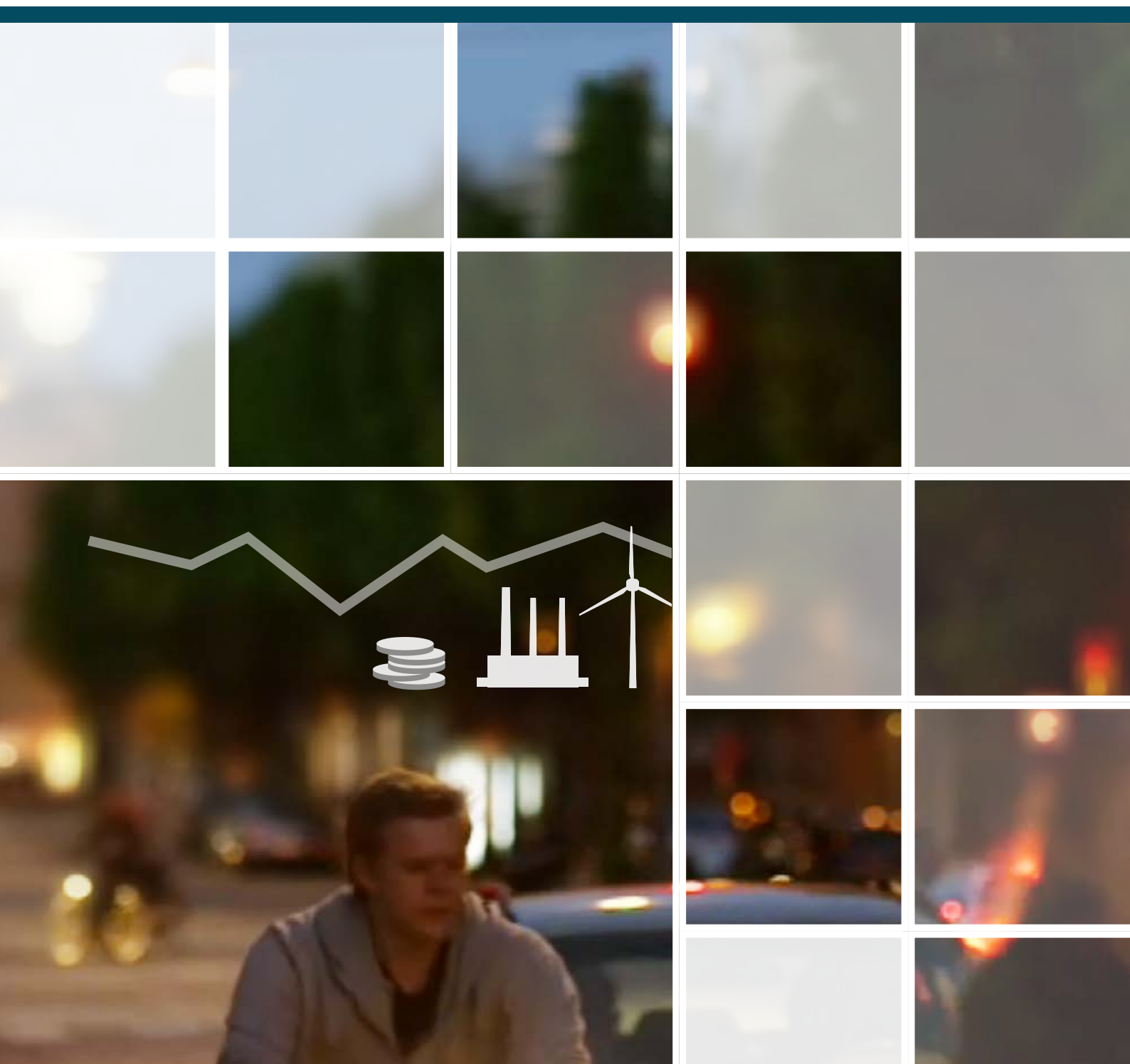




Markedsmodel 2.0

RAPPORT FOR FASE 1



FORORD

Energinet.dk har i foråret 2014 igangsat 'Markedsmodel 2.0-projektet'. Energinet.dk vil igennem projektet sammen med repræsentanter fra branchen analysere elmarkedets sundhedstilstand og vil komme med anbefalinger til, hvordan markedsmodellen for el fremtidssikres frem til 2030. Et velfungerende elmarked er afgørende for en vellykket gennemførelse af den politiske målsætning om udfasning af fossile brændsler samtidig med en fortsat høj elforsyningsikkerhed. Quartz+Co har ydet konsulentbistand på første fase af projektet.

Denne rapport markerer afslutningen på fase I, som har haft til formål at sætte forudsætninger og rammer for en efterfølgende detaljering af udvalgte markeds løsninger og konsekvensanalyser ved at:

- Opstille to markedsscenarier, der kan bruges som robusthedstest af relevante løsninger.
- Identificere mulige markeds løsninger, som er relevante i en dansk kontekst.
- Identificere muligheder og begrænsninger for aktørerne og heraf udledte designkriterier for fremtidssikring af den nuværende markedsmodel.

Rapporten er et resultat af fire workshops og to seminarer for branchen, kvantitative og kvalitative analyser samt værdifulde faglige bidrag fra en gennemgående projektgruppe og et Advisory Board bredt sammensat af repræsentanter fra elmarkedets interessenter (se bilag I). Resultaterne herfra viser et behov for at fremtidssikre den nuværende markedsmodel gennem initiativer, som øger fleksibiliteten af forbrug og produktion samt sikrer tilstrækkelig kapacitet.

For at imødekomme branchens ønske om markedsfaglige detaljer over for ambitionen om en kortfattet rapport, er der udfærdiget en opsummering, som sammenfatter de overordnede konklusioner. Sammenfatningen kan læses selvstændigt. For de, som ønsker flere detaljer, vil de efterfølgende sider gennemgå resultaterne fra de afholdte workshops, seminarer og gennemførte analyser i fase I.

God læselyst.



*Søren Dupont Kristensen
Direktør for Systemudvikling og Elmarked
Energinet.dk*



*Niclas Næstoft Jakobsen
Partner
Quartz+Co*

INDHOLDSFORTEGNELSE

1. OPSUMMERING	4
2. NUVÆRENDE MARKEDSMODEL KRÆVER FREMTIDSSIKRING	7
2.1 Flexibilitets- og kapacitetsudfordringer ved den nuværende danske markedsmodel	7
2.2 Markedsscenarierne viser forskellige behov for tilpasning af markedsmodellen	10
3. TILPASNING AF DEN NUVÆRENDE MARKEDSMODEL	11
3.1 Større vs. mindre tilpasninger af den nuværende markedsmodel	11
3.2 Klare prissignaler skaber bedre indtjeningsgrundlag for aktørerne gennem øget aflønning af fleksibilitet	11
3.3 Strategisk reserve sikrer effekttilstrækkeligheden, når udbud og efterspørgsel ikke kan mødes	13
3.4 Kapacitetsmarkeder sikrer tilstrækkelig kapacitet desuagtet markedsudviklingen	13
3.5 Markedsløsninger bør kombineres for at imødekomme individuelle svagheder og markedsudviklingen	14
4. AKTØRERNES INVESTERINGSUDFORDRINGER SAMT KRAV TIL DESIGN AF MARKEDSMODELLEN	16
4.1 Stigende markedsrisici og lave elpriser begrænser investeringerne i fleksibel kapacitet	16
4.2 Høj regulatorisk risiko på kort og langt sigt begrænser investeringslysten i forhold til kapacitet	16
4.3 Tekniske risici begrænser i mindre grad investeringerne i fleksibel kapacitet	17
4.4 Krav til fremtidige markedsmodeller	18
5. FASE 2A OG 2B I MARKEDSMODEL 2.0	19
BILAG 1: Oversigt over primære deltagere i Markedsmodel 2.0-projektet	20
BILAG 2: Opstilling af markedsscenarier	20

MARKEDSMODEL 2.0 – RAPPORT FOR FASE I

■ I. OPSUMMERING

Et velfungerende elmarked er afgørende for, at Danmark kan omstille energisektoren og opfylde de politiske mål om udfasning af fossile brændsler samtidig med opretholdelse af en høj elforsyningssikkerhed. Den nuværende markedsmodel sikrer en effektiv udnyttelse af produktionsressourcer, og den kapacitet som stilles til rådighed for markedet via markedskoblingen.¹ Det understøtter integrationen af vedvarende energi fra fluktuerende energikilder såsom vind, og i den henseende har den nuværende markedsmodel tjent os godt til fordel for elforbrugere og producenter.

Den nuværende markedsmodel kan dog ikke løse alle udfordringer. Stigende mængder af vedvarende energi presser især kraftværkerne økonomisk, og flere reagerer ved at lukke ned, hvorved der sker et fald i kontrollerbar kapacitet, der kan bidrage med effekt under alle forhold. Ligeledes stiger behovet for fleksibel produktionskapacitet og elforbrug i takt med, at der skal inkorporeres endnu mere vedvarende energi under den grønne omstilling. Markedsmodellen skal derfor udvikles, så den også fremover skaber balance mellem forbrug og produktion. Udviklingen er ikke unik for Danmark. Diskussionen pågår også i vores nabolande og på EU-plan, om end udgangspunktet er forskelligt fra land til land.

Derfor har Energinet.dk i foråret 2014 igangsat 'Markedsmodel 2.0-projektet', der sammen med interessenterne skal skabe rammerne for løsninger på problemstillingen. En overordnet ramme for Markedsmodel 2.0 er at understøtte integrationen i det europæiske marked. Projektet vil løbe i to faser, hvor nærværende rapport opsummerer fase I. Den overordnede vision for projektet er at skabe rammerne for samfundsøkonomisk effektive løsninger, der:

- Sikrer et sundt investeringsklima for det niveau af produktionskapacitet og fleksibelt forbrug, der er nødvendigt for at fastholde forsyningssikkerheden på det nuværende niveau, så Danmark fortsat er i den europæiske top.
- Bidrager til bedre indpasning af vedvarende energi i alle markeder.
- Sikrer internationalt compatible markeds løsninger, som tager højde for tiltag i nabolandene.

Sideløbende med Markedsmodel 2.0-projektet er der en række forhold, som er af betydning for tilpasning af markedsmodellen, men som bedst løses uden for projektets ramme. Her henvises særligt til design af støtteordninger til VE, skatter og afgifter samt strategien for drift og eventuelt udbygning af udlandsforbindelser. I fase 2 foretages der dog følsomhedsanalyser, således afhængigheden til disse forhold belyses. Sammen med andre anbefalinger fra processen kan de fødes ind i arbejdet på relaterede områder såsom støtteordninger og varmeregulering. Derudover foregår der allerede en række initiativer om at få prissignalerne ud til forbrugere/producenter, såsom udrulning af timemålere og over-

gang til timeafregning, som adresseres i andet regi. Derudover skal rapporten ses i rammen af Energinet.dk's strategi, hvor Markedsmodel 2.0-projektet er et centralt delelement.

Aktørerne i branchen er fra begyndelsen blevet inddraget i arbejdet. De bidrager med vigtig viden, og da løsningerne i større eller mindre grad vil påvirke deres forretningsmuligheder og investeringslyst, er det vigtigt, de er med. Målet er i tide at tilpasse de nuværende markedsregler, så de tager højde for den udvikling, Danmark og udlandet står overfor. Der skal være særligt fokus på investeringsklimaet, altså aktørernes lyst og risici i forhold til at investere i fremtidens løsninger, og på hvordan løsningerne vil påvirke samfundsøkonomien.

Udfordringer for den nuværende markedsmodel

Grundlæggende står markedsmodellen fremadrettet over for udfordringer relateret til begrænset fleksibilitet fra forbrugere og producenter af vedvarende energi samt faldende mængde af kontrollerbar kapacitet, herunder:

- Forbrugssiden er i begrænset omfang fleksibel på grund af manglende økonomisk gevinst ved at agere fleksibelt.
- Stigende andele af vindkraft skal indpasses i markedet.
- Øget påvirkning fra udlandet på grund af et lille dansk marked kombineret med mange udlandsforbindelser til store nabomarkeder. Særligt udviklingen i kapaciteten, der stilles til rådighed for markedet via udlandsforbindelserne, har stor betydning for den danske effektbalance blandt andet gennem påvirkning af kraftværkernes forretningsøkonomi, hvis eksportmulighederne begrænses.
- Aktørerne ser begrænsede forretningsøkonomiske incitamenter til at foretage større investeringer. Det har medført en optimering af eksisterende kraftværker, men har ikke skabt tilstrækkelig grobund for nye typer af forretningsmodeller og produktionskapacitet. Derudover er incitamenterne for kraftværksinvestering overvejende drevet af forholdene på varmemarkedet, hvorfor el i stigende grad ses som et biprodukt. Det øger risikoen for nyinvesteringer på varmesiden, som ikke tænker el-siden ind og dermed potentielt kan føre til en dårligere samfundsøkonomi.

Der er i projektet opstillet to scenarier for den fremtidige udvikling af balancen mellem udbud og efterspørgsel i markedet baseret på henholdsvis best case- og worst case-forudsætninger for centrale parametre, der påvirker markedet. Scenarierne viser, at der i et best case-scenarie ikke er behov for tiltag målrettet yderligere fastholdelse af kapacitet eller tilgang af ny kapacitet. I worst case-scenariet er der til gengæld brug for initiativer målrettet sikring af tilstrækkelig kapacitet til at understøtte det ønskede niveau af effekt i elsystemet. På baggrund heraf er der behov for at udvikle markeds løsninger, der kan skabe øget fleksibilitet fra markedsaktørerne og/eller øget kapacitet, såfremt markedsudviklingen går mere i retning af worst case-scenariet. Et beredskab af løsninger med forskellig "styrke" kan med fordel detaljeres nu, hvorved der sikres mulighed for rettidig implementering af tiltag, hvis det viser sig nødvendigt. I fase 2 vil de bestemmende faktorer i forhold til at implementere markeds løsninger blive identificeret.

¹ En introduktion til den nuværende markedsmodel og herunder aktører og processer findes via dette link <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Introduktion%20til%20elmarkedet.pdf>



Mulige markedsløsninger

De identificerede udfordringer samt markedsscenarierne viser et behov for at implementere markedsløsninger, som kan skabe øget fleksibilitet fra markedsaktørerne samt eventuelt øge kapaciteten, såfremt markedsudviklingen går mere i retning af worst case-scenariet. Derfor er der foretaget en bred kortlægning af markedsløsninger målrettet: fleksibilitet og/eller kapacitet. På baggrund af kortlægningen er der foretaget en indsnævring af mulige markedsløsninger, der findes relevant i en dansk kontekst, og som involverer varierende grad af tilpasninger eller ændringer i den nuværende markedsmodel:

- Klare prissignaler, som giver bedre rammer for investeringer i fleksibilitet.
- Strategisk reserve, som sikrer kapacitet i markedet i ekstreme situationer.
- Kapacitetsmarked, som er en direkte betaling for kapacitet.

Uanset behovet for tiltag målrettet kapacitetsbalancen i markedet er det centralt at udvikle markedsmodellen, så der skabes bedre rammer for at agere fleksibelt samt investere i fleksibilitet. I ENTSO-E²-regi er der udgivet en række policy-anbefalinger, som netop fokuserer på at øge fleksibiliteten blandt andet gennem klare prissignaler, der overordnet kan kategoriseres i to hovedelementer i Markedsmodel 2.0³:

- Markedet skal danne klare prissignaler. Konkret foreslås blandt andet en revurdering af ubalanceafregningen og ændrede leverancekrav samt prissætning på systemydelser/tjenester og harmonisering af tiltagene med nabolande.
- Alle markedsaktører skal kunne se og reagere på prissignalerne. Særligt for vedvarende energi og forbrugssiden skal der skabes rammer, som muliggør/tilskynder til øget fleksibilitet. Herunder ses også på øget indpasning af vedvarende energi i forbindelse med nedregulering samt mest mulig integration af varmepumper og elkedler.

Afhængigt af markedsudviklingen kan det blive nødvendigt at lave tiltag, der direkte styrer mængden af tilgængelig kapacitet i det danske marked i form af en strategisk reserve eller et kapacitetsmarked. De to markedsløsninger forventes i højere grad at kunne sikre tilstrækkelig mængde af kontrollerbar kapacitet, men vil medføre et relativt større regulatorisk indgreb i markedet. Eksempelvis vil et kapacitetsmarked, som blandt andet indføres i England, styre mængden af kapacitet i markedet. Behovet for sådanne løsninger afhænger primært af, hvor hurtigt eksisterende produktionskapacitet udfases, hvor hurtigt fleksibelt forbrug indføres, samt hvordan den effektive tilgængelighed af udlandsforbindelsernes kapacitet forløber. Derudover er andre landes valg af en markedsløsning afgørende for det danske valg, hvorfor en beslutning bør tage højde for regulatoriske intentioner og markedsudviklinger i omverdenen samt effekten af initiativerne under klare prissignaler.

Ovenstående skitserede løsninger bør udarbejdes under hensyntagen til udviklingen i nabolandene, så det europæiske elmarked fortsat udvikles. Der skal desuden tages hensyn til EU-regler og politiske mål, fx ønsket om øget regionalt samarbejde og sammenhæng i energimarkeder.

Designkriterier for fremtidssikring af markedsmodellen

På baggrund af disse betragtninger er der opstillet en række designkriterier, som sætter rammerne for udvikling af markedsløsninger:

- Markedsdesignet skal være så simpelt og transparent som muligt.
- Markedsintervention skal svare til graden af udfordringer.
- Både udbuds- og efterspørgselsiden skal optræde som aktive markedsdeltagere, og fleksibelt forbrug skal integreres i alle markeder.

² ENTSO-E er en europæisk forening af operatører af transmissionsnettet.

³ <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/Recommendations-Market-Design-Demand-Side-Response-.aspx>

- Løsninger skal fungere som en del af et samlet europæisk elmarked.
- Markedsmodellen skal så vidt muligt være teknologineutral og værdisætte energi og andre leverancer uafhængigt af anvendt teknologi.
- Producent- og forbrugssiden samt store og små aktører skal konkurrere på lige vilkår. Her er omdrejningspunktet de nuværende konsekvenser af budstørrelser samt certificerings- og dokumentationskrav for aktørerne.
- Tilstræbe international integration blandt andet via stærkere udlandsforbindelser under hensyntagen til, at markedsvilkårene skal være mest mulig symmetriske. Det er centralt, at Danmark afstemmer initiativer med udviklingen i nabolande.
- Bidrage til stabile økonomiske og tekniske rammebetingelser for markedsdeltagerne, som også understøtter udviklingen af nye forretningsmodeller.
- Sikre tilstrækkelig mængde af funktionalitet i forhold til det danske elsystem, herunder egenskaber som er nødvendige for at opretholde den tekniske kvalitet og balance i elsystemet.
- Politiske mål skal opfyldes i forhold til integration af VE.
- Forbrug skal understøttes i forhold til at agere fleksibelt for at opnå en tilstrækkelig stor og effektiv fleksibel forbrugside.

Projektstatus og den videre proces

Denne rapport afslutter første fase af projektet, som har haft til formål at sætte rammerne for den videre proces ved at:

- Opstille to markedsscenarier, der kan bruges som robusthedstest af relevante løsningsmuligheder.
- Identificere mulige markeds løsninger, som er relevante i en dansk kontekst.

- Identificere muligheder og begrænsninger for aktørerne og heraf udledte designkriterier for fremtidssikring af den nuværende markedsmodel.

I næste fase af projektet detaljeres løsningsrummet yderligere (skitseret i denne rapport) sammen med elsektorens interesser. For at sikre en effektiv udnyttelse af projektressourcerne er en række fokusområder valgt, da de udgør kernen i et godt markedsdesign og belyser de relevante dynamikker for valget af markeds løsninger. Det er herunder centralt at skabe en balance mellem konkrete og implementerbare løsningsforslag på den korte bane og en fyldestgørende behandling af de langsigtede løsninger og ikke mindst afhængigheder, som påvirker anvendelsen af disse.

Slutproduktet for næste fase vil være en rapport med konkrete anbefalinger til tilpasninger af markedsmodellen samt forslag til, hvordan anbefalingerne kan føres ud i livet. Herunder vil rapporten blandt andet forholde sig til flere løsningsmuligheder samt de producent- og samfundsøkonomiske konsekvenser heraf. I processen detaljeres markeds løsninger gennem klare udmøntningsbeskrivelser med rollefordelinger. Derudover udarbejdes også konsekvensanalyser, som bidrager til at identificere effekten af markeds løsninger ved eksempelvis andre landes valg af en given markeds løsning eller nationale tiltag. I hele forløbet inkluderes elsektorens interesser fortsat gennem:

- Et Advisory Board med de centrale interessenter, hvor principielle aspekter i projektet diskuteres (se bilag I).
- En gennemgående projektgruppe, hvor de tekniske og markedsfaglige aspekter diskuteres samt analyser og rapporter valideres (se bilag I).
- Ad hoc-inddragelse af ressourcepersoner fra branchen.



■ 2. NUVÆRENDE MARKEDSMODEL KRÆVER FREMTIDSSIKRING

Formålet med afsnittet er at beskrive de udfordringer, som den nuværende markedsmodel står over for samt at vurdere behovet for tilpasning frem til 2030. Udgangspunktet er den nuværende markedsmodel,¹ som indtil nu har dannet en god ramme for indpasning af stigende andele af vedvarende energi, høj forsyningssikkerhed og lave markedspriser (fx elspotpriser), jf. figur 2.1. Parallelt med integration af stigende andele vindkraft har forsyningssikkerheden målt på de årlige antal afbrudsminutter været på et konstant højt niveau, og historisk set har Danmark ligget i den europæiske top tre, hvorfor de overordnede egenskaber ved den nuværende markedsmodel er centrale at fastholde, også fremadrettet.

Et afbrud kan opstå som konsekvens af mangel på effekt også kaldet effekttilstrækkelighed samt andre årsager som fx tekniske fejl i transmissions- og/eller distributionsnettet, og effekttilstrækkelighed er således kun et delelement af den samlede forsyningssikkerhed. Energinet.dk har en ambition om maksimalt 5 minutters afbrud pr. gennemsnitsforbruger pr. år, der kan henføres til manglende effekttilstrækkelighed, jf. Strategiplan 2014. Det skal ses i relation til en forventning om 45 minutters afbrud på grund af andre årsager, som fx tekniske fejl i transmissions- og eller distributionsnettet. Faktisk har der i den viste periode – og generelt i nyere tid – ikke været afbrud forårsaget af effektmangel, og ved analyse af risiko for effektmangel i fremtiden er det vigtigt at perspektivere omfanget i forhold til andre kilder til afbrud.

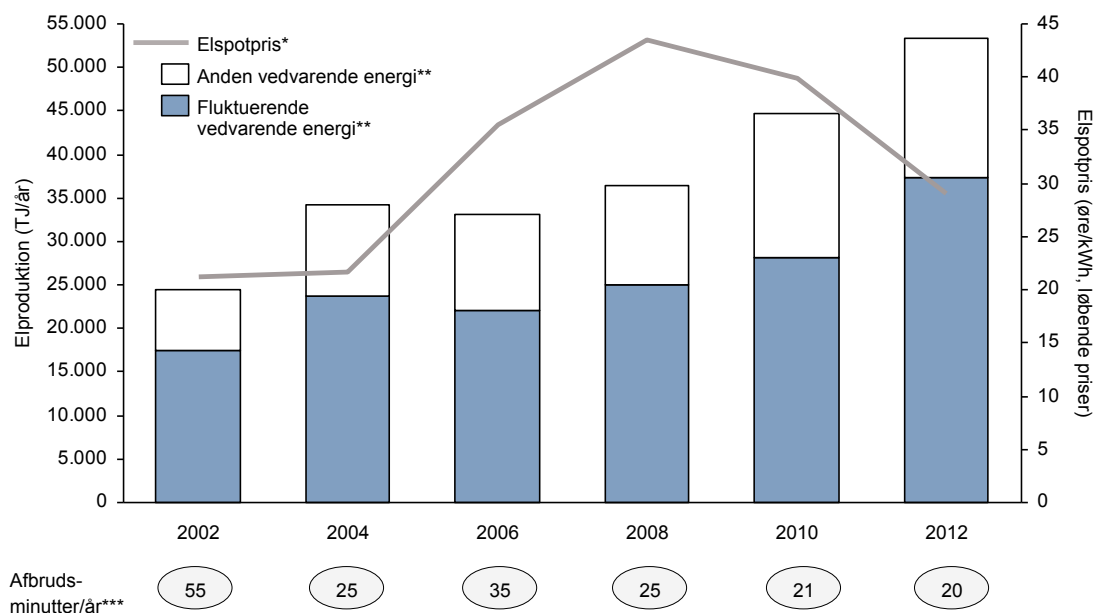
I et markeds-mæssigt perspektiv opstår risiko for effektmangel, når udbud og efterspørgsel ikke møder hinanden. Effektmangel kan således give anledning til brownouts, hvor nogle forbrugere bevidst afkobles for at opretholde balancen i systemet. Dannelse af priskryds forudsætter, at der både er tilstrækkelig kapacitet tilgængelig, samt at der kan ageres fleksibelt fra udbuds- såvel som efterspørgselssiden. Visionen er derfor, at markedet understøtter fleksibel adfærd såvel som tilgængelig kapacitet, så udbud og efterspørgsel møder hinanden til alle tider og dermed opretholder en situation, hvor effektmangel ikke fører til "påtvungne afbrud" af forbrugere.

2.1 FLEKSIBILITETS- OG KAPACITETSUDFORDRINGER VED DEN NUVÆRENDE DANSKE MARKEDSMODEL

Grundlæggende står markedsmodellen fremadrettet over for udfordringer relateret til begrænset fleksibilitet fra forbrugere og producenter af vedvarende energi samt faldende mængde af kapacitet, som kan bidrage under alle forhold. I resten af afsnittet beskrives fire centrale udfordringer:

- Forbrugssiden er i begrænset omfang fleksibel primært på grund af manglende økonomisk gevinst ved at agere fleksibelt.
- Stigende andele af vindkraft og solenergi skal indpasses i markedet.
- Øget påvirkning fra udlandet på grund af lille dansk marked kombineret med mange udlandsforbindelser til store nabomarkeder.

Figur 2.1 Balancen i det danske energisystem fra 2002 til 2012



* Forbrugsvægtet gennemsnitlig rå elspotpris

** Fluktuerende vedvarende energi; solenergi, vindkraft. Anden vedvarende energi; vandkraft, biomasse inkl. biogas

*** Afbudsminutter pr. år for en gennemsnitsforbruger inkl. planlagte samt ikke-planlagte afbrud.

Kilde: Energistyrelsen; Energinet.dk; Council of European Energy Regulators; Quartz+Co analyse

- Aktørerne ser begrænsede forretningsøkonomiske incitamenter til at foretage langsigtede investeringer og opretholde kapacitetsniveauet.

2.1.1 Forbrugssiden har begrænsede incitamenter til at agere fleksibelt

I situationer, hvor forbruget overstiger den mulige produktion, vil en reduktion af forbruget kunne medvirke til at matche udbud og efterspørgsel. Udfordringen er dog, at det kræver et klart og transparent prissignal og nye forretningsmodeller, før forbrugerne, private såvel som industri og erhverv, har incitament til at være fleksible.

P.t. har forbrugssiden forholdsvis begrænsede incitamenter til at agere fleksibelt, da det kræver meget høje priser i spidslastperioder, som kun sjældent forekommer i det nuværende marked. Derudover er rådighedsbetalingen i regulerkraftmarkedet p.t. ganske lav.⁴ Omvendt er der i forhold til fleksibelt forbrug bedre muligheder for at udnytte lave priser med fx elkedler og varmepumper. Afgiftsstrukturen kan dog forskyde incitamenterne hertil.

Incitamentet for forbrugere i industri og erhverv er ofte overskygget af den forretningsøkonomiske risiko forbundet med afkobling, der kan overstige indtjeningspotentialen ved at agere fleksibelt. For private husholdninger kan der være en udfordring forbundet med at afholde investering til styringsudstyr i forhold til det lille forbrug pr. kunde. Endelig er der i dagens marked en barriere i form af manglende mulighed for timeafregning af mindre forbrugere. Forudsætningen for at slutbrugeren kan reagere på prissignalet er derfor en

udrulning af timemålere samt overgang til timeafregning. Derudover kræves der produkter, der tydeliggør værdien af fleksibilitet for forbrugeren. Fx har KiWi Power⁵ i Storbritannien haft succes med at tilbyde fleksibilitetsprodukter til blandt andet erhvervskunder, hvilket indikerer, at produktinnovation er centralt for at kommercialisere forbrugsfleksibilitet.

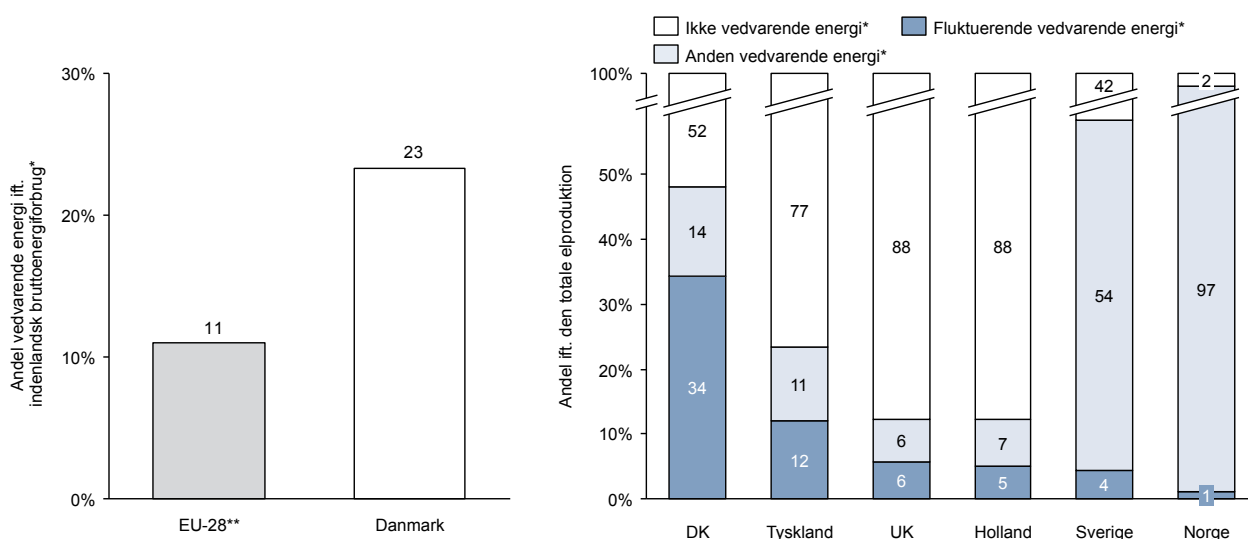
Samlet set er der dog et begrænset incitament for nationale og internationale aktører til at kommercialisere forbrugsfleksibilitet i Danmark på grund af markedets størrelse. Det er derfor vigtigt, at markedsdesignet udvikles, så forbruget kan og har incitament til at deltage aktivt i markedet.

2.1.2 Stigende andel af fluktuerende energikilder udfordrer effekttilstrækkeligheden

Danmarks andel af vedvarende energi i forhold til det indenlandske bruttoenergiforbrug er dobbelt så højt som det europæiske gennemsnit, og i elproduktionen er de vedvarende energikilder baseret på mere end 2/3 såkaldt fluktuerende energikilder⁶, jf. figur 2.2. Det vil sige energikilder, hvis tilgængelighed har en indbygget naturlig variation i modsætning til energiproduktion baseret på brændsler, der altid forventes at være tilgængelige.

Det giver to vigtige udfordringer for markedet. For det første har elproduktion baseret på disse energikilder en indirekte effekt på den tilgængelige kapacitet på grund af en typisk meget lav marginal produktionsomkostning, hvilket giver et nedadgående pres på elprisen. Det betyder et vigende indtjeningsgrundlag for øvrige aktører i markedet, hvis kapacitet derfor på sigt reduceres. For det andet er det nødvendigt at skabe

Figur 2.2 Danmarks andel af vedvarende energi i forhold til det indenlandske bruttoenergiforbrug og fordelingen mellem fluktuerende og andre vedvarende energikilder i elproduktionen sammenlignet med andre europæiske lande



* Data for 2012. Ikke vedvarende energi; fossile brændsler, ikke-vedvarende affald, atomkraft; Fluktuerende vedvarende energi; solenergi, vindkraft, geotermi. Anden vedvarende energi; vandkraft, biomasse inkl. biogas.
 ** Gennemsnit for de 28 EU medlemslande
 Kilde: Eurostat; Observ'ER; Quartz+Co analyse

⁴ Rådighedsbetalingen i regulerkraftmarkedet er p.t. ganske lav i de daglige auktioner i Vestdanmark, og for Østdanmark er der netop afsluttet et udbud for perioden 2016-2020, hvilket betyder, at fleksibelt forbrug tidligst kan opnå rådighedsbetaling i Østdanmark fra 2021.

⁵ KiWi Power er et engelsk firma, der specialiserer sig i at håndtere forbruget for store industrielle og kommercielle forbrugere, såkaldt demand response.

⁶ Vandkraft er medtaget under anden vedvarende energi, da den kan fluktuere med sæsonen, men er relativt stabil på kort sigt.

rammerne for, at producenter af vedvarende energi har incitament til at agere fleksibelt og fx undlade at producere, når markedsprisen er under de kortsigtede marginalomkostninger. Dette forhindres i dag i et vist omfang grundet udformningen af støtteordninger. Samtidig vurderes det tekniske potentiale for nedregulering af vindproduktionen at ligge på 40 pct. af kapaciteten i 2015, og forventes at stige til minimum 80 pct. af kapaciteten i 2030.

Modsat vil der være perioder, hvor bidraget fra disse energikilder er lavt. Det betyder at stigende mængder af forbruget her skal dækkes af andre aktører i markedet, da der er begrænsede muligheder for opregulering fra fx vindmøller. Der er således et fortsat behov for kontrollerbar produktionskapacitet. Sammenholdt betyder det, at der opstår en risiko for effektknaphed, når de fluktuerende energikilder er på det laveste.

2.1.3 Regionale markedseffekter udfordrer dansk effekttilstrækkelighed

Den indirekte effekt på kapaciteten grundet det økonomiske pres på kraftværkerne kommer ikke udelukkende fra dansk vindmøllestrøm. Tyskland har meget ambitiøse planer for udbygning med vedvarende energi, og Nordtyskland udbygges i stigende grad med vindmølleparker på grund af den meteorologisk favorable placering. Samtidig er tyske støtteordninger til vindmøller med til at mindske vindmøllernes incitamenter til at indpasse sig efter markedet. Produktion af vindmøllestrøm i Tyskland, i kombination med høj solcelleproduktion, bidrager til flere timer med negative elpriser i Tyskland, som på grund af markedskobling også slår igennem på det danske marked. Konsekvensen er lavere elpriser i Danmark, som er med til at sætte særligt kraftværkerne under økonomisk pres, hvilket igen udfordrer mængden af fleksibel kapacitet. Derudover er der ofte begrænset eksportkapacitet på forbindelsen til Tyskland fra Vestdanmark, hvilket er med til at presse elpri-

sen i Danmark samt reducere kraftværkernes eksportmuligheder til højprisområder.

I Sverige ønsker den nye regering bestående af Socialdemokratiet og Miljøpartiet at lukke en række ældre reaktorer ved Ringhals og øge målsætningen for udbygning af vedvarende energi. Lukning af reaktorerne ved Ringhals vil medføre en reduktion af regulerbar produktionskapacitet i Sverige. Samtidig kan en større udbygning med vedvarende energi i Sverige sætte yderligere pres på elprisen i Danmark. Det er endnu ikke afklaret, hvorvidt der er flertal for forslagene.

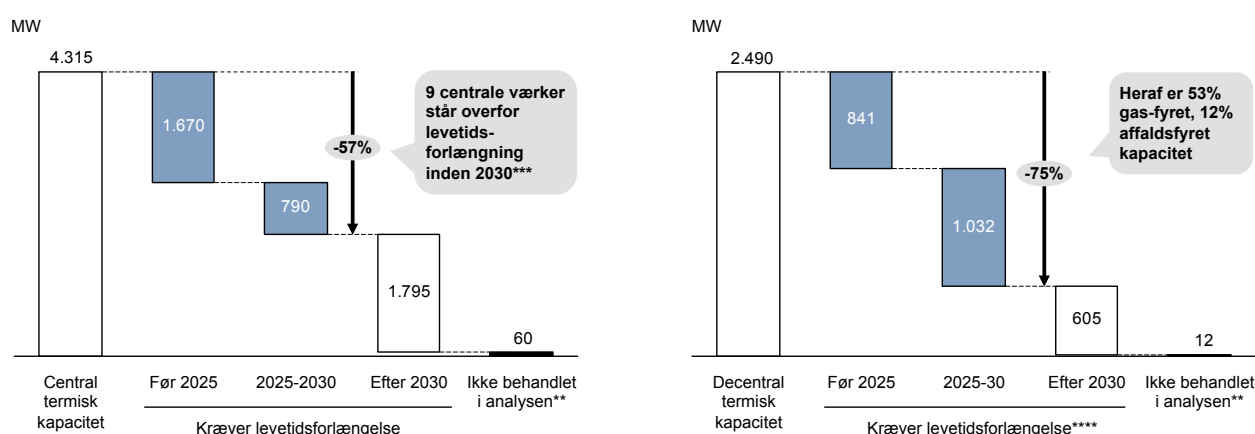
Der er dog også regionale effekter, der kan lette det økonomiske pres på kraftværkerne. Norge planlægger fx elforbindelser til Tyskland og England, der, såfremt de gennemføres, forventes at have en opadgående påvirkning på elpriserne i Danmark.

2.1.4 Aktørerne ser begrænsede forretningsøkonomiske incitamenter til at foretage langsigtede investeringer

På producentsiden har investeringsniveauet i forhold til nye opførelser, levetidsforlængelser og større reinvesteringer været faldende. Danmark har derfor i dag en aldrende kraftværksportefølje, hvor 57 pct. af de centrale og 75 pct. af de decentrale værker forventes at skulle levetidsforlænges inden for de næste 10-15 år, som vist i figur 2.3. Levetidsforlængelse kræver en større investeringsbeslutning fra aktørerne, hvorfor der er behov for klare og effektive markedssignaler og rammebetingelser, som sikrer et sundt investeringsklima, hvis produktionskapaciteten skal bevares. Incitamenter for kraftværksinvestering er overvejende drevet af forholdene på varmemarkedet, hvorfor el i stigende grad ses som et biprodukt.

Den nuværende situation kunne indikere, at den eksisterende markedsmodel ikke er i stand til at understøtte langsigtet fornyelse af kraftværksporteføljen. Dette skal dog ses i lyset af,

Figur 2.3 Forventet tidspunkt for levetidsforlængelse for centrale og decentrale danske værker



* Jf. Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035

** Central: Kyndbyværket blok 41, Studstrupværket blok 5, Nordjyllandsværket gasturbine blok. Decentral: afvigelse mellem Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035

*** Beslutning om levetidsforlængelse for de 9 værker i de angivne perioder er ikke foretaget

**** For decentrale værker er antaget en levetid på 25 år

Kilde: Rambøll; Energistyrelsen; Energinet.dk; Quartz+Co analyse

at det forretningsøkonomiske incitament til investeringer på kraftværkssiden netop har været lille på grund af meget kraftig vækst i ny subsidieret produktionskapacitet i form af vindmøller og solceller samt en historisk opbygget termisk produktion. I det perspektiv har markedet fungeret hensigtsmæssigt, idet prissignalerne har afspejlet behovet for (begrænsede eller ingen) yderligere investeringer.

Den nuværende markedsmodel står således over for udfordringer i forhold til både fleksibilitet og kapacitet, og fremadrettet kræves der en indsats på begge områder, for at markedet kan understøtte mødet mellem udbud og efterspørgsel.

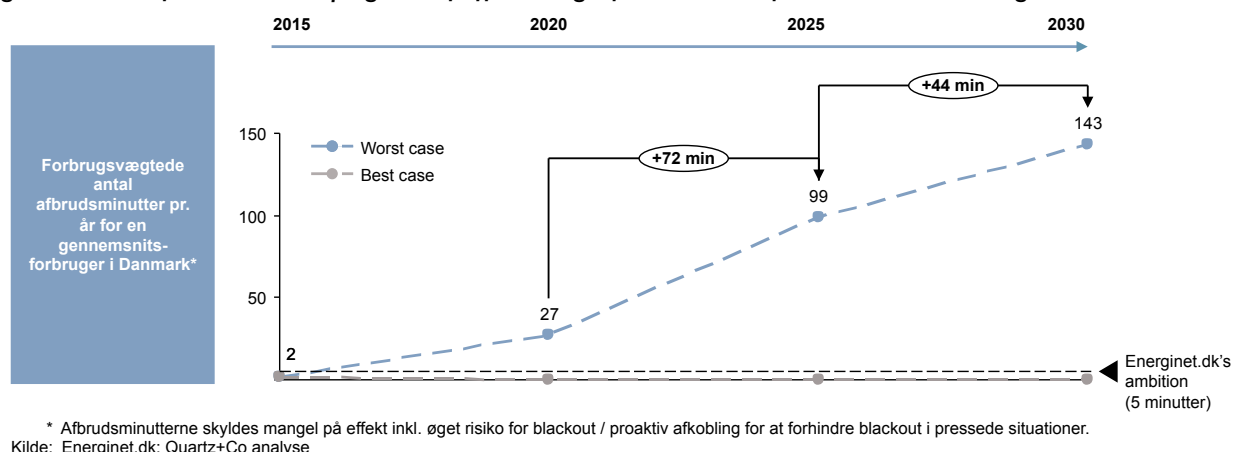
2.2 MARKEDSSCENARIERNE VISER FORSKELLIGE BEHOV FOR TILPASNING AF MARKEDSMODELLEN

Overordnet afhænger markedets mulighed for at sikre det nødvendige match mellem udbud og efterspørgsel af kapacitet og fleksibilitet fra kraftværker, vedvarende energi, udlandsforbindelser og fleksible forbrugere. Derfor er omdrejningspunktet opstilling af kapacitetsudviklingen for disse kilder frem til 2030.⁷ Det gøres gennem to markedsscenarier, der illustrerer henholdsvis best case- og worst case-betragtninger (se bilag 2). Formålet er ikke at forecaste den mest forventede udvikling, men at optegne udfaldsrummet mellem et best case- og worst case-scenarie ud fra et effektilstrækkelighedsperspektiv. For at kunne vurdere konsekvenserne af markedsscenarierne foretages en effektbalancemodellering for antallet af minutter, hvor afbrydelighed er nødvendig på grund af manglende effekt. Hermed fås et perspektiv på udfordringens omfang frem til 2030.

Figur 2.4 viser resultatet af modelleringen, og det ses, at der er betydelig forskel i udfordringens omfang mellem best case- og worst case-scenariet. På kort sigt vil markedsinitiativer, der sikrer øget fleksibilitet, formentlig kunne imødekomme markedsudviklingen. På sigt viser udviklingen i worst case-scenariet derimod, at der kan komme et behov for initiativer målrettet sikring af kapacitet, da antallet af vægtede afbrudsminutter i Danmark relateret til manglende effektilstrækkelighed i dette scenarie vil stige til 27, 99 og 143 min. for henholdsvis 2020, 2025 og 2030. Afbrud sker typisk ved udfald på udlandsforbindelser i kombination med lav vindkraftproduktion. Den minutvise forskel i stigningen af antal afbrudsminutter for Danmark fra 2020-2025 og fra 2025-2030 korrelerer med faldet i termisk kapacitet (se bilag 2). Derfor kan et beredskab af markeds løsninger, der både kan aktivere fleksibel adfærd samt øge den tilgængelige kapacitet, med fordel detaljeres nu. Herved sikres muligheden for rettidig implementering af yderligere markeds løsninger, hvis det senere viser sig nødvendigt.

Energinet.dk har allerede iværksat nogle initiativer, som har til formål at sikre opretholdelse af effektilstrækkeligheden blandt andet et forventet indkøb af strategiske reserver i Østdanmark. Initiativet er designet til at imødegå den forventede udvikling i antal afbrudsminutter frem til 2020 i Østdanmark baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger.⁹ Hvorvidt det udmeldte indkøb også kan håndtere antallet af afbrudsminutter i worst case-scenariet frem til 2020 vil blive nærmere analyseret i fase 2. Tiltaget muliggør dog en rettidig iværksættelse af initiativer med en længere implementeringstid om nødvendigt.

Figur 2.4 Antal afbrudsminutter på grund af effektmangel frem til 2030 i forhold til worst case og best case⁸



⁷ Strategiske reserver er ikke medtaget i modelleringen.

⁸ **FSI-modellen:** FSI er Energinet.dk's probabilistiske model for effektmangel. Modellen er en timemodel, som kun undersøger risikoen for effektmangel. Konsekvensen af stationsfejl, fejl i distributionsnettet, mangel på systembærende egenskaber eller reguleringsbehov inden for timen medtages således ikke. Foruden ovenstående antages en teknisk nedetid for udlandsforbindelser på 5 pct. for AC og 8 pct. for DC. Hvad angår reduktioner på udlandsforbindelser, er der indlagt en model for korrektionen på Vestdanmark-Tyskland-forbindelsen i forhold til importrådighed, men der er ikke indlagt reduktioner på øvrige områder, da der ikke er datagrundlag til at udarbejde en modellering. Herudover er der risiko for, at der ikke er tilstrækkelig effekt i nabo-området. Sydnorge, Sydsverige og begrænsninger på Jylland-Tyskland-forbindelserne, hvilket beregnes endogent i modellen, mens der regnes med eksogent givne sandsynligheder for, at andre nabo-områder ikke kan eksportere til Danmark. Havarisandsynligheden for decentrale og centrale værker antages at være i størrelsesordenen 8 pct. og revisions nedetid på en måned i sommerhalvåret, der i modellen varierer i forhold til fyringssæsonen. Vind og sol følger individuelle dagsprofiler, som skales i henhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger.

⁹ Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035.

■ 3. TILPASNING AF DEN NUVÆRENDE MARKEDSMODEL

De identificerede udfordringer samt markedsscenarierne viser et behov for at implementere markeds løsninger, som kan skabe øget fleksibilitet fra markedsaktørerne på kort sigt samt sikre øget kapacitet på langt sigt, såfremt markedsudviklingen går mere i retning af worst case-scenariet. Derfor er der foretaget en bred kortlægning af markeds løsninger målrettet fleksibilitet og/eller kapacitet. På baggrund af kortlægningen er der foretaget en indsnævring af mulige markeds løsninger, der findes relevant i en dansk kontekst, og som involverer varierende grad af tilpasninger eller ændringer i den nuværende markedsmodel.

- Klare prissignaler¹⁰, som giver bedre rammer for at agere fleksibelt og for at foretage investeringer i fleksibilitet.
- Strategisk reserve, som sikrer kapacitet i et marked i ekstreme situationer.
- Kapacitetsmarked, som er en direkte betaling af kapacitet.

I alt blev fem markeds løsningskoncepter vurderet i kortlægningen. Vi har dog fravalgt faste kapacitetsbetalinger, som eksempelvis bruges i Spanien og Irland samt E-Bridge-modellen, som er en teoretisk model, hvor forbrugere indgår langsigtede forward-kontrakter med produktionssiden.¹¹ I resten af afsnittet introduceres de tre markeds løsninger, og de sammenholdes overordnet med markedsscenarierne samt graden af tilpasning.

3.1 STØRRE VS. MINDRE TILPASNINGER AF DEN NUVÆRENDE MARKEDSMODEL

Ved liberaliseringen af elmarkedet blev en del af spotprisrisici flyttet til markedet. Det styrende princip bør derfor også fremadrettet være at gribe mindst muligt ind i markedets funktion for fortsat at sikre et omkostningseffektivt elmarked.

Figur 3.1 Vurdering af markeds løsninger i forhold til graden af regulering



En tilgang til den målsætning er at foretage mindre justeringer i de eksisterende markeder og produkter, så der skabes bedre rammer for investeringer i fleksibilitet samt reducere eventuelle markedsfejl. Kapacitetsmarkedet medfører et relativt større regulatorisk indgreb, da man eksempelvis centraliserer, hvilken mængde der skal være til rådighed i markedet og hermed muliggør en central styring af effektilstrækkelighed. I figur 3.1 illustreres det, i hvilken grad risici decentraliseres til markedet i de forskellige modeller. Mindre decentralisering af risici til markedet fordrer mere regulering.

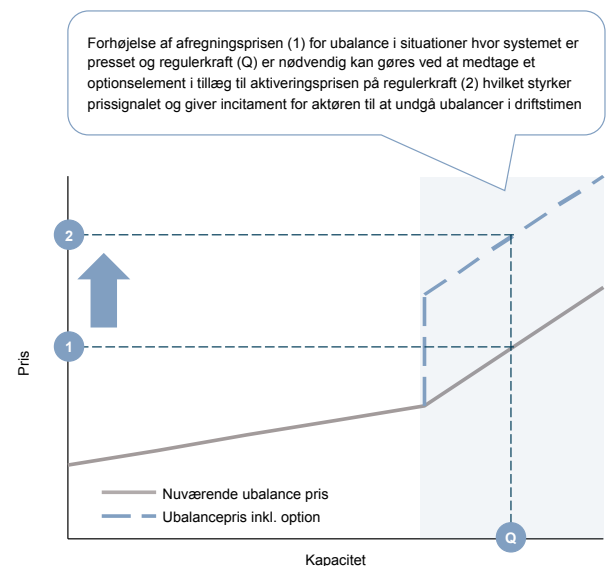
3.2 KLARE PRISSIGNALER SKABER BEDRE INDJTJENINGSGRUNDLAG FOR AKTØRERNE Gennem ØGET AFLØNNING AF FLEKSIBILITET

I afsnittet introduceres initiativer, der kan betragtes som mindre justeringer af den eksisterende markedsarkitektur. Det er en nødvendig forudsætning for en effektiv omstilling af energisystemet, at markedet til enhver tid genererer prissignaler, der afspejler den faktiske efterspørgsel på fleksibilitet i systemet. Det kan ske gennem en række konkrete initiativer¹²:

3.2.1 En mere omkostningsgætte afregning af ubalanceprisen øger incitamentet til at være i balance inden drift

Aktørernes individuelle ubalancer i det danske elmarked afregnes i dag med afsæt i aktiveringsprisen på op- og nedregulering i regulerkraftmarkedet. Samtidig betaler Energinet.dk optionsbetalinger for at sikre et minimum af reguleringsressourcer til udligning af ubalancer i regulerkraftmarkedet samt afdække risiko for havari. Optionsbetalingerne socialiseres på elforbrugerne via Energinet.dk's systemtarif. Ved at medta-

Figur 3.2 Forhøjelse af ubalanceafregningen



¹⁰ Med klare prissignaler skal forstås en tydeliggørelse og/eller forstærkning af prissignaler i overensstemmelse med systemets behov. Denne løsning forudsætter, at forbrugeren kan se og reagere på prissignalet gennem udrulning af timemålere og timeafregning, hvilket behandles i andet regi end Markedsmodel 2.0-projektet.

¹¹ **Fravalgte modeller:** 1) **Faste kapacitetsbetalinger** er fravalgt, da udfordringen ved at bruge prisen som styringsredskab til at opnå en given effektbalance er, at myndigheden, der skal fastsætte tilskudsniveauet, har ufuldstændig information omkring det rette omkostningsniveau ved at opstille og drive et spidslastanlæg eller aktivere fleksibelt forbrug. En risikoavers myndighed vil derfor højst sandsynligt sætte tilskuddet for højt. 2) **E-Bridge** (teoretisk model) http://www.e-bridge.com/index.php?id=61&L=1&tx_ttnews%5Bpointer%5D=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=283&tx_ttnews%5BbackPid%5D=64&cHash=d903d60b6a0c37f807fb7dfa5b0769b1 er fravalgt, da den vurderes mest brugbar i et marked med lille eller ingen samhandel med nabolande modsat Danmark.

¹² Initiativerne er ikke en endelig liste, men skal betragtes som eksempler.

ge et optionselement i afregningen af individuelle ubalancer, i tillæg til aktiveringsprisen på regulerkraft, når elsystemet er presset og reserveenergi aktiveres, kunne der skabes en mere omkostningsægte afregning af ubalancer, hvilket ville være et bidrag til et mere velfungerende elmarked. Herved forstærkes incitamenterne for alle med balanceansvar til at handle sig i balance i day-ahead- og intraday-markederne, og mulighederne for at spekulere i en delvis afdækning af porteføljen i balancemarkedet reduceres. Særligt forventes det, at likviditeten i intraday-markedet vil blive forøget, da dette vil blive en mere attraktiv handelsplads for afvigelser, der prognosticeres efter day-ahead-markedet er lukket.

Fremadrettet er det centralt at afdække eventuelle afledte konsekvenser, såsom (i) potentielt øgede producentomkostninger for fluktuerende energikilder, som ikke kan forudsige egen produktion præcist, (ii) risiko for u hensigtsmæssigt store omkostninger ved havari og andre ekstremesituationer, og (iii) risiko for at likviditeten i regulerkraftmarkedet mindskes.

Det er desuden vigtigt, at afregning af ubalancer harmoniseres/afstemmes med nabolande (både Norden og kontinentet) for at undgå, at aktører udnytter forskellen mellem nabolandes model for afregning af ubalancer.

3.2.2 Revurdering af produkter og prissætning for systemydelser bidrager til at fastholde fleksibel kapacitet

For visse leverandører udgør systemydelser et ikke uvæsentligt bidrag til økonomien. Udbud og priser på systemydelser kan derfor have en påvirkning på, hvordan eksisterende ressourcer er til rådighed for markedet og vil derudover på længere sigt kunne have betydelig indflydelse på investeringer i nye anlæg eller levetidsforlængelser.

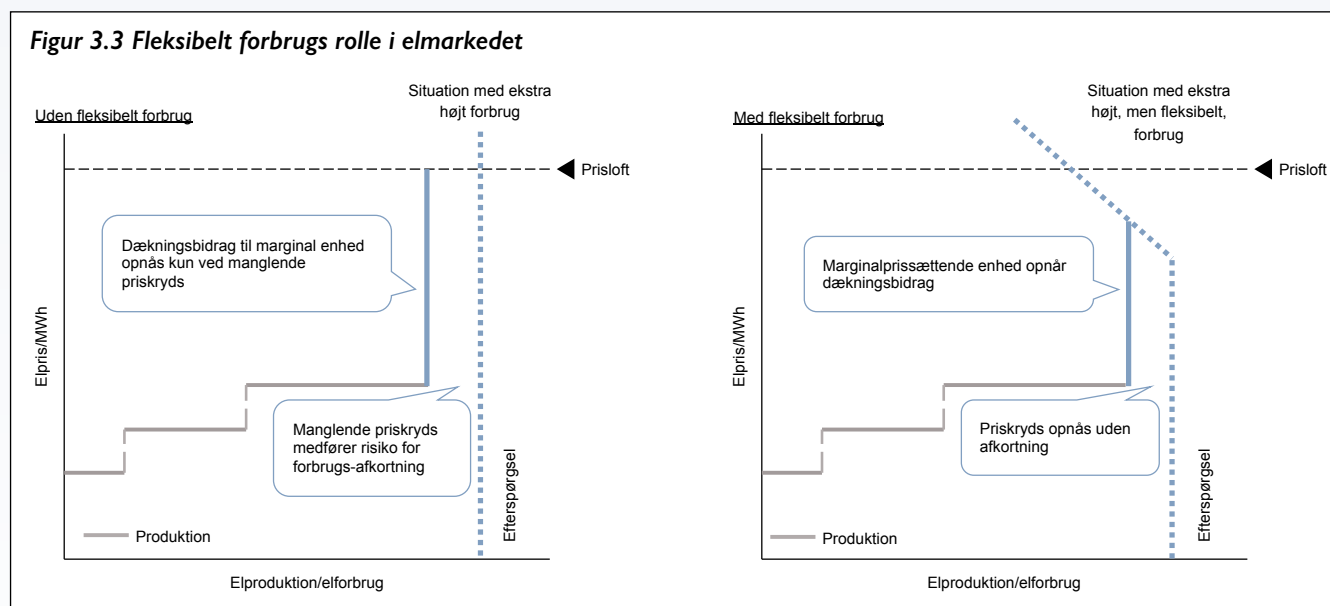
I tillæg til eksisterende systemydelser vil det være relevant at undersøge, om der er behov for nye systemydelser, der prissætter særlige karakteristika, driftsformer eller anden

funktionalitet hos elmarkedets deltagere. Som eksempel kan nævnes de nuværende krav til kraftværkers rådighed i elmarkedet, som kun kan ændres efter ansøgning til Energinet.dk. Efterhånden som nogle anlæg får færre og færre driftstimer i elmarkedet, vil det for disse anlæg være en reel mulighed at træde helt ud af markedet i kortere eller længere perioder, fx om sommeren, og derved reducere de faste omkostninger. En sådan fleksibilitet passer ikke optimalt i det nuværende regelsæt, hvorimod en prissætning af rådigheden i form af en systemydelse vil kunne tydeliggøre de reelle gevinster for systemet ved at have anlægget til rådighed. Det er dog centralt, at man i indretningen af prissætningen tager højde for den nødvendige funktionalitet, der skal til for at drive elsystemet.

Derudover bør det overvejes, om de krav, som Energinet.dk i dag stiller til anlægs tekniske egenskaber og funktioner som en betingelse for nettilslutning (de såkaldte "systemtjenester"), kan kommercialiseres og prissættes ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv.¹³ De identificerede initiativer bør herudover kunne indgå i en øget international markedsintegration af reservemarkeder.

3.2.3 Prissignalerne skal ud til alle aktører, da det er en forudsætning for øget bidrag til fleksibilitet

Som det er beskrevet i afsnit 2.1.1, er en central udfordring, at forbrugssiden er forholdsvis passiv og kun i ringe grad reagerer på prissignaler i markedet. En forbedret inddragelse af forbrugssiden har en direkte effekt på, at udbud og efterspørgsel kan mødes og heraf sikring af effekttilstrækkeligheden (Figur 3.3). Det er dermed et centralt virkemiddel, som på langt sigt under ideelle vilkår helt kan overflødiggøre en central overvågning af effekttilstrækkeligheden, da forbrugernes betalingsvillighed til enhver tid vil definere det nødvendige og tilstrækkelige udbud på produktionssiden. Hermed opnås potentielt en langsigtet samfundsøkonomisk optimal ligevægt, og den indbyggede risiko, for at en central instans over- eller undervurderer effektbehovet, elimineres.



¹³ **Systemtjenester** er fællesbetegnelsen for de systemstabiliserende funktioner eller reguleringer, der leveres automatisk fra elproducerende enheder alene på grund af anlæggenes fysik, automatisk på baggrund af indstillinger (variable eller faste), eller som leveres efter direkte indgreb på den enkelte produktionsenhed. Systemtjenester er funktioner, der skal leveres vederlagsfrit som betingelse for tilslutning til nettet. **Systemydelser** derimod er de produktions- og forbrugsreduktionsressourcer, som står til rådighed i driftstimen, og som aktiveres automatisk eller på anmodning fra den systemansvarlige aktør. Disse ydelser afregnes efter aftale.

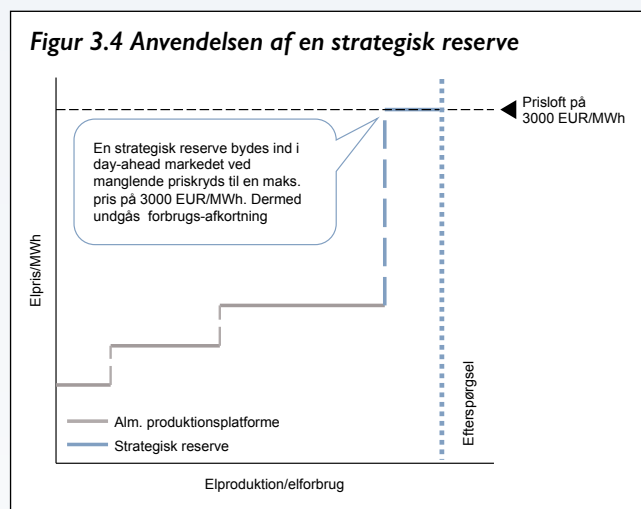
Aktivisering på forbrugssiden bør ses som et ligeværdigt alternativ til aktivisering på produktionssiden. Der skal derfor skabes markedsrammer, der ved at fjerne barrierer sikrer, at det er den mest optimale ressource, der aktiveres baseret på markedets prissignaler.

Tilsvarende er det vigtigt, at der i forhold til subsidieret VE og anden subsidieret produktion skabes incitament; så producenterne er udsat for markedets prissignaler og tilpasser deres adfærd derefter.

3.3 STRATEGISK RESERVE SIKRER EFFEKT-TILSTRÆKKELIGHEDEN, NÅR UDBUD OG EFTERSPØRGSEL IKKE KAN MØDES

Modellen indebærer, at TSO'en gennemfører et udbud, hvor produktionsanlæg og fleksibelt forbrug under fastlagte betingelser kan deltage. Produktionskapacitet, der indgår i en strategisk reserve, trækkes herefter ud af spotmarkedet, og startes først op, hvis der ikke kan dannes priskryds i day-ahead-markedet til prisloftet på 3.000 EUR/MWh. Flexibelt forbrug, der indgår i en strategisk reserve, kan forblive aktivt i spotmarkedet og indgive prisleksible bud. En strategisk reserve kunne finansieres ved en tarif, der lægges på forbruget som fx systemtariffen.

Energinet.dk overvejer at indføre en strategisk reserve på Sjælland på 300 MW for at sikre effekttilstrækkelighed i perioden 2016-2020.



3.4 KAPACITETSMARKEDER SIKRER TILSTRÆKKELIG KAPACITET UANSET MARKEDSUDVIKLINGEN

I et kapacitetsmarked sikres hele den mængde produktionskapacitet (fluktuerende energikilder og udlandsforbindelser undtaget) og/eller fleksibelt forbrug, der er nødvendig for at sikre en given målsætning for effekttilstrækkelighed. Der sættes således en eksplicit pris på værdien af effekt.

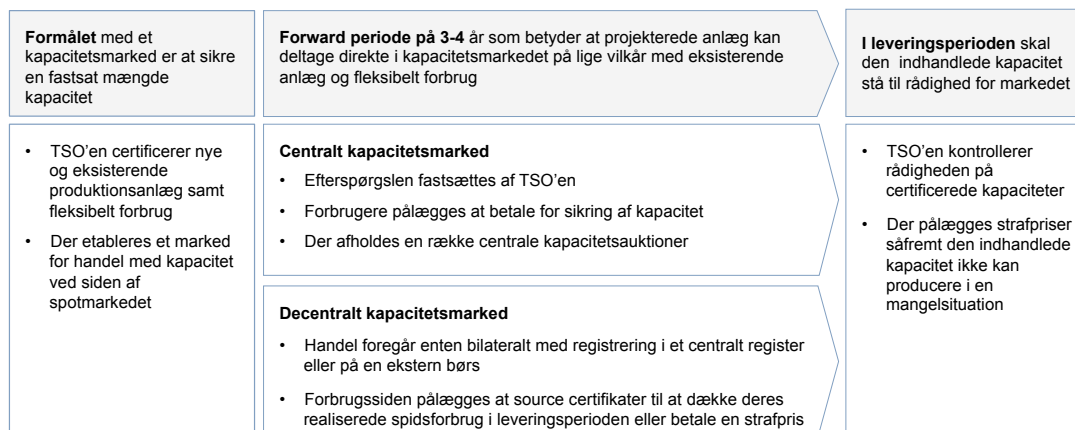
Der skelnes i afsnittet mellem to typer af kapacitetsmarkeder, som adskiller sig med hensyn til graden af decentralisering af beslutningsprocesser i markedet. I et centralt kapacitetsmar-

CASE – strategiske reserver i Sverige: I henhold til den svenske lov om effektreserver er Svenska Kraftnät ansvarlig for, via årlige udbud, at sikre en strategisk reserve på op til 1,5 GW. Spidsforbruget i Sverige er drevet af elvarme, hvorfor reserven skal stå i reserve i perioden 16. november til 15. marts, hvor elforbruget topper. Indførelsen af en strategisk reserve i Sverige blev foranlediget af lukningen af Barsebäck. For vinteren 2014/15 er den strategiske reserve på 1.346 MW fordelt på 626 MW fleksibelt forbrug og 720 MW produktionskapacitet. Den strategiske reserve har ikke været aktiveret i day-ahead-markedet i de sidste fire sæsoner 2010/11-2013/14. I den hårde vinter 2009/10 blev den strategiske reserve dog aktiveret i day-ahead-markedet ved tre lejligheder med sammenlagt otte timer. I disse situationer blev der typisk aktiveret mindre end 50 MW strategisk reserve for at danne priskryds. I de samme timer var det svenske elsystem i nedregulering med 1.400-800 MW, fordi elforbrugere rationerer, og producenter overproducerer for ikke at blive ramt af en høj ubalancepris.

ked gennemfører en central myndighed kapacitetsauktioner (fx TSO'en) for at sikre en given målsætning for effekttilstrækkelighed og pålægger forbrugssiden at betale for det. Et decentralt kapacitetsmarked organiseres derimod som et certifikatmarked, hvor man pålægger forbrugerne at købe tilstrækkeligt med certifikater (1 certifikat = 1 MW) til at dække deres realiserede spidsforbrug på det tidspunkt, hvor systemets kollektive spidsforbrug optræder. Samtidig udstedes der certifikater til produktionsanlæg og fleksibelt forbrug, baseret på hvor meget effekt de kan levere i en presset spidslastsituation. Et bødssystem sikrer incitament for forbrugssiden til at sikre tilstrækkeligt med certifikater til at møde deres forpligtelse. I Frankrig, hvor spidslastforbruget er drevet af kulde, samtidig med at der er et stort potentiale for forbrugsafkobling, har man valgt den decentrale model, som er målrettet forbrugernes spidslastadfærd og betalingsvilje herfor. I England har man på kort sigt meget større udfordringer med effekttilstrækkelighed sammenlignet med Danmark på grund af en stor andel af nedslidte kraftværker. Der er derfor behov for meget betydelige nyinvesteringer de næste 10 år, hvilket et centralt kapacitetsmarked kan drive frem. I forhold til Danmark er det vigtigt, at fordele og ulemper belyses yderligere, inden et eventuelt valg mellem de to modeller af kapacitetsmarkeder træffes.

For at give incitament til at reducere spidslastforbrug frem for kun energiforbrug gælder for begge modeller, at finansiering kan ske ved et belasteren-betaler-princip på spidslastbidrag frem for en flad tarif på energien, fordi der herved gives incitament til at reducere spidslastforbrug. Elforbrugere kan dog udtrykke deres betalingsvilje for effekt ved at afkoble forbrug i ekstreme spidslastsituationer. Den eksplicitte pris på effekt i et kapacitetsmarked kan således bidrage til udviklingen af en fleksibel forbrugsside.

Figur 3.5 Overordnede processer i en central og decentral kapacitetsmarkedsmodel



Ved at afholde kapacitetsauktionen 3-4 år før leveringsperioden i et centralt kapacitetsmarked kan projekterede anlæg (såvel som større levetidsforlængelser) konkurrere på lige vilkår med andre ressourcer i markedet. Det bidrager til fleksibilitet i beslutningen om fremadrettet tilpasning. I den decentrale model opnås samme effekt, ved at certificeringen af kraftværkerne foretages, så handlen med certifikater kan starte tidligst tre år før, leveringsperiodens begyndelse.

Der vil relativt set være lavere elpriser og prisudsving ved et kapacitetsmarked, hvorfor udenlandske tiltag vil påvirke elpriserne i Danmark negativt og herved de danske aktører, såfremt man fx implementerer et kapacitetsmarked i Tyskland.

3.5 MARKEDSLØSNINGERNE BØR KOMBINERES FOR AT IMØDEKOMME INDIVIDUELLE SVAGHEDER OG MARKEDSUDVIKLINGEN

Figur 3.6. er en overordnet vurdering af de beskrevne modeller på en række centrale parametre, og resultaterne i forhold til de tre overordnede markedsmodeller gennemgås nedenfor.

Klare prissignaler muliggør en mere rentabel drift af kraftværker og fleksibelt forbrug og indbefatter initiativer, som kan gennemføres via mindre justeringer i det eksisterende marked. De egner sig derfor til umiddelbar implementering, hvis fx markedsudviklingen i mindre grad udfordrer effekttilstræk-

Figur 3.6 Vurdering af markedsløsninger i forhold til centrale parametre¹⁴

	Klare prissignaler	Strategisk reserve	Centralt kapacitetsmarked	Decentralt kapacitetsmarked
Direkte styring af effektbalance?	✗	✓	✓	✓
Understøttelse af en fleksibel forbrugsside?	✓	✓	✓	✓
Kan modellen koordineres med nabolande?	✓	✓	✓	✓
Risiko for investorer og regulatorisk usikkerhed?	●	○	◐	◐
Indvirker udlandet på modellens evne til at skabe forsyningssikkerhed?	●	◐	◐	◐
Muliggøres samspil med varmesiden?	✓	✗	✓	✓
Kan modellen udfases?	✓	✓	✓	✗

¹⁴ Produktionsanlæg, der indgår i en strategisk reserve, kan ikke opnå indkomst fra øvrige energimarkeder og kan derfor ikke samtidigt servicere et varmegrundlag.

keligheden. På kort sigt vil det naturlige første skridt derfor være at arbejde med klare prissignaler, så fleksibiliteten fra markedsaktørerne øges. I forhold til fleksibelt forbrug er de første initiativer sat i gang via udrulning af målere samt reviderede detail- og engrosmodeller. Der er dog en udfordring i forhold til sikring af tilstrækkelig dansk fleksibel kapacitet, samt at den generelle risiko i markedet øges for aktørerne, og det skal nævnes, at designændringer, som kræver harmonisering på tværs af lande, som fx ændring af ubalanceafregning, kan være en tidskrævende proces.

En **strategisk reserve** er som udgangspunkt et lille indgreb i markedet for at sikre effekttilstrækkelighed og kan hurtigt udfases. Hvis en strategisk reserve kan holdes lille og sjældent tages i brug, kan modellen effektivt understøtte, at energimarkedet selv finder en langsigtet ligevægt mellem udbud og efterspørgsel. Derved er modellen egnet i situationer, hvor effekttilstrækkeligheden kun er udfordret i begrænset omfang. I værste fald er der dog risiko for, at markedsindgrebet skal være stigende, hvis der opstår en såkaldt glidebaneeffekt. Den strategiske reserve kan derfor være nødt til at vokse for at opretholde effekttilstrækkeligheden, da den ikke sikrer rentabiliteten for alle aktører i markedet. Glidebaneeffekten reduceres dog, hvis markedsmodellen kombineres med klare prissignaler.

Et **kapacitetsmarked** ændrer den nuværende danske markedsmodel ved at skabe et marked for kapacitet i tillæg til et marked for energi. Dette er en grundlæggende ændring af den nuværende danske markedsmodel, som medfører, at en række risici flyttes væk fra producentsiden og over på forbrugersiden. Men modellen tilbyder, som den eneste løsning, en garanti for, hvilken kapacitet der er tilgængelig i systemet. Den er derfor særligt velegnet, hvis markedet udvikler sig i retning af worst case-scenariet. Modellen vurderes dog vanskeligere at ind- og udfase i forhold til de andre markeds løsninger.

Endelig er det af stor betydning for den danske kontekst, hvad andre lande implementerer. Indføres et kapacitetsmarked i fx Tyskland, kan elpriserne i Danmark påvirkes i nedadgående retning.¹⁵ Alt andet lige bidrager dette til at presse kapacitet ud af det danske marked, hvilket på længere sigt kan øge behovet for indgriben fx i form af et kapacitetsmarked.

Det er centralt at understrege, at de europæiske rammer vil have indflydelse på valget af en markeds løsning. På kort sigt forventes EU ikke at drive en fælles udvikling mod en eventuel tværnational markeds løsning, hvilket har givet grobund for udvikling hen mod kapacitetsmarkeder flere steder i Europa. Det kan dog ikke udelukkes, at EU vil spille en mere fremtrædende rolle fremadrettet, hvorfor der på sigt kan være klare begrænsninger for valg af markedsmodel.



¹⁵ Capacity Market in Europe: Impact on trade and investments, Multi-client study – SWECO February 2014.

■ 4. AKTØRERNES INVESTERINGSUDFORDRINGER SAMT KRAV TIL DESIGN AF MARKEDSMODELLEN

I forbindelse med de afholdte workshops og seminarer er markedsaktørernes perspektiver på risici blevet behandlet, da de er omdrejningspunktet for at skabe et sundt investeringsklima fremadrettet. I det første underafsnit præsenteres de vigtigste risici opdelt på regulatoriske, markedsmæssige og tekniske risici. Disse aspekter medtages blandt andet i den efterfølgende opstilling af designkriterier til den fremtidige markedsmodel.

4.1 STIGENDE MARKEDSRISICI OG LAVE EL-PRISER BEGRÆNSER INVESTERINGERNE I FLEKSIBEL KAPACITET

Investeringer i elmarkedet er kendetegnet ved forholdsvis høje anlægsomkostninger og en forholdsvis lang tilbagebetalingstid. En investor stilles derfor over for den udfordring at skulle basere sin investeringskalkule på fremskrivninger af indtægter, der rækker ud i en usikker fremtid.

Elmarkedet har i de seneste år været præget af faldende priser med vigende indtjeningsmuligheder for producenterne til følge. En investering skal derfor drives af forventninger til kortvarige prisekstremer få timer i gennemsnit om året. En investor vil dog anse en investering baseret på fem timer med høje priser om året i gennemsnit til væsentligt mere risikofyldt end en investering baseret på 500 timer med mere moderat forhøjede priser – selv om den forventede indkomst er den samme. Fremskrivninger af prisekstremer er derfor meget risikofylde.

Figur 4.1 viser dækningsbidraget for et fiktivt kulfyret kraftværk med de realiserede spotmarkedspriser i 2013 sorteret efter stigende pris. Det ses, at ca. 20 pct. af dækningsbidraget opnås i de fem dyreste timer. En lille forskydning af kurven, så

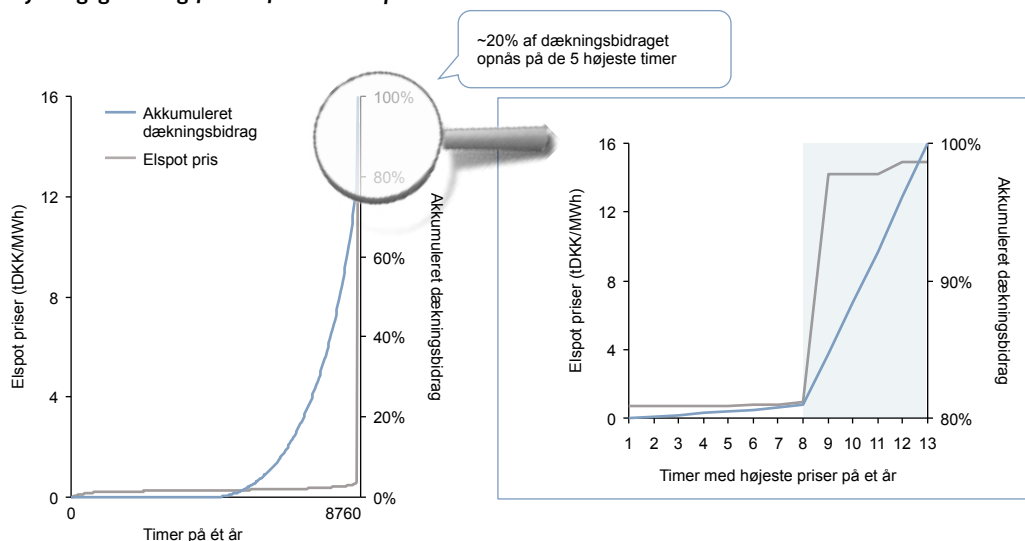
der bliver flere eller færre timer med ekstreme priser, påvirker dermed dækningsbidraget relativt meget. Dette gælder for et effektivt kulfyret kraftværk med en relativ lav produktionsomkostning, og dermed relativt mange timer, hvori der kan opnås et dækningsbidrag. Dette repræsenterer dermed en 'best case' set fra et kraftværksperspektiv. For producenter med en højere marginalomkostning, fx et typisk diesel- eller naturgasfyret spidslastanlæg, kan der alene opnås et dækningsbidrag i de fem dyreste timer. Tilsvarende gælder for fleksibelt elforbrug, hvis betalingsvillighed også typisk ligger langt over de almindeligvis forekommende priser i markedet. En gevinst for disse vil derfor også alene skulle hentes i timer med ekstreme priser. Det bliver dermed altafgørende for indtjeningen, at disse timer med ekstreme priser opstår i markedet med tilpas hyppighed. 2013 var i sig selv et ekstremt år, idet priser nær prisloftet langt fra opstår hvert år. Eksemplet viser, hvor usikkert det er for en investor at vurdere, om der umiddelbart kan opnås et tilfredsstillende afkast af investeringen.

En særlig risiko for elmarkedet er derfor, i hvilket omfang ekstreme priser i markedet accepteres uden regulatorisk intervention. Det er væsentligt, at de ekstreme priser får lov til at opstå som en naturlig del af markedets drift, uden at der gribes ind med tiltag for at dæmpe prisudsvingene, hvis man ønsker, at priserne skal drive nødvendige investeringer.

4.2 HØJ REGULATORISK RISIKO PÅ KORT OG LANGT SIGT BEGRÆNSER INVESTERINGSLYSTEN I FORHOLD TIL KAPACITET

Energisektoren er præget af en stor grad af regulatorisk kompleksitet baseret på et nationalt set-up, som langsomt flytter sig til en mere europæisk funderet regulering, der bringer ikke bare energisystemer, men også lande, sammen. Energisektoren spiller samtidig en større politisk rolle både nationalt og internationalt, hvilket forstærker potentialet for politisk indgriben betydeligt og øger risici for investorer.

Figur 4.1 Indtjeningsgrundlag for kraftværker i spotmarkedet



Note: Værkets produktionsomkostning er sat til 275 DKK/MWh
Kilde: Energinet.dk, Quartz+Co analyse

CASE – Omkostningsbaseret godtgørelse udfordrer aktørernes indtjening: Energinet.dk kan i visse tilfælde beordre tvangskørsler og reguleringer på kraftværker, som godtgøres i henhold til de faktiske omkostninger. Det betyder alt andet lige, at markedsaktørerne mister et potentielt dækningsbidrag i forhold til, hvis prisen var konkurrenceudsat.

For eksempel kan Energinet.dk, med begrundelse i en truet forsyningssikkerhed sætte den sædvanlige marginalprisafregning i regulerkraftmarkedet ud af drift og i stedet aktivere bud efter pay-as-bid-modellen (afregning i forhold til afgivet bud). Dette skete fx under stormen den 28. oktober 2013, hvor der blev foretaget store reguleringer, hvor markedsaktørerne blev afregnet efter deres afgivne bud. Det betød, at en række markedsaktører mistede en indtjening sammenlignet med, hvis marginalprisafregning var blevet benyttet. Dette er en udfordring i forhold til at fastholde fleksibel kapacitet i markedet, da det netop kan være disse ekstremesituationer, der er udslagsgivende for den samlede forretningsøkonomi.

Elmarkedet er underlagt stor kompleksitet, og som aktør ser man de kommende år ind i et komplekst risikobillede (Figur 4.2). På den kortere bane er det fx særligt de afledte aktiviteter af Energiforliget fra marts 2012, som spiller ind – herunder især elreguleringseftersynet samt skatte- og afgiftsanalysen, hvis konsekvenser først kendes om nogle år. Internationalt vil der ligeledes løbende være drøftelser af klimamålsætninger og energireformer, som kan påvirke elmarkedets rammevilkår, hvorved den regulatoriske risiko ændres og forbliver høj i transformationen hen mod en europæisk model. En del af den regulatoriske usikkerhed må dog betragtes som et vilkår, elmarkedet må tage højde for.

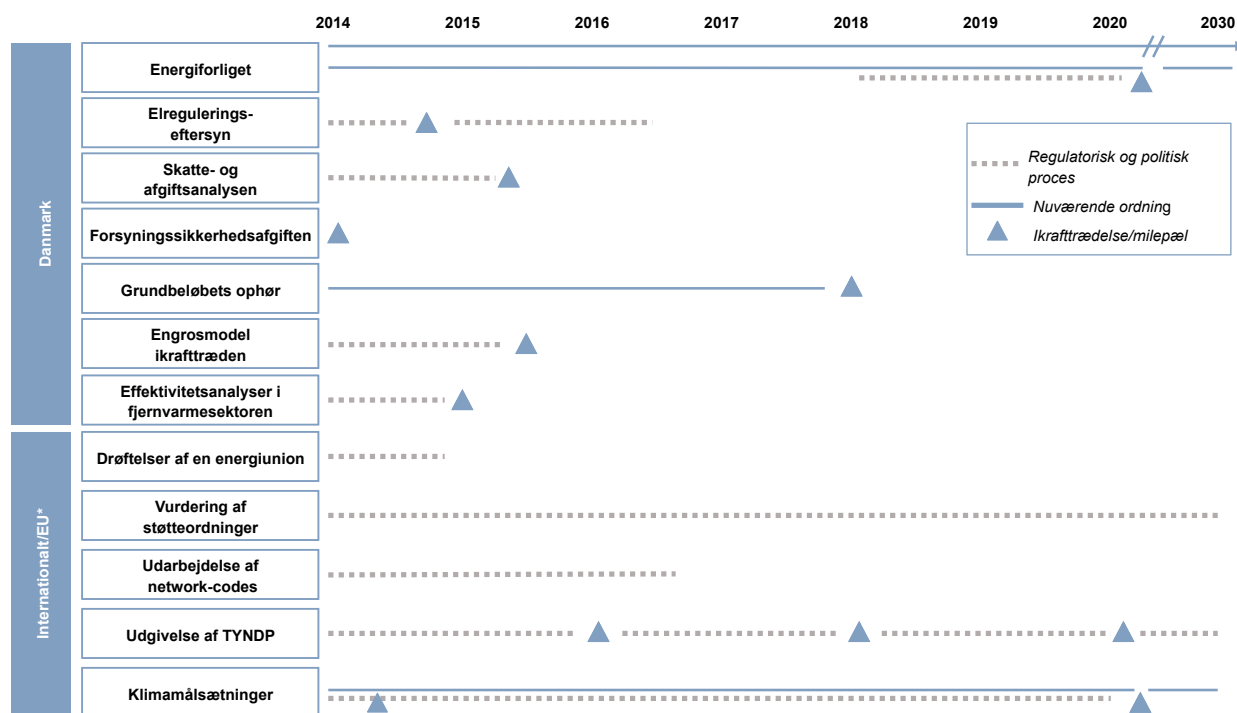
Et element i aktørernes risikobillede relaterer sig til regulatoriske rammer for elmarkedet både på engros-, systemydelses- og detailmarkedet, som Energinet.dk har ansvaret for. Her

kan der opnås en højere grad af stabilitet, såfremt Energinet.dk bidrager til yderligere transparens i markedsudviklingen på længere sigt, herunder i forhold til indkøb af systemydelser. Samtidig vil endnu større grad af involvering af aktørerne i elmarkedet være afgørende her.

4.3 TEKNISKE RISICI BEGRÆNSER I MINDRE GRAD INVESTERINGERNE I FLEKSIBEL KAPACITET

I projektet er der afdækket en række teknologiske muligheder for at tilbyde fleksibilitet til elmarkedet for såvel produktions- som forbrugssiden. Overordnet set er der en række velkendte afprøvede teknologier, som kan benyttes. Dette gælder især på produktionssiden, men også på forbrugssiden er det ikke manglen på teknologiske løsninger, der bremser udviklingen.

Figur 4.2 Overblik over lovgivninger og beslutningsprocesser på mellemlangt sigt



* **Energioniunion:** En europæisk union der kunne muliggøre fælles energihandel med lande uden for Europa. **Støtteordninger:** EU vurderer løbende nationale støtteordninger, eksempelvis pt. den danske PSO-ordning. **Network-codes:** Grænseoverskridende netregler for det indre marked for energi i EU, der på sigt erstatter dele af den nationale regulering **TYNDP:** "Ten-year network development plan" udarbejdet af ENTSO-E med kortlægning af de forventede netudviklingsplaner på europæisk niveau. **Klimamålsætninger:** Politisk fastsatte mål, fx EU klimamål 2030 og ændringer i CO2-kvoteordningen

CASE – havaririsiko driver blandt andet aktørernes forbehold i forhold til afkoblingsordninger: En større dansk industrivirksomhed anvender fem store maskiner med meget stort elforbrug i fremstillingsprocessen. I 2008 blev virksomheden tilbudt at deltage i markedet for manuelle reserver ved at slukke for én af maskinerne i særligt trængte situationer. Indtjeningspotentialet for at medvirke til manuelle reserver lå dengang på DKK/MW ca. 20.000 pr. måned. Virksomheden havde i den forbindelse mulighed for at afbryde 5 MW pr. gang og stod derfor over for en fast rådighedsbetaling på DKK ca. 100.000 pr. måned. Kommunikation og udstyr var testet forinden af både eksterne konsulenter samt virksomhedens egne teknikere. Tilbuddet blev dog afslået af virksomheden med henvisning til, at hvis udstyret blot fejlede én gang og dermed stoppede produktionen, så ville produktionstabet langt overstige gevinsten ved at deltage.

Risikoen for havari på produktionsapparatet i forbindelse med forbrugsafkobling er således massiv, ikke kun for den pågældende producent, men også for andre virksomheder, og ovennævnte beslutning afspejler flere virksomheders bekymringer ved at deltage med fleksibilitet.

For forbrugssiden kan der potentielt være en risiko ved fx at afbryde processer i en fremstillingsvirksomhed. Generelt har virksomhederne dog et rigtig godt indblik i, hvad konsekvenserne af et afbrud er, og virksomhederne kan dermed prissætte dette, når de deltager i markedet. Dermed er den tekniske risiko i realiteten begrænset, idet den kan prissættes og afdækkes i markedet, men udfordringen er, at gevinsten i de nuværende markeder er for lille i forhold til denne risiko.

4.4 KRAV TIL FREMTIDIGE MARKEDSMODELLER

Baseret på de analyserede udfordringer for markedet, i kombination med markedsaktørernes risici, er en række kriterier for en fremtidig tilpasning af markedsmodellen identificeret. Formålet med designkriterierne er at guide udviklingen af løsningerne i forhold til visionen om et sundt investeringsklima for det niveau af kapacitet og fleksibilitet, der er nødvendigt, så Danmark fortsat har en forsyningssikkerhed i den europæiske top, bedre indpasning af vedvarende energi på alle markeder og sikring af internationalt kompatible markeds løsninger.

Det vigtigste element i opnåelsen af dette er, at markedet bliver i stand til at generere prissignaler, der sikrer, at de rigtige investeringer foretages rettidigt, så der kan opnås en langsigtet ligevægt mellem udbud og efterspørgsel. En række elementer skal opfyldes for at sikre dette:

- Markedsdesignet skal være så simpelt og transparent som muligt.
- Markedsintervention skal svare til graden af udfordringer.
- Både udbuds- og efterspørgselssiden skal optræde som

aktive markedsdeltagere, og fleksibelt forbrug skal integreres i alle markeder.

- Løsninger skal fungere som en del af et samlet europæisk elmarked.
- Markedsmodellen skal så vidt muligt være teknologineutral inden for rammerne af energipolitikken og værdisætte energi og andre leverancer uafhængigt af anvendt teknologi.
- Producent og forbrugssiden samt store og små aktører skal konkurrere på lige vilkår. Her er omdrejningspunktet de nuværende konsekvenser af budstørrelser samt certificerings- og dokumentationskrav for aktørerne.
- Tilstræbe international integration blandt andet via stærkere udlandsforbindelser under hensyntagen til, at markedsvilkårene skal være mest mulig symmetriske. Det er centralt, at Danmark afstemmer initiativer med udviklingen i nabolande.
- Bidrage til stabile økonomiske og tekniske rammebetingelser for markedsdeltagerne, som også understøtter udviklingen af nye forretningsmodeller.
- Sikre tilstrækkelig mængde af funktionalitet i forhold til det danske elsystem, herunder egenskaber som er nødvendige for at opretholde den tekniske kvalitet og balance i elsystemet.
- Politiske mål skal opfyldes i forhold til integration af VE.
- Forbrug skal understøttes i forhold til at agere fleksibelt for at opnå en tilstrækkelig stor og effektiv fleksibel forbrugside.

■ 5. FASE 2A OG 2B I MARKEDSMODEL 2.0

Næste fase af projektet løber fra 1. december til ultimo august 2015 og delt op i to faser:

Formålet med fase 2A er at detaljere de nedenstående fokusområder fra fase 1. For at sikre en effektiv udnyttelse af projektressourcerne er en række fokusområder valgt, da de udgør kernen i et godt markedsdesign og belyser de relevante dynamikker for valget af markedsløsninger, hvorved indikatorer for implementering af markedsinitiativer vil blive identificeret. Det er herunder centralt at skabe en balance mellem konkrete initiativer på den korte bane såsom ændrede certificeringskrav eller budstørrelser og en tilbundsående behandling af de langsigtede løsninger, og ikke mindst afhængigheder, som påvirker anvendelsen af disse.

- Initiativer der eventuelt kan implementeres på kort sigt omfatter overvejende klare prissignaler, der bidrager til at øge fleksibiliteten i markedet, og følgende konkrete produkter kan eksempelvis udarbejdes:
 - Udkast til revideret katalog for systemydelser og tjenester i forhold til prissætning, leverancekrav og finansiering.
 - Forslag til ændrede markeds- og eventuelt tekniske forskrifter, som fjerner barrierer for forbrugsaktivering.
 - Analyse af koncepter for ubalanceafregning, som danner udgangspunkt for en tværnational koordinering.¹⁶
- De resterende elementer i fase 2A er strategiske reserver og kapacitets-markedsmodeller samt nationale og internationale afhængigheder, som med fordel kan detaljeres i en rapport, der forventeligt vil indeholde følgende analyser:
 - Identifikation af det forventede langsigtede bidrag til effekttilstrækkeligheden fra alle markedsløsningerne.
 - Detaljering af et centralt og decentralt kapacitetsmarked med fokus på investeringsincitamenter og fordelings effekter mellem aktører og afhængighed i forhold til forventet valg i nabolandene.
 - Detaljering af initiativer, der fremmer integration af vedvarende energi med fokus på incitamenterne for støttet produktion til at bidrage med fleksibilitet.
 - Detaljering af initiativer, som kan øge det fleksible forbrug med fokus på nedbrydelse af kommercielle barrierer og vurdering af bidraget til effekttilstrækkeligheden frem til 2030.
 - Afdække markedsdynamikker i nabolandene og forventninger til markedsdesign frem til 2030 – herunder afhængigheder mellem landenes valg af en markedsløsning.

Fase 2A danner således også grundlag for en international koordinering.

Fase 2B løber delvist parallelt med fase 2A fra foråret 2015 med fokus på konsekvensanalyser af løsningsforslagene samt udvikling af implementeringsplaner. Omdrejningspunktet er en overordnet selskabs- og samfundsøkonomisk vurdering ved forskellige kombinationer af markedsløsninger. Her beregnes blandt andet effekten af antallet af afbrudsminutter ved forskellige markedsløsninger og kombinationer heraf frem til 2030. Derudover foretages en række konsekvensanalyser (what-if) for at afdække effekten af større nationale såvel som internationale tiltag:

- Effekten af forskellige landes valg af markedsløsning på mulige danske markedstilpasninger.
- Konsekvensen ved ændrede skatter og afgifter på markedsløsningerne på kort sigt.
- Afledte konsekvenser for varmeprisen af de forskellige markedsløsninger og kombinationer heraf.

¹⁶ Herunder overvejes også, om den nuværende to-prismodel og en-prismodel skal tages med i det videre arbejde i Markedsmodel 2.0 eller behandles i andet regi.

BILAG I: OVERSIGT OVER PRIMÆRE DELTAGERE I MARKEDSMODEL 2.0-PROJEKTET

Organisation	Advisory Board	Gennemgående projektgruppe
Energinet.dk	Søren Dupont Kristensen	Morten Sommer
Dansk Energi	Lars Aagaard	Christian Dahl Winther + Peter Meibom
Dansk Energi, produktion	Thomas Dalsgaard	Lasse Sundahl
Dansk Elhandel	Michael Mikkelsen	Gert Lehmann
Dansk Fjernvarme	Kim Mortensen	Nina Detlefsen
Dansk Industri	Troels Ranis	Martin Bay Michelsen
Dansk Vindmølleforening	Asbjørn Bjerre	Niels Dupont ¹⁷
Foreningen for Slutbrugere af Energi	Marianne Eriksen	Torben Synnest
Energistyrelsen	Lars Nielsen	Mette Vingaard
Klima-, Energi og Bygningsministeriet	Eskild Stub Larsen	

¹⁷ Vindenergi Danmark repræsenterer Dansk Vindmølleforening i den gennemgående projektgruppe.

BILAG 2: OPSTILLING AF MARKEDS-SCENARIER

I dette bilag opbygges to markedsscenarier for effekttilstrækkeligheden, som er behandlet i afsnit 2.2. Det gøres ved at analysere den installerede kapacitet fra kraftværker, variabel VE, udlandsforbindelser og fleksible forbrugere i et best case- og worst case-scenarie frem til 2030.¹⁸

7.1.1 Den installerede kraftværkskapacitet falder fra 6,8 GW i 2015 til 2,7-5,7 GW i 2030

Kraftvarmeværksstrukturen – såvel centralt som decentralt – har et stort potentiale, men er fremadrettet konkurrenceudsat på grund af marginalomkostninger, der ligger højere end vedvarende energikilder. Kraftvarmeværkerne er derfor afhængige af gode markedsrammer for at udnytte potentialet. Fx er den centrale kraftvarmeværksstruktur overordnet effektiv og meget konkurrencedygtig i forhold til fx tyske kraftvarmeværker på grund af generelt lavere kortsigtede marginalomkostninger og hurtigere evne til at justere produktion, hvorfor eksportmulighederne er centrale. De decentrale kraftvarmeværkers økonomi er i dag afhængige af grundbeløbsordningen, og når denne udløber, må det forventes, at de decentrale anlæg i et vist omfang omlægges produktionen til udelukkende at producere varme. Analysen af bidraget fra termisk kapacitet er baseret på en vurdering af centrale og decentrale værkers forretningsøko-

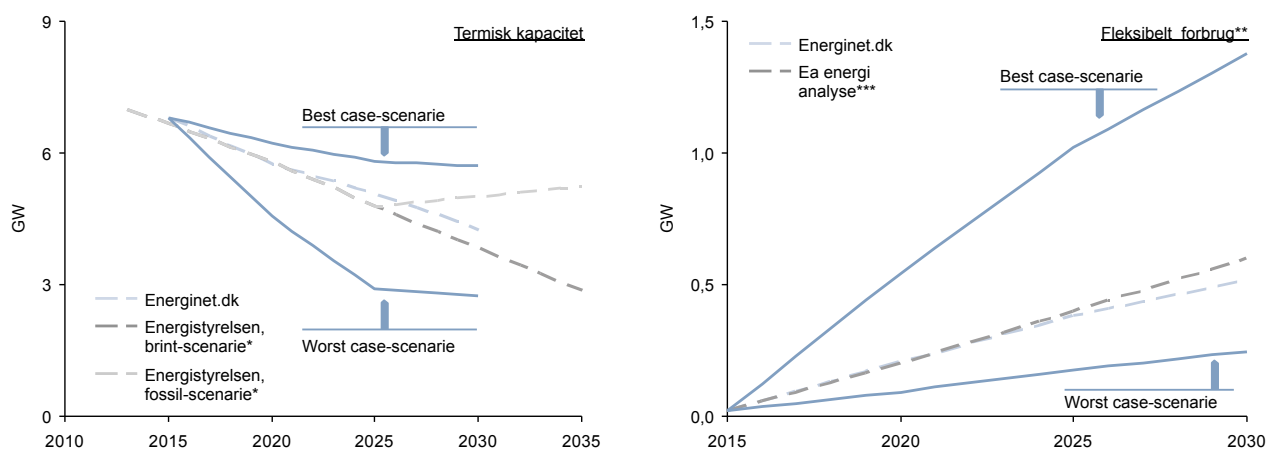
nomi og på baggrund heraf deres forventede bidrag i et best case- og worst case-scenarie. Det sker gennem variation i centrale parametre, som er identificeret gennem workshops med branchen, analyser samt tidligere undersøgelser (se tabel 7.1).¹⁹

I figur 7.1 ses det samlede resultat, hvor variationen i parametrene gør, at udfaldsrummet for den installerede kapacitet dækker tidligere publicerede fremskrivninger og scenariebetragtninger af kapacitetsudviklingen for kraftværker.

7.1.2 Udlandsforbindelser stiger fra 5,8 nominelle GW i 2015 til 6,5-9,4 GW i 2030²¹

Udlandsforbindelser er en central bidragsyder til at sikre effekttilstrækkeligheden, og det er derfor hensigtsmæssigt at inkludere den forventede rådighedskapacitet fra disse fremadrettet. Eksportrådighed til højprisområder som Tyskland, Holland og UK er med til at styrke aktørernes forretningsøkonomi og derigennem fastholde kapacitet i markedet, hvorimod import bidrager direkte til effektbalancen. Tabel 7.2. angiver de antagelser, som anvendes i best case- og worst case-scenarierne for relevante udlandsforbindelser.²² Der er dog i ENTSO-E-regi foreslået yderligere udlandsforbindelser, som ikke er medtaget her, da der ikke truffet en dansk beslutning omkring disse.

Figur 7.1 Installeret kapacitet fra termisk produktion og middeleffekten af fleksibelt elforbrug i best case- og worst case-markedsscenarierne frem til 2030



Note: Termisk kapacitet: værker ikke i drift er ikke medregnet; centrale og decentrale termiske værker herunder industrielle kraftvarmeværker og affalds-kraftvarme samt spidslastværker er medregnet. Fleksibelt elforbrug: indv. opvarmning, store varmepumper og elpatroner, elbiler, klassisk forbrug industri, service og bolig, procesvarme industri/service, power-to-gas

* Brint- og fossil-scenariet: data frem til 2025 er baseret på fremskrivninger, data for 2035 er scenarie betragtninger

** Fleksibelt elforbrug er opgjort som middel-effekten over året

*** Inkluderer industri, handel og service, herunder procesvarme og el til apparater. Der er anvendt samme 2015 værdi som Energinet.dk

Kilde: Energistyrelsen; Energinet.dk, EA Energianalyse; Quartz+Co analyse

¹⁸ Best og worst case-scenarierne er dannet på baggrund af realistiske antagelser for udviklingen i kapacitet med forbehold for eventuelle ekstreme afvigelser og dækker alle nuværende fremskrivninger. Best og worst case-scenarierne er ikke konsistentstjekket i forhold til økonomisk modsatrettede effekter. Scenarierne er skabt med effekttilstrækkelighed for øje, hvorfor eksempelvis mange varmepumper i best case har indirekte effekt på afbrydelighed. I fase 2 vil de modsatrettede effekter blive analyseret.

¹⁹ Foruden de nævnte parametre drives kapacitetsudviklingen også af støtteordninger såsom det lille grundbeløb for decentrale værker og graden af konkurrence fra udenlandske værker. Begge parametre behandles dog kvalitativt i forhold til modelberegningen.

²¹ Værdier angiver den nominelle importkapacitet. Vestdanmark-Østdanmark er ikke medregnet.

²² Der tages forbehold for, at forbindelserne i realiteten først er sikre, når de første spadestik bliver taget – typisk 2-3 år før idriftsættelse. Selv om investeringsbeslutningen bliver taget tidligere, kan projektet stadig blive afvist, hvis tilbuddene er for høje i forhold til, hvad business casen kan tåle. En investeringsbeslutning er selvfølgelig et stærkt signal om realiseringen af forbindelsen, men det er ikke en garanti.

Den nominelle rådighed på udlandsforbindelserne er derimod ikke altid repræsentativ for den aktuelle rådighed. Især rådigheden på eksport på Vestdanmark-Tyskland-forbindelsen er begrænset med gennemsnitligt 65 pct.²⁴, og der forekommer situationer, hvor der er væsentligt højere begrænsninger. Begrænsningerne skyldes primært, at tysk vindenergi har fortrinsret i det tyske netværk, hvilket reducerer muligheden for at eksportere el fra Danmark til Tyskland i perioder med stor vindproduktion i det nordlige Tyskland.

Ved beregning af effekttilstrækkeligheden tages der højde for nedetid på udlandsforbindelserne, som siden 2010 har svinget mellem 5 og 8 pct. alt efter typen af forbindelse. Dermed ligger pålideligheden af udlandsforbindelser på niveau med et typisk dansk kraftværk.

7.1.3 Fleksibelt elforbrug stiger fra 20 MW i 2015 til 250-1400 MW i 2030²⁵

Resultaterne fra workshops med branchen viser, i lighed med tidligere analyser, at øget aktivering af forbruget på sigt kan udgøre et stort bidrag til effekttilstrækkeligheden frem til 2030. Bidraget kan komme både fra større erhvervskunder, som er karakteriseret ved få enheder og et relativt højt forbrug samt fra mindre kunder som fx husholdninger, hvor forbruget pr. kunde er relativt lille.

På kort sigt er potentialet for fleksibelt forbrug i erhverv størst inden for vandhåndtering, fryselagre og gartnerier på grund af relativt færre tekniske barrierer. Engelske erfaringer viser dog, at innovative forretningsmodeller muliggør forbrugsaktivering af mange andre typer af forbrugere såsom hospitaler og servicevirksomheder. Udfordringen er gene-

relt at finde en balance mellem investering, afkast og risiko.

For de mindre forbrugere, herunder husholdninger, er der igangsat undersøgelser og indsatser fra fx ForskEL-projekter, Smart Grid-initiativer og engrosmodellen. De største udfordringer er, også her, at opnå en fornuftig balance mellem investering og afkast, med den særlige udfordring at der skal laves aftaler med forholdsmæssigt mange flere kunder for at opnå samme mængde.

Tabel 7.3 viser de centrale forudsætninger, som driver kapacitetsudviklingen i best case- og worst case-scenarierne. Foruden disse er installationsomkostninger og forretningskrav også centrale parametre, der dog ikke medtages modelteknisk men behandlet mere indgående i afsnit 2.1.1.

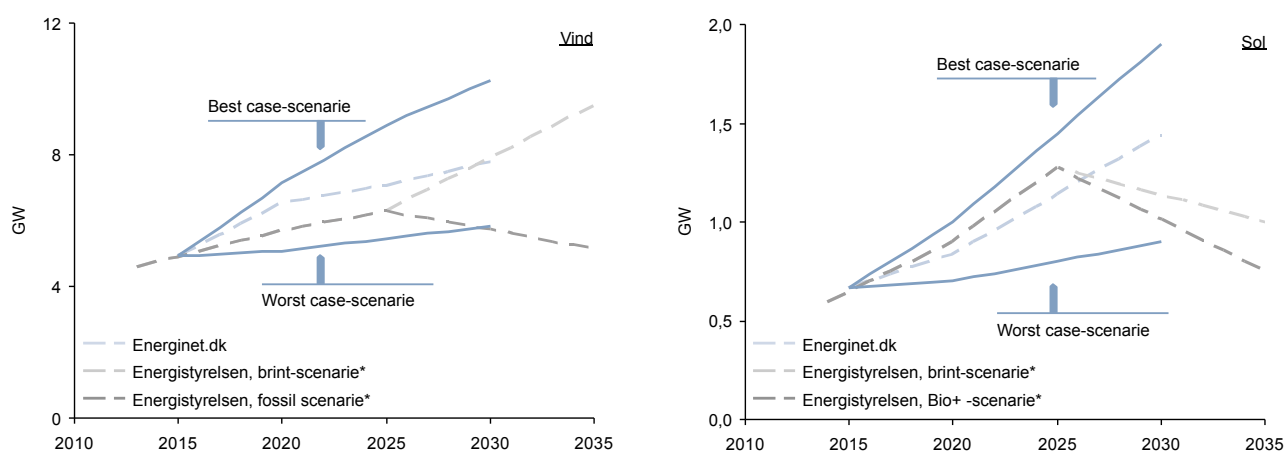
Figur 7.1 viser det samlede resultat i forhold til best case- og worst case-bidraget fra alle typer af forbrug.²⁷

7.1.4 Den nominelle kapacitet fra vind og sol stiger fra 5,6 GW i 2015 til 6,7-12,2 GW i 2030

Vind og sol er som nævnt fluktuerende energikilder, som ikke altid er tilgængelige, men ud fra en sandsynlighedsbaseret tilgang har de alligevel et bidrag til effekttilstrækkeligheden. En øget mængde vind bidrager således positivt til effekttilstrækkeligheden, og fremadrettet kan en mindre korrelation i vindforholdene understøtte effekttilstrækkeligheden yderligere – blandt andet gennem nye placeringer af land, kyst og offshore vindmøller i Danmark og nabolandene.

Den øgede vindkapacitet har også en indirekte negativ effekt på andre producenters forretningsøkonomi, da elpriserne i perioder med store udbud er lave på grund af mar-

Figur 7.2 Nominel kapacitet fra vind og sol i forhold til best case- og worst case-markedsscenarierne frem til 2030



* Brint-, fossil og bio+-scenariet: data frem til 2025 er baseret på fremskrivninger, data for 2035 er scenarie betragtninger
Kilde: Energistyrelsen; Energinet.dk; Quartz+Co analyse

²⁴ Baseret på perioden 1. maj 2013 til 30. april 2014.

²⁵ Opgivet som middeleffekten over året. Stigningen i fleksibelt forbrug i best case-scenariet drives i stor udstrækning af en øget elektrificering.

²⁷ Det er centralt at understrege, at den viste forbrugsfleksibilitet er for en kortere afbrudsperiode, hvorfor potentialet for afbrydelighed særligt på længere sigt baseret på 10-årige vindserier, indikerer et behov for længere afbrudsperioder. Dermed kan der være en risiko for, at det langsigtede potentiale for fleksibelt forbrug er lavere. Det skal dog ses i sammenhæng med, at potentialet ikke er tilbunds gående knyttet til varigheden af afkoblingen, da det først behandles i de kommende faser.

ginalomkostningerne til vind – noget som dog kan komme forbrugerne til gavn. Ved overudbud af vindenergi er der nogle indpasningsmæssige komplikationer, der blandt andet oprinder i nuværende støtteordninger, der foranlediger ikke-markedsbaseret produktion (se afsnit 2.1.2). Den samlede mængde vindkapacitet, der skal indpasses, er i høj grad afhængig af politiske beslutninger på nationalt og internationalt niveau. Tabel 7.4 viser de centrale forudsætninger, som driver kapacitetsudviklingen for vind i best case- og worst case-scenarierne.

Figur 7.2 viser det samlede resultat i forhold til best case- og worst case-bidraget fra vind og sol.

Best case-scenariet for sol antager, at der udbygges med kapacitet grundet fortsatte støtteordninger, hvorimod worst case-scenariet antager, at der ikke kommer øget incitament for udrulning.

Tabel 7.1 Antagelser for kraftværker i forhold til best case- og worst case-markedsscenarierne

Kraftværker	Best case-scenarie	Worst case-scenarie
Varmeaftaler	Omlægning til biomassebaseret produktion med bevarelse af elproduktionskapaciteten	Hurtig omlægning til biomasseproduktion med ingen/lavere elproduktionskapacitet samt skrotning af værker på grund af manglende rentabilitet
Prisniveau	Stigning i gns. prisen til 76 EUR/MWh i 2030, jf. scenarier fra Dansk Energi drevet af strammere kapacitetsbalance og højere CO ₂ -pris	Konstant niveau svarende til nuværende på 36 EUR/MWh i 2030
Prisvolatilitet	Udsving på op til 46 pct. af gennemsnitsprisen i 2030, jf. scenarier fra Dansk Energi	Konstante udsving på ca. 14 pct. af gennemsnitsprisen til 2030
Støtte til decentral produktion	Grundbeløbet bortfalder som planlagt. Treledstariffen fortsætter efter 2018	Grundbeløbet bortfalder som planlagt. Bortfald af treledstariffen efter 2018 og lukning af 400 MW decentral kraftværkskapacitet
Kapacitet understøttet af Energinet.dk ²⁰	I alt 1.000 MW	I alt 600 MW

Tabel 7.2 Antagelser for udlandsforbindelser i best case- og worst case-markedsscenarierne²³

Forbindelse	Best case-scenarie	Worst case-scenarie
COBRACable	Første driftsår i 2019 med en nominel kapacitet på 700 MW	Første hele driftsår i 2022 med en nominel kapacitet på 700 MW
Vestdanmark-Tyskland	Udbygning med østkystopgraderingen idriftsættes i 2018, og udbygning med vestkystopgraderingen idriftsættes i 2025, hvilket giver en samlet nominel kapacitet på 3 GW	Forsinkelse af netudbygning på grund af den politiske situation i Tyskland til efter 2030 svarende til nominel kapacitet på 1.780 MW (eksport) og 1.500 MW (import)
Viking Link	Første hele driftsår i 2024 med en nominel kapacitet på 1.000 MW	Investering foretages ikke
Kriegers Flak	Første hele driftsår i 2019 med en nominel kapacitet på 400 MW	Investering foretages ikke

²⁰ Antagelsen om fordelingen af kapacitet, som er understøttet af Energinet.dk mellem henholdsvis best og worst case-scenariet, er baseret på et effektivitetsstrækkeligheds perspektiv, hvor best case således sikrer mest mulig effekt. Det vurderes, at en modsat fordeling af kapacitet mellem scenarierne vil have en begrænset effekt på FSI-beregningerne og kan inkluderes som en følsomhedsanalyse i fase 2.

Tabel 7.4 Antagelser for vind i forhold til best case- og worst case-markedsscenarierne

Vindenergi	Best case-scenarie	Worst case-scenarie
Støtteordninger	Forsat tilsvarende støtteniveau – fx samme PSO-afgift efter 2020	EU-bestemt udløb af PSO-afgiften efter 2020 sænker incitamentet til repowering og nybyggeri
Opstilling af parker, jf. energiaftalen	Horns Rev på 400 MW idriftsættes i 2020 og Kriegers Flak på 600 MW i 2022, jf. energiaftalen og yderligere 400 MW fra Horns Rev i 2024-2025. Samtidig idriftsættes 400 MW havmøller i Jammerbugten fra 2026-2027, 200 MW ved Ringkøbing i 2030. Idriftsættelse af 400 MW kystnære møller, jf. energiaftalen frem til 2030 og 50 MW pr. år uden for udbud på grund af afregning tilsvarende landvind. 100-150 pct. repowering af landmøller på grund af større kapacitet i nye møller samt udbygning med barmarksprojekter på 50 MW pr. år	Opførelse af offshoreparken på Horns Rev i 2020 med 400 MW gennemføres, men Kriegers Flak, Jammerbugten og Ringkøbing samt yderligere udbygning på Horns Rev udsættes til efter 2030. Ingen etablering af kystnære møller uden for udbud. 75 pct. repowering af landvind frem til 2030 samt lav udbygning med barmarksprojekter
Elektrificering	Se forbrug, Tabel 7.3	Se forbrug, Tabel 7.3
Cost of Energy	35 pct. reduktion i CoE for offshore vindmøller fra 2020. Onshore forbliver det samme	Konstant CoE-niveau efter 2020 sænker investeringsincitamenterne i havmøller

Tabel 7.3 Antagelser for forbrug i forhold til best case- og worst case-markedsscenarierne

Forbrug	Best case-scenarie	Worst case-scenarie
Måleenheder	Udrulning af timemålere pr. 2020 til alle enheder	Udrulning af timemålere pr. 2025 til alle enheder
Afregningsmetode	Alt forbrug er timeafregnet fra 2020	Fortsat skabelonafregning for 70 pct. frem til 2030 for B2C
Elektrificering ²⁶	Udrulning af 200 MW flere store varmepumper, 280 MW flere elkedler, 160 pct. flere indv. varmepumper, 50 pct. flere elbiler end i Energinet.dk's analyseforudsætninger i 2030	Udrulning af 260 MW færre store varmepumper og 110 MW færre elkedler, 40 pct. færre indv. varmepumper, 50 pct. færre elbiler end i Energinet.dk's analyseforudsætninger

²³ De opgivne kapaciteter angiver nominel eksport og import, hvis ikke yderligere er specificeret. I FSI-modelleringen er anvendt en begrænset rådighed på Vestdanmark-Tyskland-forbindelsen som angivet i note 8 for både best og worst case-scenariet.

²⁶ Angiver den installerede kapacitet. I forhold til analysen over udviklingen i fleksibelt forbrug frem til 2030 anvendes middeleffekten over året.

