nærmere i afsnit 7.3. I praksis kan investeringen i den ekstra elkapacitet også ske på markedsvilkår i mindre eller større grad, så behovet for kapacitetsmekanismer vil være mindre.

## Boks 7.1 Centrale antagelser for regulerbar elkapacitet

### Teknologi

Dette løsningsstiltag indebærer investering i regulerbar elkapacitet, der kan producere uafhængigt af vejrforhold, og som kan implementeres i et omfang, der teknisk set kan dække alle elafbrud. Regulerbar elkapacitet kan være i form af flere forskellige teknologier. I analysens modelberegninger øges den regulerbare elkapacitet i Danmark ved at installere gasturbiner, som kan anvende naturgas, opgraderet biogas, syntetisk gas eller potentielt ren brint.



### Kapacitet

I simuleringerne med ekstra regulerbar kapacitet installeres der i hvert af analysens tre scenarier (*pressede vejrår*, *vejrchok* og *vejr- og transmissionschok*) gasturbiner i Danmark med en kapacitet, der kan dække elafbruddet med størst effektmangel. Når der under et vejrchok eksempelvis mangler 5,8 GW i den mest kritiske time i 2040, installeres samlet set 5,8 GW gasturbiner i Danmark.

### Klimapåvirkning

Klimapåvirkningerne ved brugen af gasturbiner vil afhænge af brændstoffet og antallet af driftstimer, samt af hvor stor en del af anlæggets kapacitet, som udnyttes i driftstimerne. Ved drift på fx brint produceret på baggrund af grøn strøm, vil klimapåvirkningen potentielt være meget lille eller næsten ikkeeksisterende. I analysen beregnes også drivhusgasudledninger ved drift af gasturbinerne på fossil naturgas.

### Omkostninger og drift

Omkostningerne forbundet med at anvende gasturbiner til at opretholde et givent niveau af elforsyningsikkerhed afgøres i høj grad af investerings- og vedligeholdelsesomkostninger. Gasturbinernes økonomi vurderes i analysen udelukkende på investeringsomkostninger og faste udgifter pr. GW, det vil sige uden hensyn til brændselsforbrug. Dette er valgt, da der i de mange år med almindelige vejrforhold ikke vil være et brændselsforbrug, da der ikke opstår effektmangel, som kræver elproduktion fra gasturbinerne. I pressede vejrår vil brændselsforbruget desuden være begrænset, da gasturbinerne kun anvendes i få af årets timer. De anvendte investerings- og vedligeholdelsesomkostninger for gasturbiner følger Energistyrelsens teknologikatalog.

Da gasturbinerne antages at indgå i en strategisk reserve, antages turbinerne kun at producere el i de timer, hvor der er effektmangel. Gasturbinerne agerer dermed ikke på spotmarkedet og producerer ikke strøm på baggrund af en økonomisk optimering i forhold til elpris og produktionsomkostninger.

## Boks 7.2 Centrale antagelser for ellagre

### Teknologi

Dette løsningsstiltag indebærer investering i yderligere ellagre. Der findes flere ellagringsteknologier, som i dag og fremadrettet forventeligt kan bidrage til elforsyningsikkerheden i pressede perioder, herunder især energiintensive ellagringsteknologier. Især energiintensive ellagringsteknologier forventes at kunne bidrage. Det skyldes, at flere af de identificerede perioder med risiko for elafbrud er af en længde på flere timer, hvormed energimængden, der skal kunne leveres af ellagrene, skal være forholdsvis stor. De fleste energiintensive ellagringsteknologier, der kan anvendes i Danmark, er dog fortsat i udviklingsstadiet.



I analysens modelberegninger øges ellagringskapaciteten ved at installere en generisk lagerteknologi, som teknisk svarer til termiske lagre, der fx lagrer energi i varme sten. Det kan dog i praksis også tolkes som andre lagerteknologier. Termiske ellagre er eksempler på energiintensive ellagre, der kan dimensioneres, så de kan indeholde store mængder energi. I

lagrene konverteres strømmen til varme, der kan lagres i forskellige materialer, hvorefter varmen kan konverteres tilbage til strøm, når lagret skal aflade. Et andet eksempel på en lagringsteknologi, som kan være relevant i Danmark, er komprimeret luft, som lagres i kaverner under jorden.

Energiintensive ellagringsteknologier er typisk kendetegnet ved en relativ lav effektivitet. Lav effektivitet betyder, at andelen af afladt energi i forhold til den opladte energi er lav. Ellagret modelleres i analysen med en effektivitet på 50 pct. Dette repræsenterer et konservativt bud, hvilket afspejler, at der fortsat er stor usikkerhed om, hvilke teknologier der bliver markedsmodne, og hvilken effektivitet der kan opnås ved nye store anlæg fremadrettet. Udvikling af lagringsteknologierne kan lede til højere effektivitet.

## Kapacitet

I modellen er der i udgangspunktet omkring 0,1 GW ellagerkapacitet i 2030, voksende til 0,3 GW i 2040. Denne kapacitet er altså også til rådighed i de simuleringer, hvor elforsynings sikkerheden sættes under pres. I simuleringerne med storskalaellagre som løsningstiltag installeres der i hvert af analysens tre scenarier ellagre i Danmark, der dimensioneres til teknisk at kunne dække alle elafbrud i det pressede vejrår. Det gælder både for så vidt angår energi- og effektbehov. Dette svarer til i alt 4,6 GW outputeffekt og en energikapacitet, der efter energitab ved afladning kan levere 98 GWh. Output- og energikapaciteten er altså eksogent bestemt og ikke endogent optimeret i modellen. Konkret installeres der ellagre med 2,9 GW outputeffekt og en energikapacitet, der kan levere 56 GWh i Vestdanmark, mens der i Østdanmark installeres ellagre med 1,7 GW outputeffekt og en energikapacitet, der kan levere 41 GWh. De valgte kapaciteter for lagrene repræsenterer en meget stor og ambitiøs udbygning, og da de relevante lagringsteknologier fortsat er under udvikling, er forventninger til egenskaber, omkostninger og størrelsesordener fortsat usikre. Da ellagrene kun dimensioneres til at kunne håndtere alle elafbrud i det pressede vejrår, vil lagrene ikke have tilstrækkelig kapacitet til at dække alle afbrud i de mere udfordrende scenarier, hvor der introduceres værre vejrforhold og transmissionschok. Teoretisk set vil ellagre kunne afværge alle elafbrud i alle scenarier, men nuværende omkostningsskøn indikerer, at det vil blive meget dyrt at sikre forsynings sikkerheden på denne måde. Derfor er der i analysen udarbejdet scenarier, hvor ellagre og regulerbare kraftværker kombineres for at kunne afværge alle elafbrud i de mere udfordrende scenarier.

## Klimapåvirkning

Ellagre udleder som udgangspunkt ikke drivhusgasser under drift. Klimapåvirkningen fra lagrene er derfor relateret til produktionen af lagrene og tilhørende anlæg. Derudover vil lagrenes effektivitet også have en betydning for klimapåvirkningen. Hvis lagrene oplades med strøm, der er produceret helt eller delvist på baggrund af fossile brændsler, vil energitabet i lagrene umiddelbart skulle dækkes af yderligere klimabelastende elproduktion. Hvis lagrene derimod oplades med vedvarende energi, er der ikke i samme grad en klimapåvirkning.

## Omkostninger og drift

Lagrenes økonomi vurderes på baggrund af investerings- og driftsomkostninger og fratrækkes en systemværdi, der leveres til elsystemet. Systemværdien skal her forstås som den værdi, ellagrene tilfører elsystemet ved at oplade på tidspunkter, hvor elpriserne er lave, og aflade, når de er høje. I analysen er systemværdien repræsenteret ved netop lagrenes indtægt ved køb og salg af el. Systemværdien estimeres på baggrund af ellagrenes værdi for elsystemet i et normalt vejrår, da den højere systemværdi i meget pressede vejrår kun vil forekomme relativt sjældent. I beregninger anvendes et spænd for investerings- og vedligeholdelsesomkostninger for energiintensive ellagre baseret på input fra markedsaktører og tilgængelig litteratur. Det skal understreges, at estimater for omkostninger til ellagre fremadrettet er meget usikre og at lagringsteknologier som løsningstiltag kan blive dyrere eller billigere end angivet i analysens resultater.

Ellagrene antages som udgangspunkt at blive drevet på markedsvilkår, så lagrene ikke står ubrugte hen størstedelen af året. Dette resulterer i, at lagrene ikke nødvendigvis er parate til at levere strøm i alle situationer med effektmangel i Danmark. Ellagrene drives til at reagere på elpriser og vil dermed også bidrage til at reducere effektmangel i udlandet. Drives ellagrene alternativt som strategiske reserver, der kun aflader i timer med effektmangel, vil lagrene i højere grad kunne bidrage til at reducere elafbrud specifikt i Danmark. Ellagrene vil dog i så fald anvendes i færre timer af året og potentielt kun i pressede vejrår, hvormed indtjeningen fra køb og salg af el mindskes, ligesom ellagrene også kun vil bidrage med en værdi for elsystemet i de absolut mest pressede situationer.



## Boks 7.3 Centrale antagelser for fleksibelt elforbrug

### Teknologi

Dette løsnings tiltag indebærer en øget fleksibilitet i det danske elforbrug. I analysen er dette repræsenteret ved fleksibilitet i elforbruget i den danske industri, herunder også datacentre, og i elforbruget til elbiler, der kan levere strøm tilbage til elnettet. I analysens simuleringer gives der mulighed for, at industrielt elforbrug i Danmark kan reduceres (demand shedding), ligesom det er tilfældet i udlandet i de forudgående scenarier. Reduktionen antages i praksis at foregå ved, at fremstillingsvirksomheder skifter til en alternativ forsyning, fx en brændselsbaseret kedel i industrien, eller begrænser produktionen i disse timer. Datacentre antages at kunne skifte dele af deres aktivitet til et andet land, når der er elmangel i Danmark.



### Kapacitet

I modellen er der i udgangspunktet en del forbrugsfleksibilitet. Antagelserne herfor er uddybet i baggrundsbilagets afsnit 3.4. Denne fleksibilitet er altså også til rådighed i de simuleringer, hvor elforsynings sikkerheden sættes under pres uden implementering af løsnings tiltag. I simuleringerne med en højere grad af fleksibelt elforbrug antages der i hvert af analysens tre scenarier derudover, at danske fremstillingsvirksomheder kan reducere 20 pct. af deres elforbrug i spidsbelastningsperioder, mens datacentre kan reducere 25 pct. For elbiler antages det, at 17,5 pct. af alle elbiler kan levere el tilbage til elnettet i 2030, voksende til 25 pct. i 2040. Det betyder, at elbilerne i praksis opererer som et storskalabatteri. Dog kan der ikke bruges mere end 50 pct. af energikapaciteten i batterierne. Denne antagelse betyder, at bilerne aldrig bliver helt afladet.

Der er stor usikkerhed omkring graden af forbrugsfleksibilitet i fremtiden. Det skyldes både usikkerhed omkring teknologiske muligheder inden for fleksibilitet samt forbrugernes fremtidige prisfølsomhed over for elprisen. Yderligere beskrivelse af analysens antagelser for forbrugsfleksibilitet kan findes i analysens bilag.

### Klimapåvirkning

Klimapåvirkningen forbundet med den øgede forbrugsfleksibilitet afhænger primært af, om nogle industrivirksomheder reducerer deres elforbrug ved at skifte til fossile brændsler. Ved skifte til brændsler, der ikke er fossile, vil forbrugsfleksibiliteten ikke umiddelbart indebære en negativ klimapåvirkning.

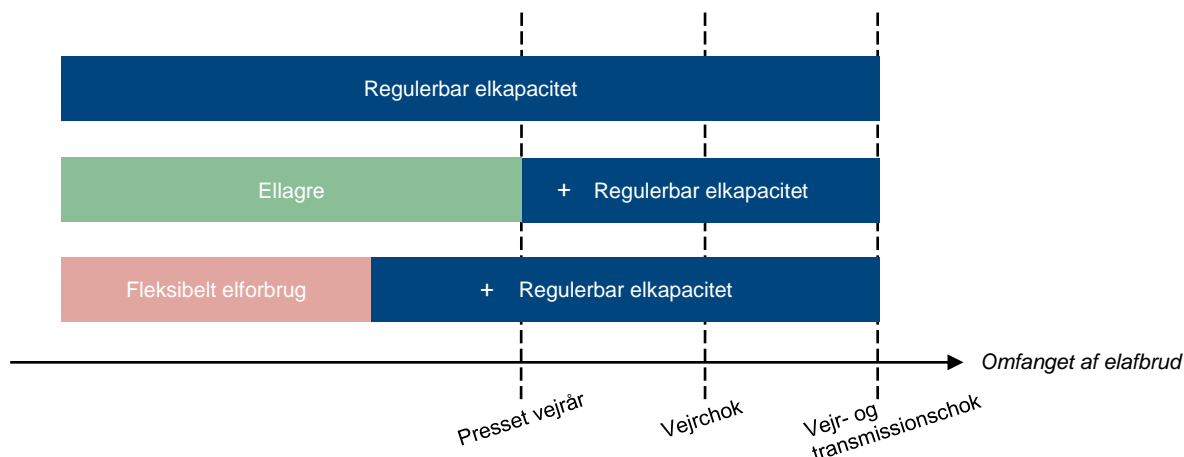
### Omkostninger og drift

Omkostninger forbundet med forbrugsfleksibilitet er vanskelige at estimere. I forbindelse med fx reduceret produktion i industrivirksomheder vil omkostninger afhænge af værdien af de varer, der ikke produceres i denne periode. I denne analyse udregnes der ikke specifikke omkostninger forbundet med at øge forbrugsfleksibiliteten.

I industrien aktiveres reduktionen ved meget høje elpriser på over 2.500 EUR pr. MWh, svarende til cirka 19 kr. pr. kWh.

## Regulerbar elkapacitet anses i analysen som en teknologi uden øvre kapacitet

I simuleringerne antages regulerbar elkapacitet at være det eneste løsnings tiltag, der kan implementeres uden en øvre kapacitet. I teorien kan ellagre og fleksibelt forbrug også have kapaciteter, der er højere end antaget i simuleringerne, men et niveau som adresserer alle elafbrud uden brug af regulerbar elkapacitet anses enten for at være uforholdsmæssigt dyrt eller praktisk umuligt. Derfor optræder ekstra ellagre og øget forbrugsfleksibilitet i kombination med mere regulerbar elkapacitet i modellens scenarier, som illustreret i figur 7.1.



Figur 7.1 Konceptuel illustration af hvordan analysen undersøger bidrag fra forskellige løsninger til elafbrud

Kilde: Klimarådet.

### Regulerbar elkapacitet kan løse alle identificerede elafbrud til en overkommelig omkostning

Regulerbar elkapacitet kan løse alle identificerede elafbrud, hvilket følger af analysens antagelser om, at løsningstiltaget kan implementeres uden en øvre kapacitet. For helt at undgå elafbrud i et presset vejrår og et kombineret vejr- og transmissionschock i 2040 er der brug for henholdsvis 4,6 og 7,9 GW ekstra kapacitet – se figur 7.2. De faste årlige ”forsikringsomkostninger” ved at have denne kapacitet til rådighed ligger på et niveau mellem 1,7 og 2,9 mia. kr., afhængigt af scenarie. Disse omkostninger vil skulle afholdes hvert år, uanset vejrforholdene, da de udgøres af investerings- og vedligeholdelsesomkostninger.

Brændselsomkostninger er vanskelige at vurdere, da de vil afhænge af, hvordan anlægget vil operere år for år. Det kan ikke udledes af denne analyse, der alene fokuserer på nogle udvalgte pressede eller ekstreme vejrår. En overslagsberegning indikerer, at omkostningen ikke vil udgøre mere end 350 mio. kr. i et år med kombineret vejr- og transmissionschock.

Omkostningen på 1,7-2,9 mia. kr. er overkommelig sammenlignet med øvrige udgifter til elsystemets drift. Omregnes beløbet til en omkostning pr. forbrugt kWh for hele det danske elsystem i 2040, svarer det omtrent til 2-3 øre pr. kWh. Dette kan sammenlignes med den nuværende systemtarif, der betales til Energinet for at sikre systembalancen, og som i 2023 udgør 6,7 øre pr. kWh.<sup>51</sup>

For en almindelig husholdning, som i 2021 betalte 236 øre pr. kWh for strøm (den samlede elpris inklusiv skatter, afgifter og tariffer), svarer omkostningen til gasturbiner til en stigning i den samlede elpris på omkring 1 pct., hvis der ses bort fra afledte skatter og afgifter. Dette svarer til en stigning i elregningen i størrelsesordenen 100 kr. for et års elforbrug i en husstand med to voksne og to børn. Estimatet er baseret på en husstands elforbrug i dag, og kan ændre sig i fremtiden ved overgangen til flere individuelle varmepumper og elbiler.

### Ellagre kan bidrage i kombination med fx regulerbar elkapacitet

Ellagre kan bidrage med elproduktion i pressede situationer og kan derved reducere behovet for anden regulerbar elkapacitet som gasturbiner. Ved øget brug af ellagre vil behovet for regulerbar elkapacitet naturligvis afhænge af, hvor mange og hvor store ellagre der etableres i Danmark.

I analysen kan de modellerede ellagre sænke det nødvendige behov for gasturbiner fra 4,6 GW til 1,9 GW i et presset vejrår og fra 7,9 GW til 2,9 GW i det kombinerede vejr- og transmissionschock, se figur 7.2. Resultatet afhænger af, at der kan installeres ellagre i Danmark med en betydelig kapacitet. Hvis der etableres færre ellagre, vil det øge behovet for regulerbar elkapacitet, og omvendt vil flere ellagre sænke behovet. Selvom ellagrene er dimensioneret til teknisk set at kunne håndtere det værste elafbrud i det pressede vejrår uden brug af yderligere gasturbiner, er der i modellen stadig et behov for gasturbiner. Det skyldes analysens antagelse om, at lagrene drives på markedsvilkår, og at deres drift dermed

afhænger af markedspriserne på el både i og uden for Danmark. Dermed vil ellagrene ikke nødvendigvis prioritere dansk elforbrug over udenlandsk elforbrug, da det kan være mere rentabelt at anvende strømmen fra lageret i udlandet i stedet for i Danmark. Derudover vil ellagrene heller ikke nødvendigvis være opladet til de pressede situationer, hvis der eksempelvis har været indtægtsmuligheder i at aflade umiddelbart inden en presset periode.

## Ellagring er forventeligt dyrere end regulerbar elkapacitet

Analysens grove omkostningsskøn viser, at det forventeligt er dyrere at anvende ellagre end gasturbiner til at sikre elforsyningsikkerheden i pressede perioder. Dermed bliver kombinationen af lagre og gasturbiner samlet set også dyrere, end hvis elforsyningen udelukkende sikres via gasturbiner. Der er dog stor usikkerhed om omkostningerne for de energiintensive ellagringsteknologier, som forventes implementeret i stor skala i dette scenarie.

De samlede omkostninger til at undgå alle elafbrud i Danmark ved hjælp ellagre og gasturbiner estimeres til omkring 3,9-6,5 mia. kr. pr. år afhængigt af scenarie og lageromkostninger. Her antages det, at lagerkapaciteten kan tjene penge i elmarkedet ved at udnytte sin mulighed for at lagre energi på tidspunkter med lave elpriser og sælge på tidspunkter med høje elpriser.

## Ellagre kan blive en effektiv løsning i fremtiden

Selv om øget lagerkapacitet med store energiintensive ellagre fremstår som den dyreste af de analyserede metoder til at løse de identificerede afbrud, kan ellagre stadig udgøre en effektiv og relevant løsning fremadrettet. Det er der to grunde til. For det første er det muligt, at en mindre kapacitet af ellagre end den anvendte, fx en samlet effekt på 1 GW eller mindre, vil være mere effektivt, selvom det vil kunne dække en mindre del af behovet for ekstra effekt. For det andet skal det understreges, at den undersøgte lagerkapacitet kræver meget store og energiintensive lagre. Mere effektintensive ellagre som batterier vil typisk have højere energieffektivitet, hvormed disse lagre oftere kan op- og aflade på baggrund af forskelle i elprisen og dermed oftere bidrage med en værdi for elsystemet. Det gælder også i et normalt vejrår, hvor der umiddelbart ikke opleves elafbrud, men hvor elprisens variabilitet vil give mulighed for at generere indtægter for ellageret.

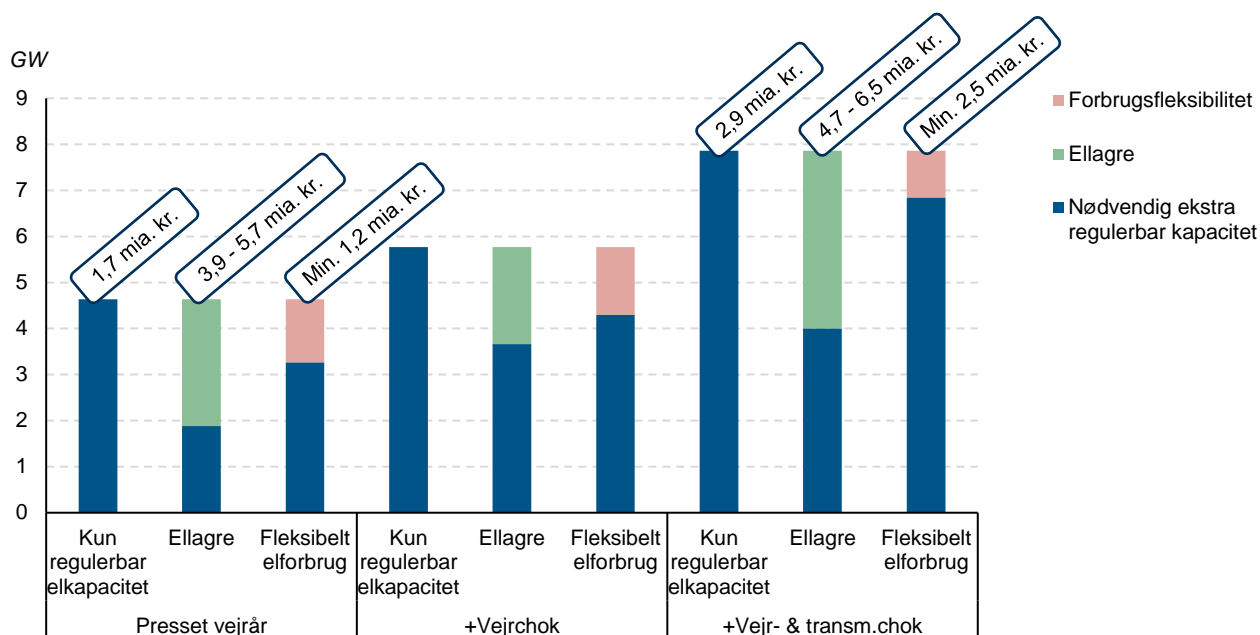
## Forbrugsfleksibilitet kan mindske behovet for regulerbar elkapacitet

Øget fleksibilitet kan hjælpe med at balancere produktion og forbrug og derved reducere behovet for regulerbar kapacitet, men det er vanskeligt at fastlægge samfundets omkostninger for denne løsning.

Analysen indikerer, at øget fleksibilitet kan reducere behovet for gasturbiner med omkring 1 GW. For industrivirksomheder vil der være en omkostning forbundet med at reducere elforbruget i situationer med elmangel, idet virksomhederne enten vil skulle reducere deres produktion eller anvende alternative energikilder. Elborejere, der stiller deres elbil tilgængelig for elnettet (Vehicle-2-Grid), kan have en omkostning forbundet med dette, fx i form af besvær eller slitage på bilens batteri.

Samlet set er det altså vanskeligt at fastlægge omkostningen ved øget fleksibilitet, men det forventes at være en udgift for samfundsøkonomien. Hvis man kun ser på udgiften til gasturbiner, som anvendes i kombination med øget forbrugsfleksibilitet, udgør den alene 1,2 og 2,5 mia. kr. årligt, afhængigt af scenariet. I figur 7.2 angives omkostningen for fleksibilitetsløsningen dermed som *minimum* 1,2 og 2,5 mia. kr.

Klimarådet har også set på de enkelte løsningstiltags forventede effekt på elpriserne. Simuleringerne viser, at valget af løsningstiltag kun vil påvirke de forventede elpriser i et begrænset omfang. Den største effekt ses i scenariet med vejrchok, hvor løsningen med øget lagerkapacitet reducerer den gennemsnitlige årlige elpris med cirka 5 pct. i forhold til løsningen, hvor der alene anvendes regulerbar elproduktion.



Figur 7.2 Nødvendig ekstra regulerbar kapacitet og årlig omkostning til at afværge elafbrud

Anm. 1: Prisen over søjlerne repræsenterer et groft omkostningsskøn. Det er derfor vanskeligt at sammenligne omkostninger på tværs af scenarier.

Anm 2: For Fleksibelt elforbrug er der kun angivet udgiften til de gasturbiner, som anvendes i kombination med øget forbrugsfleksibilitet, og der er således ikke medtaget en omkostning forbundet med selve forbrugsfleksibiliteten. Dette skyldes, at det samlet set er vanskeligt at fastlægge omkostningen ved øget fleksibilitet. Der forventes dog at være en samfundsøkonomisk omkostning forbundet med fleksibiliteten, og den angivne pris er derfor et minimumsestimater.

Kilde: Klimarådet.

### Gasforbruget til en strategisk reserve medfører ikke en betydelig klimapåvirkning

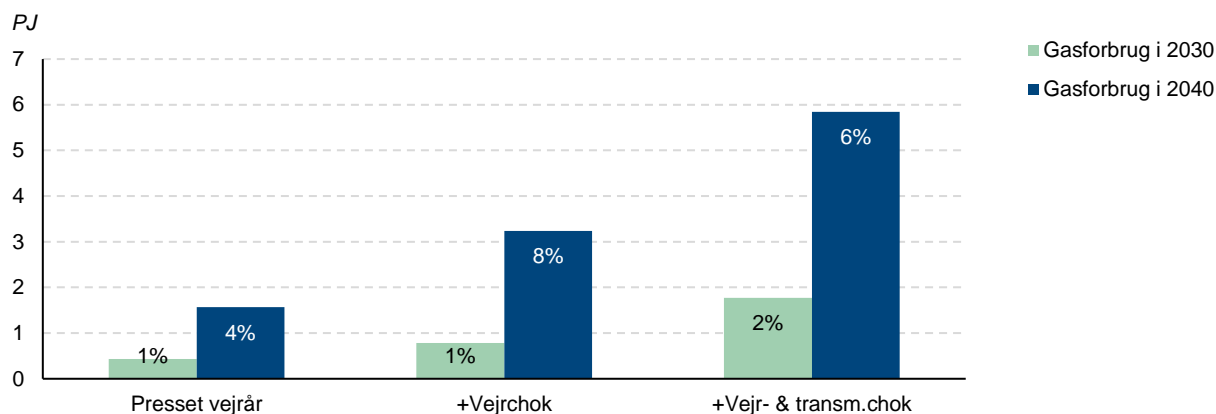
Regulerbare gasturbiner som fx drives som en strategisk reserve kan medføre et øget gasforbrug i pressede situationer. I et gennemsnitligt vejrår vil gasturbinerne potentielt ikke skulle aktiveres, mens gasturbinerne i mere pressede vejrår vil skulle producere strøm i det begrænsede antal timer om året, hvor Danmark kan opleve effektmangel.

Klimapåvirkningen fra dette gasforbrug afhænger dels af, hvilken type gas turbinerne anvender, og dels af hvilken andel af elafbrudene som gasturbinerne skal håndtere. Hvis gasturbiner skal løse alle udfordringerne med elmangel, medfører dette et forbrug af gas på mellem 1,6 og 5,9 PJ i 2040, afhængigt af scenariet – se figur 7.3. Det svarer til en stigning på mellem 4 pct. og 14 pct. i forhold til det forventede nationale forbrug af ledningsgas i henholdsvis 2030 og 2040. Gasforbruget vil være mindre i 2030 og 2035 end i 2040, da de identificerede elafbrud er mindre i disse år.

Regulerbare gasturbiner kan drives på forskellige brændstoffer. Gasturbiner kan eksempelvis anvende opgraderet biogas eller brint produceret fra vedvarende energi, som potentielt kun vil have en mindre klimapåvirkning, hvis eventuelle læk af gasserne og NOx-udledninger kan håndteres i et betydeligt omfang. Der kan også anvendes naturgas, som dog vil udlede fossil CO<sub>2</sub>. Frem mod 2030, 2035 og 2040 vil en stigende andel af ledningsgassen være grøn (92 pct. i 2035 ifølge *Klimafremskrivning 2022*). Man kan dog argumentere for, at marginalforbruget af ledningsgas stadig vil være sort, da produktionen af biogas er begrænset af tilgængeligheden af biogene ressourcer, og da biogasproduktionen ikke nødvendigvis vil øges som følge af et midlertidigt øget gasforbrug i enkelte pressede vejrår.

I et enkelt presset vejrår kan der være en ikke helt ubetydelig udledning fra gasturbiner. Hvis man antager, at marginalforbruget til gasturbinerne dækkes af fossil naturgas, vil et presset vejrår eller et år med vejrchok medføre et øget gasforbrug på henholdsvis 1,6 og 3,2 PJ fra et forventet fremtidigt gasforbrug på omkring 42 PJ. Dette svarer til en

CO<sub>2</sub>-udledning på mellem 0,1 og 0,2 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2040. Under et kombineret vejr- og transmissionschok i 2040 stiger gasforbruget med næsten 6 PJ, hvilket resulterer i en udledning på cirka 0,3 mio. ton CO<sub>2</sub>. Alligevel vurderer Klimarådet, at der ikke er en betydelig klimapåvirkning ved at anvende gasturbiner som en strategisk reserve. Det skyldes, at de pressede situationer sandsynligvis vil forekomme sjældent, og at der fremadrettet kan være mulighed for at anvende fx grøn brint baseret på strøm fra vedvarende energikilder, som i et længere tidsperspektiv ikke er en begrænset ressource på samme måde som biogasressourcer.



Figur 7.3 Gasforbruget til gasturbiner til at afværge elafbrud i forskellige scenarier

Anm.: Procentsatsen angiver merforbruget af gas i forhold til det forventede nationale gasforbrug i *Klimastatus og -fremskrivning 2022*. Da klimafremskrivningen kun går til 2035, anvendes år 2035 også til sammenligning med analysens år 2040.

Kilder: Klimarådet og Energistyrelsen, *Klimastatus og -fremskrivning 2022, 2022*

## Energieffektivisering kan også bidrage til elforsyningsikkerheden

En helt anden løsning på udfordringen med elforsyningsikkerhed er energieffektiviseringer. Potentialt for energieffektiviseringer findes primært i de dele af elforbruget, der i forvejen er relativt ufleksible, det vil sige elforbrug fra datacentre og klassisk elforbrug i husholdninger og industri.

Denne analyse undersøger ikke energieffektivisering nærmere, men effekten er undersøgt i andre analyser. Fx ses der et markant fald i antallet af afbrudsminutter i 2035 ved øget energieffektivisering i Energistyrelsens seneste analyse.<sup>52</sup> Her falder antallet af afbrudsminutter fra omkring 170 til 115 i Østdanmark, svarende til en reduktion på cirka 32 pct. i sammenligning med Energistyrelsens grundberegning. Reduktionen sker som en konsekvens af en effektivisering af det samlede elforbrug på omkring 10 pct.

Det er dog ikke alle indsatser inden for energieffektivisering, der bidrager til at forbedre elforsyningsikkerheden. Elektrificering anses ofte som en central del af energieffektiviseringsindsatsen, og det øgede elforbrug herfra vil alt andet lige udfordre elforsyningsikkerheden.

Energieffektivisering af boliger kan øge forbrugsfleksibiliteten, hvilket indirekte bidrager til elforsyningsikkerheden. Bedre isolerede boliger kan nemmere undvære eller skære ned på strømforbruget til boligopvarmning i pressede perioder. En sådan forbedring er dog ikke inkluderet i analysens undersøgelser af øget forbrugsfleksibilitet.

## Det er formodentlig samfundsøkonomisk billigst at anvende en kombination af løsninger

Prisen på de enkelte løsninger kan ikke bruges til at udpege den optimale kombination af løsninger. Det skyldes blandt andet, at analysen ikke undersøger scenarier med forskellige mængder af lagerkapacitet. Selv om den undersøgte simulering med lagerkapacitet medfører større omkostninger end scenariet med regulerbar elkapacitet, kan det altså ikke udelukkes, at mindre lagerstørrelser kan være samfundsøkonomisk optimale. Samtidig kan niveauet af

eltransmissionskapacitet til og fra udlandet have betydning for behovet for de andre løsninger, ligesom det kan afhjælpe problemstillingen omkring elmangel i et vist omfang.

Det er formodentlig samfundsøkonomisk billigst at anvende en kombination af løsninger for at forbedre elforsyningssikkerheden. Selvom analysen ikke kan fastlægge den optimale sammensætning, er det sandsynligt, at alle løsninger vil bidrage i et vist omfang. Det vil altså både inkludere øget regulerbar elkapacitet, fx i form af gasturbiner, lagring af energi og øget forbrugsfleksibilitet. Denne hypotese understøttes af, at analyser, som undersøger den optimale udbygning af elsystemer i et mere generelt perspektiv, typisk også konkluderer, at kombinationen af de her undersøgte teknologier er optimal.<sup>53</sup>

Hvis vi ønsker at sikre os mod de ekstreme hændelser, som er undersøgt i analysen, peger resultaterne dog på, at det er den regulerbare elkapacitet, som bør bidrage mest. En teknologineutral kapacitetsmekanisme vil delvist sørge for, at det er de billigste løsninger, der kommer i anvendelse.

På nuværende tidspunkt er det usikkert, om flere transmissionsforbindelser eller bedre udnyttelse af eksisterende forbindelser ind og ud af Danmark kan bidrage væsentligt til at øge elforsyningssikkerheden. Dette aspekt er ikke undersøgt som et konkret løsningstiltag, og konklusionen stammer derfor primært fra resultater fra andre analyser, som dog kan sammenholdes med Klimarådets egne resultater. Se mere angående dette i boks 7.4.

## Boks 7.4 Yderligere transmissionskapacitet til elforsyningssikkerhed?

### Transmissionsforbindelserne mellem Danmark og udlandet er vigtige

Danmarks forbindelser til udlandet er vigtige for elforsyningssikkerheden. Det fremgår fx i kapitel 5, der viser en stigende afhængighed af elimport. Energinets og Energistyrelsens seneste analyser viser også, at det vil have en negativ effekt på elforsyningssikkerheden, hvis ikke vi opretholder den nuværende forventede transmissionskapacitet i fremtiden.<sup>54</sup> Det skal i denne sammenhæng nævnes, at der er forskel på den antagede transmissionskapacitet i Klimarådets analyse og i Energinets og Energistyrelsens analyser. Klimarådet benytter sig af ENTOS-E's vurdering fra *System-needs*, som indeholder omkring 5 GW importkapacitet mere for Danmark end de andre analyser.

Der findes ikke et entydigt svar på, om flere forbindelser eller bedre udnyttelse af eksisterende forbindelser vil bidrage positivt til elforsyningssikkerheden. Fx viser Energinets analyse, at det kun giver en ganske beskedne reduktion i antallet af afbrudsminutter, hvis man sænker udetiden på forbindelserne til udlandet. Udetiden er den andel af årets timer, hvor transmissionsforbindelserne forventes at være ude af drift, enten på grund af revision eller havari. Omvendt viser Energistyrelsens analyse et betydeligt bidrag, hvis man *både* sænker udetiden på forbindelserne fra Danmark til udlandet og på forbindelserne mellem udlandets budzoner.

Der er ingen af analyserne, der undersøger effekten fra øget transmissionskapacitet mellem Danmark og udlandet. Klimarådets analyse giver imidlertid en indikation af, at det sandsynligvis vil have en begrænset effekt at etablere mere transmission mellem Danmark og udlandet ud over det anvendte niveau. Det er dog som sagt et højere niveau end i de andre analyser, og det er derfor svært at sammenligne direkte. Ser man alligevel på resultaterne for fx det værste identificerede afbrud i 2030, er det kun én af transmissionsforbindelserne mellem Danmark og udlandet, der anvendes fuldt ud. Det indikerer, at der er en begrænset mængde strøm at hente i udlandet i de relevante timer, fordi elsystemet i næsten alle tilfælde også er presset på den anden side af transmissionsforbindelsen. Situationen vil dog sandsynligvis være en anden, hvis transmissionssystemet i hele Europa blev udbygget og man dermed reducerede flaskehalse i elsystemet generelt. I afsnit 7.2 beskrives effekten af at øge transmissionsforbindelserne på tværs af budzoner i flere europæiske lande.

Samlet set er det på baggrund af de eksisterende analyser samt Klimarådets analyse vanskeligt at vurdere, om øget transmissionskapacitet alene mellem Danmark og udlandet, ud over det anvendte niveau, kan bidrage væsentligt til at øge elforsyningssikkerheden. Dog kan der være andre samfundsøkonomiske effekter, som gør en eventuel udvidelse attraktiv, fx udjævning af elpriser på tværs af grænser eller mulighed for øget integration af sol- og vindenergi. Det skal i den sammenhæng også nævnes, at en eventuel udvidelse af transmissionskapaciteten mellem Danmark og udlandet ikke er en beslutning, som Danmark kan træffe alene. Dog kan Danmark tage initiativ til etablering af nye forbindelser ud af landet, ligesom vi i EU-regi kan arbejde aktivt for høj udnyttelse (lave udetider) af den eksisterende transmissionskapacitet.

## **Analyser om transmissionsforbindelsen over Storebælt peger i forskellige retninger**

Energinet og Energistyrelsen når frem til to forskellige konklusioner vedrørende effekten af øget transmission over Storebælt. I Energistyrelsens analyse er der en betydelig positiv effekt for elforsyningsikkerheden i 2030, mens analysen fra Energinet peger på, at en udvidet forbindelse ikke har nogen effekt i 2032. Muligvis kan de modsatte resultater forklares ved, at effekten opgøres i to forskellige fremtidige år, men formodentligt er der andre forklaringer. Som påpeget i kapitel 5 er der et relativt stort sammenfald mellem elafbrud i Vest- og Østdanmark. Det gælder særligt i det kombinerede transmissions- og vejrchok. Dette understøtter Energinets resultat om, at yderligere transmission ikke vil have en betydelig effekt. Hvis transmissionschokket i analysen var designet således, at det kun afbrød forbindelsen mellem Sjælland og Sverige (og dermed ikke mellem Jylland og Norge og Jylland og Sverige) kunne der i den konkrete situation muligvis opnås et andet resultat.

## **7.2 En alternativ fremtid med færre gaskraftværker og mere varierende kapacitet og transmission**

### **Analysen undersøger også en alternativ fremtid med færre gaskraftværker**

Analysen undersøger også et scenarie med færre gaskraftværker og mere vedvarende energi end i *Global Ambition*, som ligger til grund for analysens øvrige scenarier. Scenariet bruges til at illustrere, hvad det vil betyde for elforsyningsikkerheden, hvis den regulerbare kapacitet reduceres i udlandet.

Selv om ENTSO-E og ENTSOGs *Global Ambition*-scenarie er modelleret til at være konsistent med Parisaftalen, inkluderer scenariet relativt mange gasfyrede kraftværker, som er en del af det generelle elmarked og altså ikke agerer som backupanlæg i en decideret reserve. Et scenarie med en reduceret gaskapacitet i forhold til *Global Ambition* kan afspejle en politisk accelereret omstilling væk fra fossile brændsler, herunder naturgas. Det afspejler også et politisk ønske om uafhængighed af import af gas fra Rusland og er derfor et relevant perspektiv at få afdækket.

Scenarierne med en alternativ fremtid er modelleret forholdsvis simpelt, hvilket adskiller sig fra modelleringen af analysens øvrige scenarier, der er baseret på *Global Ambition*. Resultaterne skal derfor i høj grad tolkes som overordnede tendenser snarere end præcise værdier. Med hensyn til vejræssige forhold analyseres den alternative fremtid kun i et presset vejrår, og der introduceres således ikke forskellige vejræssige eller tekniske chok.

I scenarierne fjernes 30 pct. af gaskapaciteten på tværs af Europa. Denne reduktion skal ikke ses som et uforudset chok, men som en løbende udvikling over tid. Reduktionen i gaskapacitet vil derfor forventeligt føre til øgede investeringer i øvrige produktionsanlæg til at erstatte elproduktionen fra gaskraftværkerne. I analysen antages gaskraftværkerne at blive erstattet af yderligere vind- og solkapacitet. I analysen undersøges det, hvordan denne erstatning i sig selv påvirker elforsyningsikkerheden. Dernæst analyseres et yderligere scenarie, hvor den øgede vind- og solkapacitet kombineres med øget udbygning med transmissionsforbindelser.

De konkrete antagelser for udbygningen med henholdsvis vind, sol samt transmissionsforbindelser som erstatning for reduktionen i gaskapacitet gennemgås i boks 7.5.

## Boks 7.5 Centrale antagelser i analysens beregninger af en fremtid med færre gaskraftværker

I scenarierne reduceres gaskapaciteten i modelområdet med 30 pct. Gaskapaciteten er kun reduceret i lande, hvor gaskapaciteten er over 2 GW. I disse lande er gaskapaciteten reduceret med 31 pct., hvormed den samlede reduktion i modelområdet udgør 30 pct. Som erstatning for gaskraftværkerne simuleres to scenarier:

### 1. Øget investering i varierende kapacitet

I dette scenarie erstattes den reducerede gaskapacitet med vindmøller og solceller. Det antages, at gaskraftværkerne i hver enkel region erstattes af vindmøller og solceller, der kan producere 150 pct. af den strøm, som gaskraftværkerne i hver region alternativt havde produceret. Kapaciteten antages at være fordelt på 70 pct. landvindmøller og 30 pct. solceller, svarende til 65 GW landvind og 55 GW sol. Vindmøllerne og solcellerne vil ikke altid kunne producere store mængder strøm på præcis de tidspunkter, hvor gaskapaciteten alternativt havde været anvendt. Antagelsen om at installere vindmøller og solceller, der samlet set kan producere mere strøm end gasturbinerne alternativt havde produceret, er valgt for delvist at kunne gøre op for denne manglende samtidighed.

### 2. Øget investering i varierende kapacitet og transmissionsforbindelser i hele Europa

I dette scenarie investeres i varierende kapacitet som beskrevet i det forudgående. Derudover tillades modellen at investere i transmissionsforbindelser på tværs af Europa. Modellen optimerer antallet af forbindelser på baggrund af en økonomisk optimering. Dette står i modsætning til analysens øvrige scenarier, hvor optimeret investering i transmissionskapacitet ikke er en mulighed. Dette skyldes, at øget investering i transmissionsforbindelser i udlandet er et tiltag, som Danmark har svært ved at påvirke. Øget transmissionskapacitet mellem flere europæiske lande repræsenterer et bredere europæisk tiltag, som bidrager til integrationen af de store mængder vind- og solenergi i elmarkedet. Udbygningshastigheden af transmissionsforbindelser er begrænset til 1 GW pr. femte år pr. linje, begyndende efter 2030.

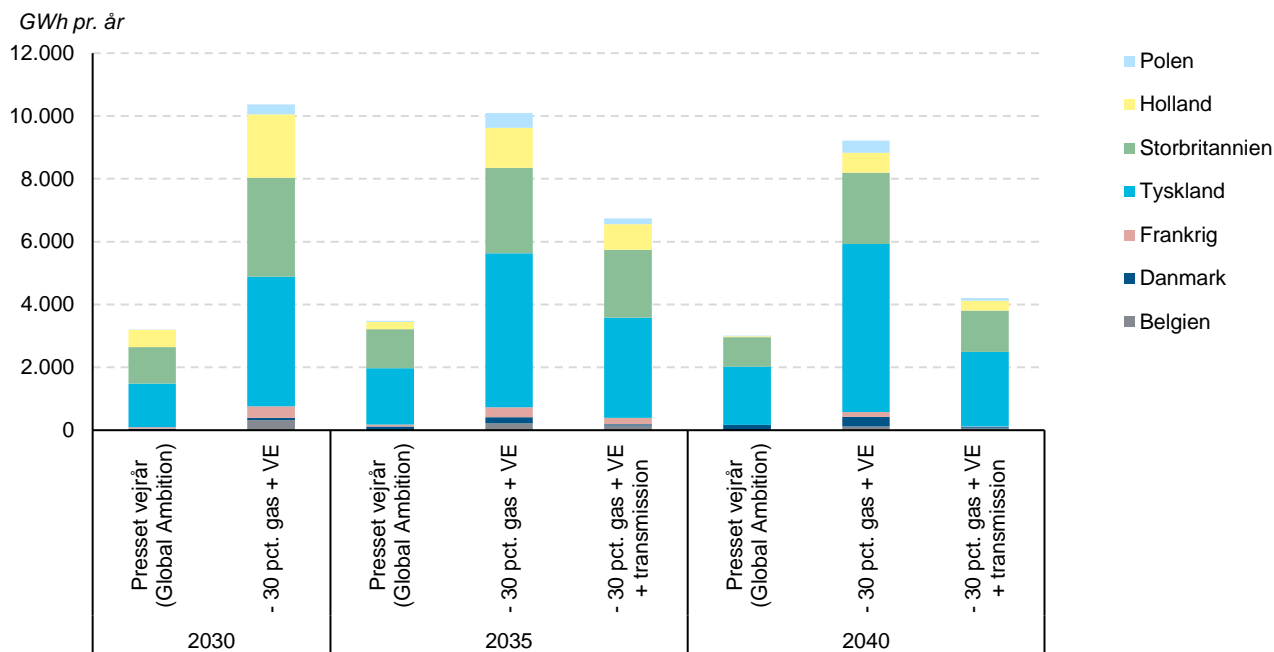
## Færre gaskraftværker presser den europæiske elforsyningssikkerhed

Udvikler det europæiske elsystem sig i retning af færre gaskraftværker end i *Global Ambition*, vil elforsyningssikkerheden i flere europæiske lande alt andet lige forværres. Figur 7.4 viser den afbrudte strømmængde i udvalgte europæiske lande i et presset vejrår under forskellige antagelser om gaskapacitet, vedvarende energi og transmissionsforbindelser i Europa.

Resultaterne viser, at en 30 pct. reduktion af gaskapaciteten i modelområdet har forholdsvis stor betydning for elforsyningssikkerheden i Europa. Dette er tilfældet både i 2030, 2035 og 2040.

Ved at udfase 30 pct. af gaskapaciteten og antage, at denne kapacitet udelukkende erstattes af vindmøller og solceller, stiger den årlige afbrudte energimængde i de modellerede lande omtrentligt med en faktor 3 i forhold til *Global Ambition*-scenariet, hvor gaskapaciteten ikke er reduceret. I analysens beregninger stiger den årlige afbrudte energimængde i 2030, 2035 og 2040 konkret fra lidt over 3.000 GWh til 9-10.000 GWh. Uden investering i flere vindmøller og solceller giver reduktionen af gaskapaciteten i sig selv anledning til en afbrudt energimængde på 12-13.000 GWh om året i 2030-2040 (ikke vist på figuren). Den øgede investering i vindmøller og solceller bidrager således til elforsyningssikkerheden, men kan langt fra bidrage tilstrækkeligt til at opretholde et uændret niveau af elforsyningssikkerhed.





Figur 7.4 Afbrudt strøm i udvalgte lande under forskellige antagelser om udviklingen i det europæiske elsystem

Anm. 1: Figuren viser den årlige afbrudte energimængde i udvalgte lande under forskellige antagelser om gaskapacitet, vind- og solkapacitet (angivet som VE, vedvarede energi, i figuren) samt transmissionsforbindelser i Europa. Alle resultaterne viser afbrudsmængden i et presset vejrår. Der er kun medtaget lande med elafbrud større end 100 GWh pr. år. Afbrudt strøm skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel.

Anm. 2: *Global Ambition (Presset vejrår)* viser afbrudsmængden i et presset vejrår, såfremt elsystemet i Europa er udformet som i ENTSO-E og ENTSOEs scenarie *Global Ambition*, og såfremt udbygningen af transmissionsforbindelser følger ENTSO-Es vurdering af en omkostningseffektiv udbygning af forbindelser i TYNDP2022. Dette er identisk til *Presset vejrår* som vist i figur 5.5. I de øvrige to scenarier antages det, at gaskapaciteten er reduceret med 30 pct. i forhold til *Global Ambition* og at kapaciteten af vind- og solenergi omvendt øges. Dertil øges transmissionskapaciteten mellem forskellige europæiske lande i det ene scenarie. Øget investering i transmissionsforbindelser antages først at kunne ske efter 2030, hvorfor der i 2030 ikke er vist et scenarie med øget transmissionsforbindelser i forhold til *Presset vejrår (Global Ambition)*.

Anm. 3: Afbrydelserne vil i et vist omfang være simultane på tværs af lande.

Kilde: Klimarådet.

### Sammenspil mellem vedvarende energi og transmissionsforbindelser kan hjælpe betydeligt

En kombination af flere vindmøller og solceller og flere transmissionsforbindelser i Europa kan især på lang sigt udgøre et effektivt alternativ til regulerbare gaskraftværker.

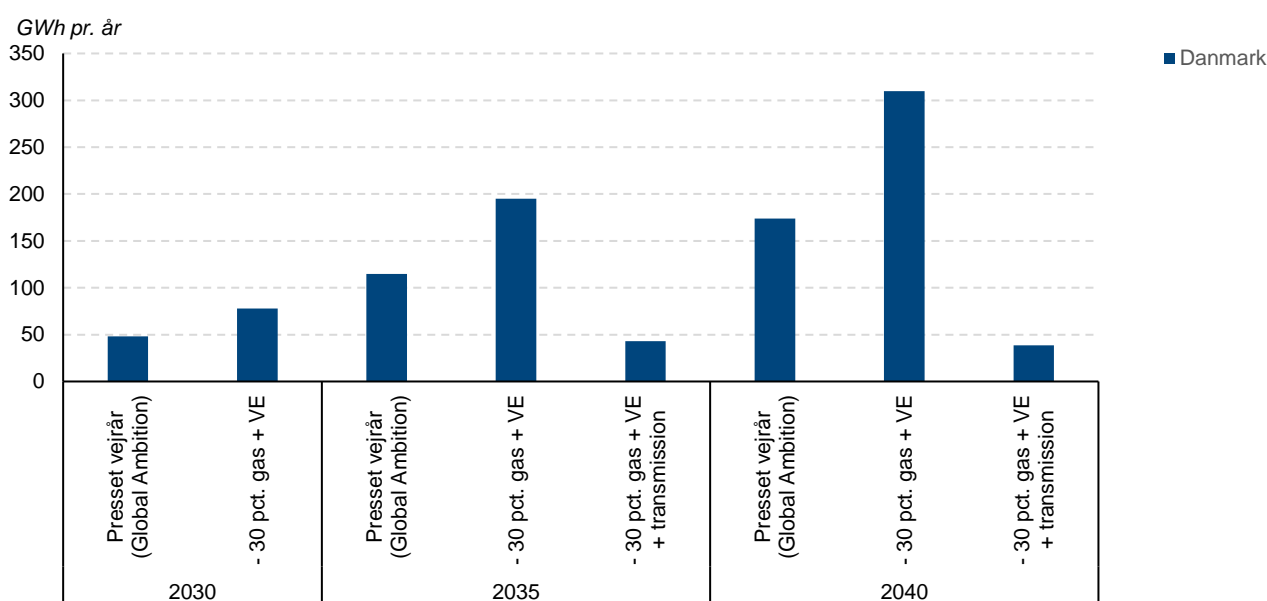
Transmissionsforbindelsernes bidrag til elforsynings sikkerheden er især betydelig i 2040, men mindre på kort sigt, givet analysens antagelser. Bidraget i 2035 er begrænset af udbygnings hastigheden for transmissionsforbindelserne, som antages at være begrænset til en given kapacitet pr. år. Denne antagelse bunder i, at transmissionsforbindelser er store og komplekse projekter, der kræver en høj grad af koordinering mellem lande og mellem transmissionssystemoperatører, der er ansvarlige for at integrere forbindelserne i det øvrige elnet. Transmissionsforbindelser antages ikke at kunne bidrage i 2030, da det tager lang tid at planlægge og etablere forbindelserne.

Som vist i figur 7.4 kan øget investering i transmissionsforbindelser i tillæg til en øget varierende kapacitet bidrage til at reducere mængden af elafbrud i forhold til et scenarie, hvor den reducerede gaskapacitet udelukkende erstattes af øget varierende kapacitet. Ved en betydelig udbygning af transmissionsforbindelser i Europa kan forbindelserne i et presset vejrår i 2040 holde mængden af elafbrud på et niveau, der kun er omkring 40 pct. højere end i *Global Ambition*-scenariet, hvor gaskapaciteten ikke er reduceret.

Øget investering i transmissionsforbindelser over et stort geografisk område i Europa kan bidrage betydeligt til elforsyningssikkerheden, da elproduktion fra varierende kapacitet i forskellige egne af Europa kan transporteres på tværs af europæiske lande og imødekomme elforbrug i områder med effektmangel. Den store geografiske spredning i transmissionsforbindelserne er afgørende. Som det beskrives i boks 7.4, vil øget investering i transmissionsforbindelser til og fra Danmark i sig selv ikke nødvendigvis bidrage betydeligt til elforsyningssikkerheden i Danmark, da der ikke nødvendigvis er effektoverskud i vores nærmeste nabolande, i netop de timer hvor det danske elsystem oplever effektmangel.

## Danmarks elforsyningssikkerhed forværres af en reduktion af gaskraftværker i Europa

En reduktion i antallet af europæiske gaskraftværker påvirker også det danske elsystem og vil, alt andet lige, forværre den danske elforsyningssikkerhed. Som vist i figur 7.5 fordobles afbrudsmængden omtrentligt, hvis gaskapaciteten i modelområdet reduceres med 30 pct. og vindmøller og solceller alene skal erstatte disse anlæg. Effekten af at udlandets gaskapaciteter ændres på denne måde er relativt ens i perioden 2030, 2035 og 2040.



Figur 7.5 Afbrudt strøm i Danmark under forskellige antagelser om udviklingen i det europæiske elsystem

Anm. 1: Figuren viser den årlige afbrudte energimængde i Danmark under forskellige antagelser om gaskapacitet, vind- og solkapacitet (angivet som VE i figuren) samt transmissionsforbindelser i Europa. Alle resultaterne viser afbrudsmængden i et presset vejrår. Afbrudt strøm skal tolkes som mængden af efterspurgt strøm, der ikke kan leveres grundet effektmangel.

Anm. 2: *Global Ambition (Presset vejrår)* viser afbrudsmængden i et presset vejrår, såfremt elsystemet i Europa er udformet som i ENTSO-E og ENTSOs scenarie *Global Ambition*, og såfremt udbygningen af transmissionsforbindelser følger ENTSO-Es vurdering af en omkostningseffektiv udbygning af forbindelser i TYNDP2022. Dette er identisk til *Presset vejrår* som vist i figur 5.6. I de øvrige to scenarier antages det, at gaskapaciteten er reduceret med 30 pct. i forhold til *Global Ambition* og at kapaciteten af vind- og solenergi omvendt øges. Dertil øges transmissionskapaciteten mellem forskellige europæiske lande i det ene scenarie. Øget investering i transmissionsforbindelser antages først at kunne ske efter 2030, hvorfor der i 2030 ikke er vist et scenarie med øget transmissionsforbindelser i forhold til *Presset vejrår (Global Ambition)*.

Kilde: Klimarådet.

Ligesom at udbygningen med transmissionsforbindelser i Europa kan bidrage til den samlede elforsyningssikkerhed i Europa, kan øget investering i forbindelserne også bidrage markant til den danske elforsyningssikkerhed. Under antagelse af en betydelig udbygning af transmissionsforbindelser og varierende kapacitet i Europa kan den afbrudte energimængde, som vist i figur 7.5, holdes på et niveau, der er lavere end i *Global Ambition*-scenariet, hvor gaskapaciteten ikke er reduceret. Øget udbygning med varierende kapacitet samt transmissionsforbindelser mellem flere europæiske lande kan altså erstatte gaskapaciteten og sikre en ligeså høj eller højere elforsyningssikkerhed i Danmark.

Resultaterne indikerer, at en høj elforsyningsikkerhed i Danmark ikke nødvendigvis forudsætter en gaskapacitet svarende til *Global Ambition*, idet investering i mere varierende kapacitet sammen med flere transmissionsforbindelser er et effektivt tiltag til at opretholde samme elforsyningsikkerhed. Udviklingen i gaskapacitet, varierende kapacitet og transmissionsforbindelser mellem europæiske lande bestemmes dog i høj grad af aktører uden for Danmark eller fx i EU. Danmark kan derfor kun i et begrænset omfang påvirke denne udvikling.

## 7.3 Samfundsøkonomisk målsætning for elforsyningsikkerhed og regulatoriske udfordringer

### Ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv bør man acceptere en vis risiko for elafbrud

Klimarådets analyse udleder *ikke* et samfundsøkonomisk optimalt niveau for elforsyningsikkerhed. Fokus for analysen er derimod, *hvordan* vi kan sikre elforsyningen i ekstreme situationer med forskellige løsninger og dermed ikke, om vi *bør* kunne sikre elforsyningen i disse situationer.

Når elsystemet skal dimensioneres, er det dog vigtigt med et bredt samfundsøkonomisk perspektiv. I sådan et perspektiv er det uforholdsmæssigt dyrt at indrette et elsystem, der er robust nok til at undgå elafbrud i enhver tænkelig situation. Det vil altså sandsynligvis være for dyrt at have kapacitet til rådighed, som kan dække alle de sjældne og ekstreme situationer, der undersøges i denne analyse, fordi de kun kommer i anvendelse sjældent. Elforsyningsikkerhedsniveauet bør optimalt set afspejle en afvejning af omkostninger mellem at mangle strøm og omkostningerne ved at have kapacitet til rådighed, der understøtter elforsyningsikkerheden.

### EU har fastlagt regler for elforsyningsikkerheden

I EU er der fastlagt regler for, hvordan og hvornår medlemsstater må understøtte elforsyningsikkerheden. Reglerne sætter eksempelvis en ramme for, hvornår der må gribes ind i elmarkedet med en kapacitetsmekanisme. Med reglerne forsøger EU at undgå markedsforvridende statsstøtte og opnå et samfundsøkonomisk optimalt niveau af elforsyningsikkerhed, der rummer plads til forskelle på tværs af grænser. Som omtalt i kapitel 3 afspejler reglerne et ønske om at opretholde et omkostningseffektivt indre marked for elektricitet, hvor staten ikke griber ind og skævrider elmarkedet ved at etablere statsstøttet produktionskapacitet.

Hvis et medlemsland ønsker at etablere en kapacitetsmekanisme, skal landet opfylde en række krav, herunder blandt andet:

- Man skal kunne dokumentere, at elforsyningsikkerheden i fremtiden ikke møder den nationale målsætning. Metoden til at evaluere elforsyningsikkerheden samt til at fastsætte målsætningen skal følge en række metodiske principper, som uddybes herunder og er benævnt *ACER-metoden*.
- Man skal have forsøgt løst udfordringerne med mindre indgribende tiltag end en kapacitetsmekanisme. Det kan fx være ved anvendelse af knaphedspriser, som er blevet muliggjort i Danmark i forbindelse med implementeringen af *Markedsmodel 3.0*.
- Kapacitetsmekanismen må ikke være et permanent indgreb.

### ACER-metoden følger et cost-benefit-princip

ACER har etableret en metode til fastlæggelse af målsætning for og evaluering af elforsyningsikkerheden. ACER er EU's tilsynsmyndighed på energiområdet og har som formål at sikre et omkostningseffektivt indre marked for elektricitet. ACER-metoden sætter både retningslinjer for, hvordan man fastsætter en målsætning for elforsyningsikkerhed og for, hvordan man evaluerer, om målsætningen forventes overskredet i fremtiden.

Metoden indebærer, at hvert medlemsland fastsætter en målsætning for elforsyningsikkerheden ud fra et samfundsøkonomisk cost-benefit-princip. Her sammenholdes omkostninger ved at mangle strøm med omkostningen ved ekstra kapacitet. Herefter anvendes sandsynlighedsbaserede modeller til at evaluere, om målsætningen overskrides i fremtiden. Metoden uddybes i boks 7.6.

### Boks 7.6 ACER-metoden til målsætning og evaluering af elforsyningsikkerhed

ACER-metoden sætter retningslinjer for, hvordan man fastsætter en målsætning for elforsyningsikkerhed og for, hvordan man evaluerer, om målsætningen forventes overskredet i fremtiden. Metoden er fremlagt som følge af EU-forordningen om det indre elmarked i EU.

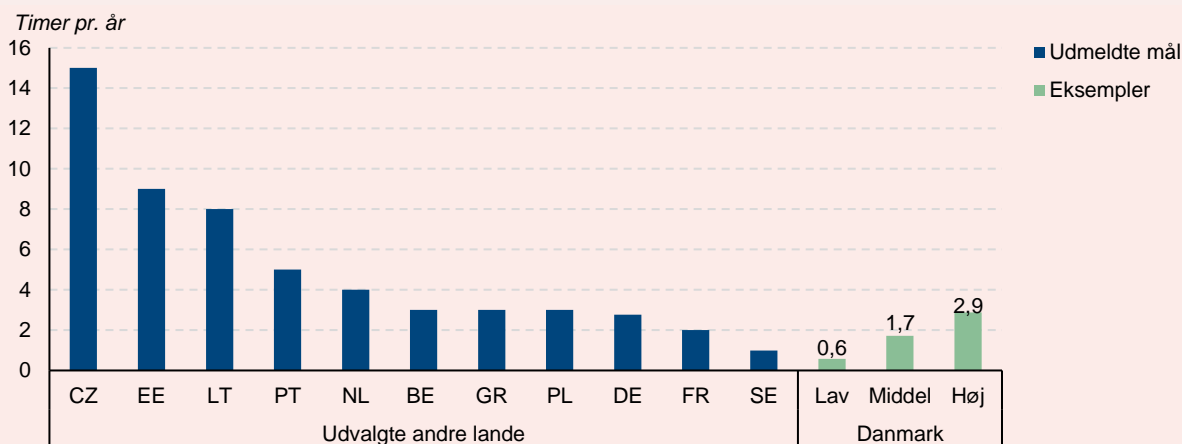
#### Målsætning for elforsyningsikkerhed

Målsætningen fastsættes overordnet set i tre trin:

- Hvert medlemsland skal fastlægge, hvordan elforbrugere værdisætter et strømafbud, også kendt som *Value of Lost Load (VOLL)*. Energistyrelsen har netop undersøgt VOLL i Danmark og finder en gennemsnitsværdi på 174 kr. pr. kWh, som dækker over variation mellem sektorer, afbruddets varighed mv.<sup>55</sup> Til sammenligning lå den samlede gennemsnitlige elpris (inklusive afgifter og tariffer) for almindelige husholdninger i 2021 på 2,4 kr. pr. kWh.
- Hvert medlemsland skal fastlægge omkostningen forbundet med at have kapacitet til rådighed, også kendt som *Cost of New Entry (CONE)*. Dette er endnu ikke fastlagt officielt i Danmark, men spidslastgasturbiner, som anvendes i denne analyse, har årlige omkostninger på omkring 300.000 kr. pr. MW.
- Hvert medlemsland skal med VOLL og CONE beregne en samfundsøkonomisk optimal målsætning for elforsyningsikkerhed fx udtrykt i antallet af afbrudstimer (*Loss of Load Expectation, LOLE*). Dette kaldes også en pålidelighedsstandard. Lidt forsimplet gøres det ved udtrykket:

$$LOLE_{\text{mål}}(h) = \frac{CONE \text{ (kr./MW)}}{VOLL \text{ (kr./MWh)}}$$

I figur 7.6 ses udvalgte medlemslandes målsætning for elforsyningsikkerhed. Nogle af dem er beregnet med ACER-metoden, men ikke alle. Som nævnt har Danmark endnu ikke en målsætning. Dog er der som eksempel beregnet et LOLE-mål for Danmark på baggrund af en VOLL-værdi på 174 kr. pr. kWh fra Energistyrelsens værdisætning samt forskellige CONE-værdier. Det ses, at Danmarks målsætning med de anvendte værdier omtrent er på niveau med Tyskland (DE) og Sverige (SE). Eksemplet skal dog udelukkende betragtes som illustrativt. Energistyrelsen vil snart igangsætte officielle beregninger, som kan bruges fremadrettet ved en eventuel anmodning om tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme.



Figur 7.6 Andre landes målsætning for elforsyningsikkerhed (LOLE-pålidelighedsstandard)

Anm.: Danmark potentielle målsætning er indsat som eksempel og beregnet på baggrund af VOLL-værdi på 174 kr. pr. kWh og en CONE-værdi på henholdsvis 100.000 kr. pr. MW (lav) 300.000 kr. pr. MW (middel) og 500.000 kr. pr. MW (høj).

Kilder: Klimarådet og ACER, *Security of EU electricity supply in 2021, 2022*.

## Evaluering af elforsyningsikkerhed

Ifølge ACER-metoden skal der anvendes sandsynlighedsbaserede modeller til at evaluere fremtidens elforsyningsikkerhed. Modellerne vil være baseret på en række antagelser for elsystemets udvikling, sandsynligheden for tilfældige nedbrud samt vejrdata for historiske vejrår. De sandsynlighedsbaserede modeller er de samme modeller, som er omtalt i analysens kapitel 3. Resultatet fra modellerne giver et estimat for det gennemsnitlige antal afbrudstimer i et fremtidigt år og kan sammenholdes med målsætningen omtalt i det forudgående. Hvis et medlemsland ønsker at etablere en kapacitetsmekanisme, skal resultatet af evalueringen som udgangspunkt være et større antal forventede afbrudstimer end målsætningen.

Tabellen herunder viser resultatet for forskellige sandsynlighedsbaserede modeller. Tabellen viser tal for både Vest- og Østdanmark i forskellige fremtidige år. Tabellen viser, at en eventuel lav målsætning på omkring 0,6 afbrudstimer pr. år (jf. figur 7.6) ville være overskredet i mange af analyserne. En højere målsætning på 2,9 timer overskrides kun i Østdanmark ifølge ENTSO-E i 2030 og ifølge Energistyrelsen i 2035. Bemærk at antal afbrudstimer i dette afsnit ikke kan sammenlignes og omregnes direkte til antal afbrudsminutter, som beskrevet i kapitel 3. Bemærk endvidere, at hvert tal i tabel 7.2 repræsenterer gennemsnittet af mange forskellige simuleringer. I størstedelen af disse simuleringer ses der ikke afbrud, mens der i en mindre del konstateres problemer, der kan være endog meget store.

Der kan være flere grunde til afvigelser mellem analyserne. For det første vil der være en forventet forskel mellem forskellige simuleringsår, da udfordringerne vil vokse over tid, blandt andet på grund af en gradvis udfasning af regulerbar produktionskapacitet. Derudover vil der være en række modeltekniske variationer. Fx anvender Energistyrelsen kun 13 ud af 38 historiske vejrår, mens Energinet og ENTSO-E anvender alle tilgængelige år. Endelig kan det nævnes, at ENTSO-E's *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) nedjusterer produktionskapaciteten i EU i forhold til landenes egne skøn på baggrund af en økonomisk vurdering af produktionskapacitetens rentabilitet.

Tabel 7.1 Antal afbrudstimer (LOLE) i forskellige sandsynlighedsbaserede analyser

Analyse	År	Vestdanmark (timer)	Østdanmark (timer)
Energistyrelsen	2030	0	0,5
Energistyrelsen	2032	0,4	1,7
Energistyrelsen	2035	2,1	9,2
Energinet	2030	0,2	0,4
Energinet	2032	1,4	1,7
ERAA	2030	2,3	10,9

Kilder: Energistyrelsen, *Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022; Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022 og ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA22)*, 2022.

## Nuværende EU-regler kan det gøre det vanskeligt at etablere en kapacitetsmekanisme

Givet ACER-metodens kriterier for etablering af en kapacitetsmekanisme er det ikke sikkert, at Danmark kan fremlægge dokumentation som berettiger et sådant tiltag. Det fremgår af eksemplerne i boks 7.6. Dog vil en mindre kapacitetsmekanisme være nemmere at få godkendt end en stor kapacitetsmekanisme. I forhold til analysens konkrete scenarier vurderes det usandsynligt, at der med den nuværende metode til evaluering af forsyningsikkerhed kan opnås tilladelse til at etablere en kapacitetsmekanisme, der stor nok til at afværge alle elafbrud i disse chok.

Der kan være gode grunde til at arbejde for at få tilladelse til at etablere en større kapacitetsmekanisme, end hvad kan tillades med den nuværende ACER-metode. Der kan fx være behov for at tage hensyn til mere ekstreme hændelser, end metoden tillader i dag. Det gælder både i forhold til risikoen for ekstreme vejrhændelser og andre typer tekniske chok. Såfremt det er muligt at kvantificere disse hændelser, så de meningsfyldt kan indgå i ACER-metoden, bør man tilstræbe dette. Dog kan der være hændelser eller hensyn, som er vanskeligere at sætte på formel. Det kan fx være et generelt ønske om at beskytte sig mod sabotage eller en målsætning om at kunne opretholde et bestemt elforsyningsikkerhedsniveau

selv i pressede vejrår. Sådanne ønsker kan kræve en samfundsøkonomisk vurdering, der umiddelbart er bredere end den nuværende ACER-metode.

ENTSO-E er opmærksomme på nogle af de nævnte udfordringer. Fx står der i den seneste *European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA22)*, at den normale klimatologiske referenceperiode på 30 år er tilstrækkelig til at repræsentere gennemsnitsklimaet, men utilstrækkelig i forhold til at inkludere ekstreme begivenheder.<sup>56</sup> Derfor forventes den kommende ERAA23 at medtage en langsigtet klimaprojektion, og der arbejdes på at konstruere syntetiske vejrår.

## Klimarådet har to konkrete anbefalinger til kommende undersøgelser af elforsyningsikkerheden

Til kommende analyser af elforsyningsikkerheden har Klimarådet følgende anbefalinger:

- Klimarådet anbefaler, at energimyndigheder i højere grad medregner ekstreme, men realistiske hændelser, når man undersøger elforsyningsikkerheden. Det gælder både ekstreme vejrhændelser og sjældne tekniske nedbrud, som fx nedbrud af essentiel transmissionsinfrastruktur. Dette kan betyde, at man sætter sig ud over eller udvider den eksisterende ACER-metode.
- Endvidere anbefaler Klimarådet, at kommende analyser inddrager scenarier, som er konsistente med Parisaftalen og EU's egne 2030-ambitioner i *Fit for 55*. Det vil fx betyde højere sol- og vindkapaciteter og højere elforbrug end i de eksisterende modeller og analyser. Disse scenarier bør inddrages, når myndighederne vurderer, om vi overholder målsætningen for elforsyningsikkerhed.

Sådanne ændringer vil gøre os bedre rustet til at forstå fremtidens udfordringer. Som vist i kapitel 2 er Danmark i dag det land i Europa med den højeste andel sol- og vindenergi i elproduktionen. Det betyder, at Danmark kan være særligt eksponeret over for de tiltagende udfordringer forbundet med at sikre en stabil elforsyning uden stor regulerbar kapacitet, og det er vigtigt at imødegå disse udfordringer med åbne øjne.

Endvidere kan disse ændringer gøre os bedre rustet til at handle på fremtidens udfordringer. Hvis ændringerne anvendes i forbindelse med godkendelsesprocessen for en kapacitetsmekanisme, kan det være nemmere at opnå godkendelse, fordi evalueringen sandsynligvis vil vise, at elforsyningsikkerheden er mere udfordret end ellers.

Det er ikke helt klart, hvorvidt ovenstående anbefalinger vil være i strid med den nuværende ACER-metode. Man bør under alle omstændigheder være opmærksom på, at EU-regulering løbende ændres over tid. Fx er der igangsat en proces for en reform af elmarkedet i EU, som blandt andet har fokus på elforsyningsikkerhed. Hvis myndighederne i Danmark finder det hensigtsmæssigt at presse på at tilpasse godkendelsesproceduren for etablering af en kapacitetsmekanisme, er det vigtigt, at denne sag har politisk prioritet.

## 7.4 Regulerbar elproduktion fra nye eller eksisterende værker

### Eksisterende værker kan potentielt bruges i en kapacitetsmekanisme

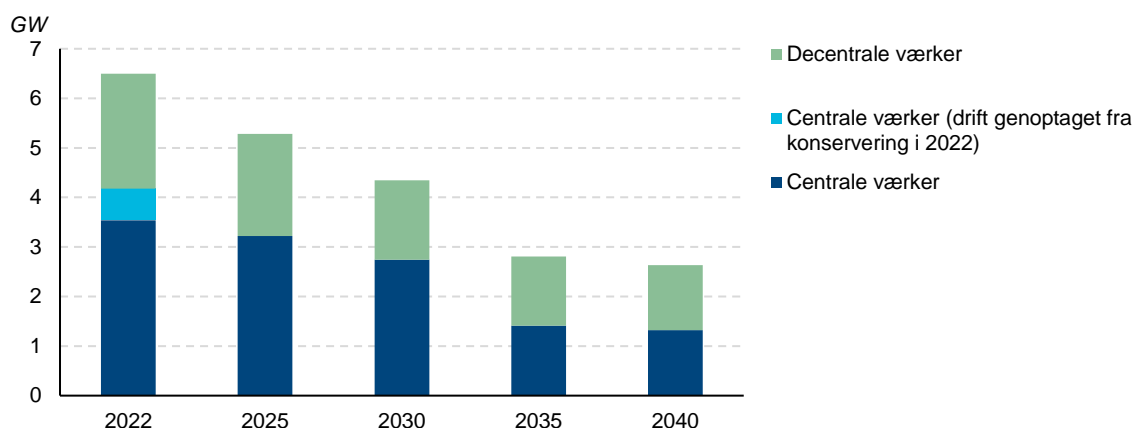
I denne analyse er der blevet gennemgået tre typer af løsninger, der potentielt kan understøtte elforsyningsikkerheden: regulerbar elproduktion, lagring af energi og mere fleksibelt forbrug. Den regulerbare elproduktion er repræsenteret af nye gasturbiner. Det er imidlertid også en mulighed at anvende eksisterende værker, som ellers forventes at lukke.

Der er dog en række forhold, der bør undersøges i forhold til at anvende eksisterende anlæg. Fx skal man undersøge, hvorvidt de eksisterende værker teknisk egner sig til at agere spidslast, og om det rent økonomisk er mere fordelagtigt end at etablere nye værker. Endvidere er der behov for at undersøge, hvilke virkemidler der kan bringe en sådan løsning i anvendelse, under hensyntagen til at eksisterende værker skal konkurrere på lige fod med andre typer teknologier om at levere kapacitet.

I Energistyrelsens seneste opgørelse over termiske anlæg i Danmark er der en samlet kapacitet på 6,5 GW i 2022.<sup>57</sup> Energistyrelsen forventer, at op mod halvdelen (3,2 GW) af disse 6,5 GW vil lukke frem mod 2040. Anlæggene, som forventes at lukke, omfatter både kulfyrede og biomassefyrede anlæg. For de kulfyrede anlæg er der indgået politiske aftaler om en slutdato, og de biomassefyrede anlæg forventes generelt at blive udtaget af drift, når de indgåede aftaler om levering af varme til lokale varmeselskaber udløber. Figur 7.7 viser, at der forventes en gradvis reduktion i den termiske

kapacitet frem mod 2035 og 2040. Det er især for de centrale kraftværker, at kapaciteten forventes at blive reduceret. Her udgør den tilbageværende kapacitet i 2035 cirka 40 pct. af kapaciteten i dag. Udfasningen af værkerne kan dog ske hurtigere end antaget her, hvilket kan fremskynde udfordringer med elforsyningsikkerheden.

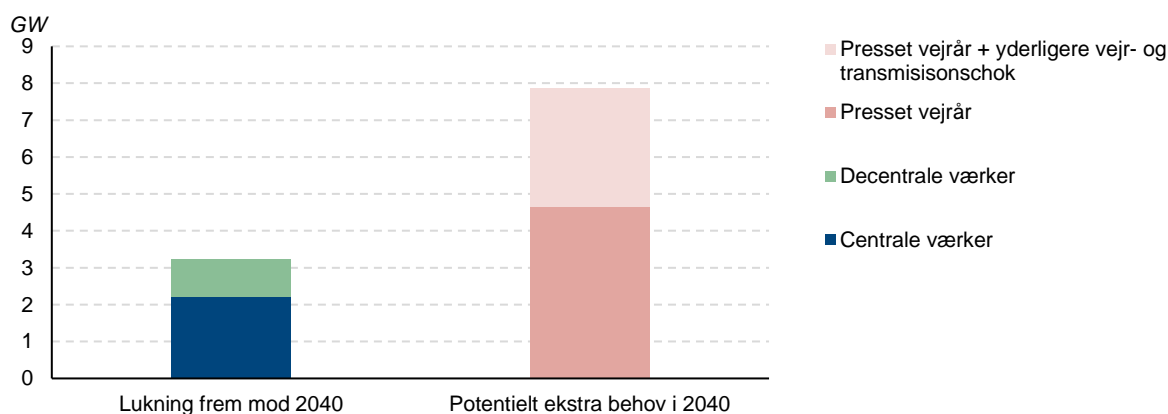
Nogle værker kan konserveres og tages i brug igen senere. Figur 7.7 viser, at der i 2022 blev genindsat cirka 0,9 GW termisk kapacitet. Dette var kapacitet som tidligere var konserveret (lagt i mølpose), men som er blevet sat i drift igen for at understøtte elforsyningsikkerheden i vinteren 23/24. Det kan også fremadrettet være en mulighed for energimyndighederne at konservere værker, der står til at lukke, og tage dem i brug senere. Denne mulighed bør tænkes sammen med en overordnet plan for en eventuel etablering af en kapacitetsmekanisme.



Figur 7.7 Termisk elproduktionskapacitet i analysens simuleringer frem mod 2040 i Danmark

Kilder: Klimarådet og Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022, 2023*.

En betydelig andel af det potentielle behov for ekstra kapacitet kan dækkes af de værker, som er på vej til at blive udfaset. Det er illustreret i figur 7.8, som både viser behovet i et presset vejrår og under chok. Det er værd at bemærke, at behovet er opgjort under antagelse af, at alle elafbud i simuleringerne skal forebygges med regulerbar elproduktionskapacitet. Hvis man i stedet kombinerer flere af de foreslåede løsninger til understøttelse af elforsyningsikkerheden, vil andelen af det samlede behov, som kan opfyldes med eksisterende anlæg, være endnu større end illustreret i figuren.



Figur 7.8 Sammenligning af forventet lukning af regulerbar kapacitet frem mod 2040 og potentielt ekstra behov i 2040, hvis alle elafbud i simuleringerne skal løses med regulerbar produktionskapacitet.

Kilde: Energistyrelsen.

## Kriterier bør give muligheder for både nye og eksisterende værker

Hvis myndigheder etablerer en kapacitetsmekanisme, skal der fastlægges kriterier for den anvendte kapacitet. Disse kriterier bør afspejle en række forhold, hvoraf flere rækker ud over spørgsmålet om elforsyningsikkerhed. Ud over kapacitetens tekniske egnethed til levering af fx reservekapacitet, bør forhold som klimapåvirkning og anden relevant miljømæssig påvirkning også have indflydelse på vurderingen af indkomne bud.

Kriterierne bør også udformes på en måde, så nye såvel som eksisterende anlæg vil have mulighed for at byde ind. Her spiller blandt andet tidshorisonten for den indgåede aftale om levering af reserveydelsen ind. Etablering af et nyt anlæg involverer store investeringsomkostninger, og derfor bør den indgåede aftale have en relativ lang tidshorisont, fx ti år.

Det er også relevant at overveje, hvad der kræves, for at eksisterende værker har mulighed for at deltage i udbuddet. Eksisterende værker skal fx kunne levetidsforlænges eller eventuelt kunne konserveres i perioden fra de udtages af almindelig drift og frem til, at de skal kunne stå til rådighed i en kapacitetsmekanisme. Dette betyder, at det vil være en fordel, hvis der skabes mere klarhed for ejere af eksisterende anlæg omkring myndighedernes vurdering af behovet for ydelser fra kraftværker på lang sigt.

## 7.5 Biomasse og elforsyningsikkerhed

### Biomasse skal bruges med omtanke

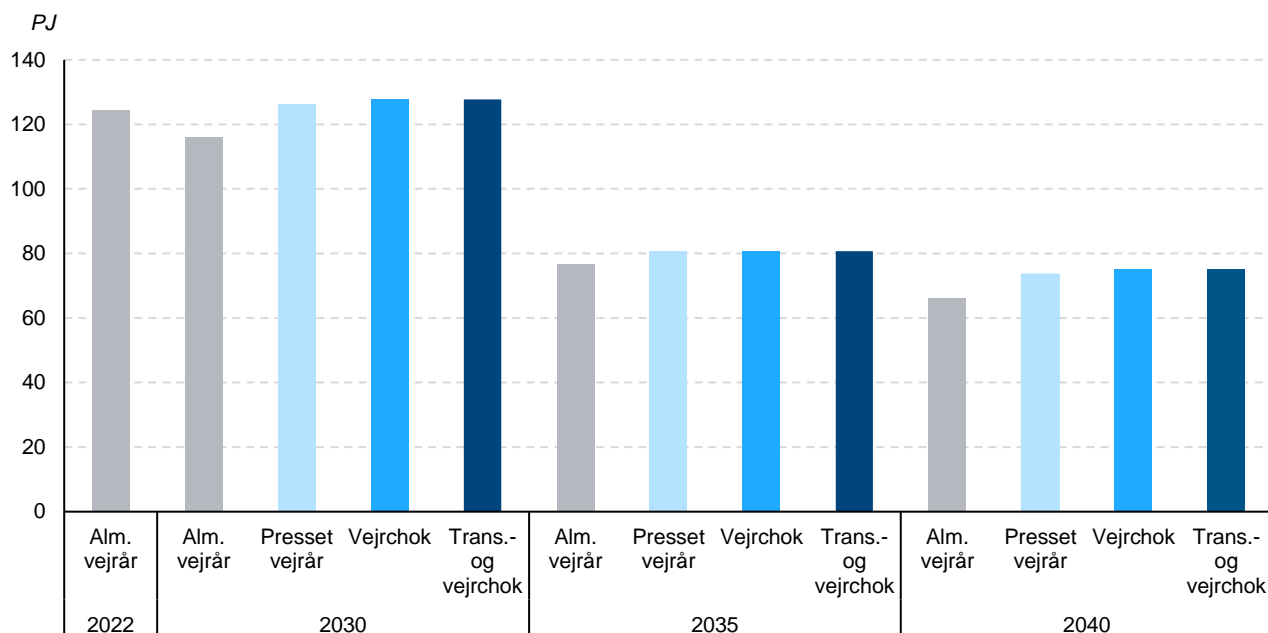
Danmark har i dag et højere forbrug af biomasse, end der er klimamæssigt velbegrundet og langsigtet bæredygtigt. Derfor har Klimarådet i *Statusrapport 2023* anbefalet, at regeringen laver en samlet, langsigtet strategi for Danmarks brug af biomasse. Strategien bør tage stilling til, hvordan Danmarks forbrug af biomasse bedst aftrappes til et globalt bæredygtigt niveau. Klimarådet peger i den forbindelse på, at biomassen skal bruges med omtanke, og at den langsigtede strategi bør vurdere, hvordan biomasse prioriteres bedst.

### Biomasseforbruget falder, i takt med at kraftværkerne udfases

Analysen af elforsyningsikkerheden i Danmark viser, at det danske biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion falder i fremtiden. I analysens scenarier ligger forbruget af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion på omkring 120 PJ i 2030, hvilket nogenlunde svarer til forbruget i dag – se figur 7.9. Efter 2030 falder forbruget ned til omkring 80 PJ i 2035 og yderligere ned til omkring 70 PJ i 2040. Relativt til 2030 svarer dette til en reduktion på omkring 35 pct. i 2035 og omkring 40 pct. i 2040. Forbruget falder, fordi de biomassefyrede kraftvarmeværker gradvist udfases. Som nævnt tidligere forventer Energistyrelsen, at kapaciteten fra kraftvarmeværker falder med op mod 50 pct. i 2040 relativt til i dag.

Pressede vejrår og ekstreme chok leder til et mindre fald i forbruget af biomasse end ellers forventet. Modelresultaterne viser, at der i pressede vejrår og under chok vil være et lidt højere biomasseforbrug end i normale vejrår uden chok, omkring 5-10 pct. højere. Det skyldes, at de biomassefyrede kraftvarmeværker vil have økonomisk incitament til at producere mere strøm i de år, hvor elproduktionen fra sol-, vind- og vandkraft er lavere. Det er primært det lave nedbørsniveau i Norge og Sverige i analysens scenarier med pressede vejrår, som medfører en øget produktion på danske kraftvarmeværker.





Figur 7.9 Forbrug af biomasse til el- og varmeproduktion i analysens scenarier

Kilde: Klimarådet.

### Elforsyningen kan sikres uden et højt forbrug af biomasse

Analysen har undersøgt elforsyningssikkerheden under en række forskellige scenarier i et fremtidigt energisystem med store andele sol- og vindenergi. Den overordnede konklusion er, at vi selv i ekstreme situationer kan sikre elforsyningssikkerheden med enkle løsninger, der ikke nødvendigvis behøver at indebære et stort biomasseforbrug.

Analysen antager, at den regulerbare elproduktionskapacitet følger Energistyrelsens forventning, som beskrevet i kapitel 4. En hurtigere udfasning af biomassefyret regulerbar elproduktionskapacitet vil alt andet lige skabe et større behov for løsningstiltag, hvis man ønsker at opretholde elforsyningssikkerheden på samme niveau. Løsningstiltagene kan være de samme som de løsninger, der er undersøgt i analysen, altså ellagring, forbrugsfleksibilitet og reservekapacitet, men øvrige løsningstiltag som nævnt i kapitel 6 kan også bidrage. Parallelt til analysens øvrige resultater vil det særligt være ekstra reservekapacitet som fx gasturbiner, der er nødvendige, hvis alle elafbrud i særligt pressede situationer skal kunne afværges. Da der teknisk set ikke er en øvre grænse for, hvor meget ekstra reservekapacitet der kan installeres, kan man altså godt sikre elforsyningssikkerheden med færre biomassefyrede regulerbare kraftværker til generel el- og varmeproduktion end antaget i analysen. Derfor kan Danmark både opretholde en høj elforsyningssikkerhed og samtidig aftrappe forbruget af biomasse. Danmark er dog som nævnt underlagt EU-regler, der kan sætte en række begrænsninger for, hvordan og i hvilket omfang vi nationalt kan anvende en kapacitetsmekanisme til at sikre en høj elforsyningssikkerhed.

Som nævnt i afsnit 7.4 kan det være relevant at anvende eksisterende værker i en kapacitetsmekanisme i stedet for at etablere nye gasturbiner. Det kræver naturligvis, at det er teknisk muligt at anvende værkerne som reserve. Såfremt det er muligt, vil de eksisterende værker få et helt andet driftsmønster, hvor de kun vil være i anvendelse i et meget begrænset antal timer om året. Dermed vil deres brændselsforbrug være meget begrænset og ikke have en betydelig effekt i forhold til en overordnet målsætning om at aftrappe forbruget af biomasse. For at begrænse forbruget af biomasse bør eventuel bevaring af termisk kapacitet kun have som formål at sikre elforsyningssikkerheden i særligt pressede situationer og ikke anvendes til generel el- og varmeproduktion.

## 7.6 Atomkraft i Danmark

Investering i regulerbar kapacitet er et relevant tiltag til at sikre en høj elforsyningssikkerhed. I denne analyse fokuseres på gasturbiner, blandt andet fordi de er yderst fleksible, har forholdsvis lave investeringsomkostninger og kan etableres

relativt hurtigt. Atomkraft er en anden type regulerbar kapacitet, der også kan bidrage med elproduktion i situationer med effektmangel, men som derudover adskiller sig væsentligt fra gasturbiner på en række vigtige tekniske og økonomiske parametre, såsom investeringsomkostninger og etableringstider.

## Atomkraft er ikke nødvendigt i Danmark for at sikre en høj elforsyningssikkerhed

Analysen har vist, at elforsyningssikkerheden i Danmark kan sikres via klimavenlige tiltag uden brug af atomkraft. Dette gælder også i en fremtid, hvor elforbruget og andelen af sol- og vindenergi i det danske og det europæiske elsystem forventeligt stiger markant, samtidig med at regulerbar kapacitet mindskes markant, især i Danmark.

Der findes flere tiltag, der kan sikre en høj elforsyningssikkerhed i Danmark, og som enten ikke indebærer en udledning af drivhusgasser eller alternativt kun resulterer i mindre drivhusgasudledninger. Eksempler herpå er regulerbar kapacitet i form af fx nye gasturbiner eller eksisterende værker, brug af ellagre, udbygning af transmissionskapacitet til og i udlandet, udbygning med varierende energi, samt tiltag til at sikre et fleksibelt og energieffektivt elforbrug. Disse tiltag vil, som det vises i denne analyse, også kunne sikre en høj elforsyningssikkerhed i pressede vejrår med vejrsmæssige chok samt kunne håndtere tekniske chok som fx brud på transmissionsforbindelser til udlandet.

## Usikkerhed om etableringsomkostninger ved atomkraft udgør en stor økonomisk risiko

Omkostningerne til elproduktion fra atomkraftværker afhænger i meget høj grad af etableringsomkostningerne. Det skyldes blandt andet, at atomkraftværker er relativt investeringstunge pr. kapacitetsenhed i forhold til andre elproduktionsteknologier.<sup>58</sup> Der er stor variation i etableringsomkostninger for nyetablerede og endnu ikke færdiggjorte atomkraftværker på tværs af forskellige regioner og lokaliteter, og fremadrettet forventer IEA, at atomkraft vedbliver med at være væsentligt dyrere i Europa end i Kina, Indien og USA.<sup>59</sup>

Årsagerne til variationen er svære at kortlægge, men det kan være afgørende, om et atomkraftværk bygges som et enkeltstående projekt eller som ét værk i en række af flere ens værker i lande, der i øvrigt har erfaring med atomkraft.<sup>60</sup>

Variationen i etableringsomkostninger bidrager til, at der generelt også ses en forholdsvis stor spredning i estimater for elproduktionsomkostninger ved fremtidig atomkraft på tværs af forskellige kilder.<sup>61</sup> En generel usikkerhed om etableringsomkostninger ved nye atomkraftværker og en statistisk set stor risiko for markante budgetoverskridelser indebærer, at investering i nye, store konventionelle atomkraftværker er forbundet med en betydelig økonomisk risiko.<sup>62</sup> Det ses fx ved de markante budgetoverskridelser, som blandt andre Storbritannien, Frankrig og Finland oplever.<sup>63</sup>

Små modulære reaktorer (SMR) kan reducere denne økonomiske risiko, blandt andet fordi anlæggene er billigere at etablere grundet deres mindre størrelse.<sup>64</sup> Små modulære reaktorer kategoriseres typisk som atomreaktorer under 300 MW og kan baseres på forskellige reaktortyper, som af koncept kan minde om eksisterende atomkraftværker, men som også kan baseres på nye avancerede koncepter. Anlæggene designes typisk til at kunne blive fabriksproduceret, forstået som at de produceres i moduler ét sted, hvorefter modulerne kan transporteres og samles på en anden lokation.<sup>65</sup> Der er fortsat usikkerhed om, hvornår små modulære reaktorer kan nå udbredelse i større skala, men flere aktører forventer, at dette kan blive muligt i løbet af 2030'erne.<sup>66</sup> Der er stor usikkerhed om elproduktionsomkostningerne ved små modulære reaktorer, men flere kilder forventer, at de mindre anlæg vil nå et omkostningsniveau omtrent tilsvarende konventionel, større atomkraft.<sup>67</sup>

## Atomkraft er forventeligt ikke konkurrencedygtigt med vedvarende energi i en dansk kontekst

Danmark har gode forhold for vind- og solenergi, som effektivt og billigt kan bidrage til omstillingen væk fra fossile energikilder. Derfor fokuserer Danmark særligt på storskalaudbygning med varierende elkapacitet, herunder især havvind. De danske sol- og vindressourcer bør indgå i en omkostningseffektiv omstilling af energisektoren, hvilket vi allerede har gode erfaringer med. Givet Danmarks politiske beslutninger om en storskalaudbygning med vind- og solenergi, løses problemer med elforsyningssikkerhed bedst med teknologier, der anvendes i relativt få af årets timer. Ved et sådant driftsmønster er etablering af anlæg med lave etableringsomkostninger, som gasturbiner, at foretrække frem for teknologier med høje etableringsomkostninger, som atomkraft, mens driftsomkostninger til elproduktionen er af mindre betydning.

Men omstillingen mod et elsystem overvejende baseret på varierende elproduktion kan alternativt også ændres, så andre elproduktionsteknologier som atomkraft i mindre eller større grad erstatter en del af kapaciteten af fx havvind, landvind og sol. I dette perspektiv er det relevant at sammenligne elproduktionsomkostningerne ved vindmøller og solceller med atomkraftværker, som producerer strøm en stor del af årets timer.

Sammenligningen af elproduktionsomkostninger på tværs af forskellige teknologier kan blandt andet foretages på baggrund af metrikken *levelised cost of electricity*, LCOE. LCOE angiver de gennemsnitlige omkostninger pr. produceret mængde strøm over et anlægs levetid. En række internationale aktører som IEA, det amerikanske agentur Energy Information Administration (EIA) og den finansielle rådgivningsvirksomhed Lazard estimerer årligt LCOE for atomkraft og andre energiteknologier. De nyeste LCOE-beregninger fra disse kilder viser, at omkostningerne forbundet med at producere el fra nyetableret atomkraft i Europa og globalt fremadrettet er væsentligt højere end for landvind, havvind og solceller opsat i Europa.<sup>68</sup>

Generelle LCOE-sammenligninger tager typisk ikke højde for lokale forhold og systemmæssige fordele og ulemper ved de forskellige teknologier, herunder fx om en energikilde er regulerbar som atomkraft eller varierende som vind og sol. Dette betyder, at LCOE i nogle tilfælde ikke er en fuldt ud repræsentativ sammenligningsmetrik. Metrikker, der i højere grad inkluderer de samlede systemomkostninger, fx behovet for backup, repræsenterer typisk et bedre sammenligningsgrundlag, ligesom også større energisystemmodeller bedre kan repræsentere værdien af elproduktionen fra energikilder med forskelligartede egenskaber. I anerkendelse heraf angiver det Internationale Energiagentur også elproduktionsomkostninger som *value-adjusted-LCOE*, VALCOE. I dette begreb afspejles foruden de rene elproduktionsomkostninger også teknologiernes værdi i systemet. Denne er typisk negativ for varierende energikilder, men positiv eller lig nul for regulerbare værker, der kan levere strøm, når varierende energikilder ikke producerer, og som i øvrigt også kan levere forskellige systemydelser. Justeringen for systemværdien betyder, at VALCOE for vindmøller og solceller estimeres betydeligt højere end LCOE. Omvendt estimeres VALCOE for atomkraft i Europa ens med LCOE.

Til trods for justeringen for teknologiernes systemværdi estimerer IEA, at atomkraft er væsentlig dyrere end vind- og solenergi i Europa både i dag og fremadrettet. Dette må forventes også at være tilfældet i en dansk kontekst. I 2030 estimerer IEA, at atomkraft i Europa er over dobbelt så dyrt som vindenergi og omtrent 50 pct. dyrere end solceller. Dette billede ændrer sig ifølge IEA ikke markant frem mod 2050. Her vurderes atomkraft fortsat at være over dobbelt så dyrt som havvind, 75 pct. dyrere end landvind og omkring 30 pct. dyrere end solceller.<sup>69</sup>

Der er desuden fortsat en række udfordringer knyttet til teknologien, som skal håndteres og planlægges for, og som også skal indregnes fuldt ud i den reelle omkostning, herunder affaldshåndtering på kort såvel som på lang sigt.

Flere aktører på energiområdet forventer, at der vil være væsentligt højere omkostninger forbundet med atomkraft end med sol og vind i mange år frem. Alligevel kan det ikke udelukkes, at teknologisk udvikling og standardisering, herunder blandt andet udvikling og markedsmodning af nye reaktortyper og små modulære reaktorer, kan ændre dette billede. Derfor er det relevant løbende at følge omkostningsniveauet for atomkraft og andre teknologier, der kan producere el uden væsentlige drivhusgasudledninger.

### Etablering af atomkraft risikerer at tage meget lang tid

Hvis det besluttes at etablere atomkraft i Danmark, vil det sandsynligvis tage lang tid, før et anlæg kan stå klar til at producere strøm. Den gennemsnitlige anlægstid for eksisterende atomkraftværker er omtrent syv år, men der er også flere eksempler på værker, som har taget mere end 15 år at opføre.<sup>70</sup> Der synes dog at være en tendens til, at nyere værker i Europa har længere anlægstider end eksisterende, ældre værker.<sup>71</sup> Fx var anlægstiden for Olkiluoto 3 i Finland 17 år, mens Flamanville 3 i Frankrig tilsvarende vil have taget 17 år at bygge, hvis værket sættes i drift i 2024.<sup>72</sup>

Hele etableringstiden fra politisk vedtagelse til færdigt anlæg kan dog typisk tage væsentlig længere tid end selve anlægstiden, da godkendelses- og planlægningsprocesser mv. også typisk tager flere år.<sup>73</sup> Dette må også formodes at være tilfældet i et land som Danmark, der ikke har eksisterende atomkraftværker og derfor ikke har erfaringer med eller et juridisk grundlag klar til etablering og drift af atomkraftværker, herunder behandling og opbevaring af radioaktive brændsler og håndtering af radioaktivt affald. Den samlede etableringstid fra vedtagelse til færdigt anlæg kan derfor risikere at tage mange år. Dermed vil atomkraft i Danmark ikke kunne bidrage til elforsyningsikkerheden i 2030, ligesom det også vurderes usandsynligt i 2035, selv hvis beslutningen om etablering af atomkraft blev taget i dag. Grundet de store usikkerheder om etablerings- og planlægningstid samt udviklingen inden for små modulære reaktorer, er der også en betydelig risiko for, at atomkraft ikke kan nå at bidrage til elforsyningsikkerheden i større skala i 2040.

Samlet set vurderer Klimarådet ikke, at atomkraft er en nødvendig eller forventeligt en økonomisk attraktiv løsning til at sikre elforsyningsikkerheden og omstille den danske elforsyning. Dette skyldes blandt andet de store usikkerheder forbundet med etableringstid og -omkostninger, samt flere analysers forventninger til det fremtidige omkostningsniveau for atomkraft i Europa sammenlignet med andre vedvarende alternativer som vind og sol. Det kan dog ikke udelukkes, at teknologisk udvikling, herunder udvikling og markedsmodning af nye reaktortyper og små modulære reaktorer, kan ændre dette billede. Derfor er det relevant løbende at følge udviklingen og omkostningsestimaterne for teknologier, der kan producere el uden væsentlige drivhusgasudledninger, herunder atomkraft.

## Hvem har vi talt med?

I arbejdet med analysen har Klimarådet og Klimarådets sekretariat haft drøftelser med en række organisationer og eksperter: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Energistyrelsen, Energinet, Green Power Denmark, Dansk Industri, Dansk Fjernvarme, Forsyningstilsynet, Eigil Kaas (Niels Bohr Institutet, Københavns Universitet), Andrea N. Hahmann (Department of Wind and Energy Systems, Danmarks Tekniske Universitet), Stiesdal Storage, Oliver Schmidt (Centre for Environmental Policy, Imperial College London).

## Referencer

- <sup>1</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>2</sup> ENTSO-E, *ENTSO-E releases pan-European network development plan for 2030 & 2040 – TYNDP 2022 for consultation until 16 September*, 2022.
- <sup>3</sup> ENTSO-E, *ENTSO-E releases pan-European network development plan for 2030 & 2040 – TYNDP 2022 for consultation until 16 September*, 2022.
- <sup>4</sup> Wiel, K. m.fl., *Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall*, 2019.
- <sup>5</sup> ACER, *Security of EU Electricity Supply in 2021: Report on Member States Approaches to Assess and Ensure Adequacy*, 2022.
- <sup>6</sup> Energistyrelsen, *Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>7</sup> Energinet, *Elforsyningsikkerheden i den aktuelle energisituation*, 2022.
- <sup>8</sup> Gea-Bermúdez, J. m.fl., *The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050*, 2021.
- <sup>9</sup> Energistyrelsen, *Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022 og ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition*, 2022.
- <sup>10</sup> Energistyrelsen, *Klimastatus og -fremskrivning 2022*, 2022.
- <sup>11</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022.
- <sup>12</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022.
- <sup>13</sup> Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*, 2023.
- <sup>14</sup> Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*, 2023.
- <sup>15</sup> WindEurope, *New German Government to speed up wind energy expansion*, 2021.
- <sup>16</sup> ENTSO-E og ENTSG, *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022*, 2022.
- <sup>17</sup> Eurostat, *EU energy mix and import dependency*, 2023.
- <sup>18</sup> EU Kommissionen, *REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe*, 2022
- <sup>19</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>20</sup> Energistyrelsen, *FAQ om energisituationen*, ukendt år (<https://ens.dk/ansvarsomraader/forsyning/faq-om-energisituationen>).
- <sup>21</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022; Energistyrelsen, *Klimaafteleanalyse 1 – Hovedrapport: Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>22</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>23</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>24</sup> Energistyrelsen, *Klimaafteleanalyse 1 – Hovedrapport: Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>25</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022 og Energistyrelsen, *Klimaafteleanalyse 1 – Hovedrapport: Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>26</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>27</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>28</sup> Energistyrelsen, *Klimaafteleanalyse 1 – Hovedrapport: Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>29</sup> ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition*, 2022.
- <sup>30</sup> Statnett m.fl., *Challenges and Opportunities for the Nordic Power System to 2025*, 2016.
- <sup>31</sup> IEA, *Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility*, 2018.
- <sup>32</sup> Sørensen, B., *Energy and Resources*, Energy, 1975.
- <sup>33</sup> IEEE, *On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research*, 2022.
- <sup>34</sup> ENTSO-E, *ENTSO-E releases pan-European network development plan for 2030 & 2040 – TYNDP 2022 for consultation until 16 September*, 2022.
- <sup>35</sup> DMI, *KlimaAtlas*, 2023 (<https://www.dmi.dk/klima-atlas/data-i-klima-atlas/>).
- <sup>36</sup> Hahmann, A. m.fl., *Current and future wind energy resources in the North Sea according to CMIP6*, 2022.
- <sup>37</sup> Wiel, K. m.fl., *Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall*, 2019.
- <sup>38</sup> Energinet, *Bilagsrapport - Redegørelsen for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>39</sup> Energinet, *Bilagsrapport - Redegørelsen for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>40</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022; U.S. Energy Information Administration, *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*, 2022; Lazard, *Lazard's levelized cost of energy analysis – version 15.0*, 2021.
- <sup>41</sup> IEA, *The Future of Hydrogen*, 2019; Öberg, S. m.fl., *Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems*, 2022; General Electric Company, *Fuel Flexible Gas Turbines As Enablers For A Low Or Reduced Carbon Energy Ecosystem*, 2018; General Electric Company, *Hydrogen Overview*, 2022; Siemens Energy, *Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world*, 2021.
- <sup>42</sup> Energistyrelsen, *Klimaafteleanalyse 1 - Baggrundsrapport: Effekttilstrækkelighed - Grundberegning samt følsomhedsanalyser på Sisufos-modellen*, 2022.
- <sup>43</sup> Energistyrelsen, *Technology Data – Energy storage*, 2020.
- <sup>44</sup> Energistyrelsen, *Technology Data – Energy storage*, 2020.
- <sup>45</sup> Schmidt, O. m.fl., *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*, 2019.
- <sup>46</sup> ENTSO-E, *ENTSO-E releases pan-European network development plan for 2030 & 2040 – TYNDP 2022 for consultation until 16 September*, 2022.
- <sup>47</sup> Energistyrelsen, *Markedsmodel 3.0 - Elmarkedet som nøglen til et klimaneutralt samfund*, 2021.
- <sup>48</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), *Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*, 2022.
- <sup>49</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.
- <sup>50</sup> Energinet, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2022*, 2022.

- <sup>51</sup> Energinet, *Energinet justerer eltarifferne for 2023*, 2022, (<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/09/06/Energinet-justerer-tarif/>).
- <sup>52</sup> Energistyrelsen, *Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022.
- <sup>53</sup> Gea-Bermúdez, J. m.fl., *The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050*, 2021.
- <sup>54</sup> Energistyrelsen, *Elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*, 2022 og Energinet 2022, *Redegørelse for elforsyningsikkerhed*, 2022.
- <sup>55</sup> Energistyrelsen: *Et dansk estimat for value of lost load*, 2023.
- <sup>56</sup> ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2022 Edition*, 2022.
- <sup>57</sup> Energistyrelsen, *Analyseforudsætninger til Energinet 2022 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.* (baggrundsnotat), 2023.
- <sup>58</sup> FN's Økonomiske Kommission, UNECE, *Technology Brief Nuclear Power*, 2021 og International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022.
- <sup>59</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022.
- <sup>60</sup> Lovering, J. m.fl., *Historical construction costs of global nuclear power reactors*, 2016; International Energy Agency og Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity 2020*, 2020 og UNECE, *Technology Brief Nuclear Power*, 2021.
- <sup>61</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022; U.S. Energy Information Administration, *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*, 2022; Lazard, *Lazard's levelized cost of energy analysis - version 16.0*, 2021 og IPCC, *Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change - Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2022.
- <sup>62</sup> Flyvbjerg, B. og Gardner, D., *How Big Things Get Done – The Surprising Factors Behind Every Successful Project, from Home Renovations to Space Exploration*, 2023.
- <sup>63</sup> International Energy Agency, *Nuclear Power and Secure Energy Transitions - From today's challenges to tomorrow's clean energy systems*, 2022 og MIT Energy Initiative, *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, 2018.
- <sup>64</sup> UNECE, *Technology Brief Nuclear Power*, 2021.
- <sup>65</sup> UNECE, *Technology Brief Nuclear Power*, 2021.
- <sup>66</sup> International Energy Agency, *Nuclear Power and Secure Energy Transitions - From today's challenges to tomorrow's clean energy systems*, 2022 og UNECE, *Technology Brief Nuclear Power*, 2021.
- <sup>67</sup> Mignacca, B. og Locatelli, G., *Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda*, 2020.
- <sup>68</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022; U.S. Energy Information Administration, *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*, 2022; Lazard, *Lazard's levelized cost of energy analysis - version 16.0*, 2021.
- <sup>69</sup> International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*, 2022.
- <sup>70</sup> International Energy Agency, *Nuclear Power and Secure Energy Transitions - From today's challenges to tomorrow's clean energy systems*, 2022.
- <sup>71</sup> International Energy Agency, *Nuclear Power and Secure Energy Transitions - From today's challenges to tomorrow's clean energy systems*, 2022.
- <sup>72</sup> Theellufsen m.fl., *Fakta om atomkraft*, 2022 og Reuters, *EDF announces new delay for Flamanville EPR reactor*, 2022, (<https://www.reuters.com/business/energy/edf-announces-new-delay-flamanville-epr-reactor-2022-12-16/>).
- <sup>73</sup> Theellufsen m.fl., *Fakta om atomkraft*, 2022.

