



MARKEDS- MODEL 2.0

Teknisk baggrundsrapport

Forord



*Af Søren Dupont Kristensen, direktør for
Systemudvikling og Elmarked i Energinet.dk*

Elmarkedet skal fremtidssikres

Et velfungerende elmarked er helt afgørende, for at vi på en og samme tid kan sikre konkurrence, innovation og sikker elforsyning til borgere og virksomheder. Det er ca. 15 år siden, elmarkedet blev liberaliseret, og store skridt blev taget i retning af et frit og grænseoverskridende marked. Men verden og elsystemerne ændrer sig. Vedvarende energi fylder i dag meget mere.

Det betyder, at vi skal fremtidssikre rammer og regler, så vi også de næste 10-15 år sikrer, at der bliver udviklet tidssvarende forretningsmodeller, der skaber værdi hos elsystemets kunder – blandt andet i form af en fortsat høj forsynings-sikkerhed, selv om meget mere strøm kommer, som vinden blæser.

Derfor tog Energinet.dk i 2014 initiativ til Markedsmodel 2.0-projektet. Hele branchen har taget imod invitationen og ivrigt bidraget til at analysere udfordringer og finde løsninger. Der er god grund til at takke brancheorganisationer, producenter, forbrugerinteresser, myndigheder og mange andre for konstruktive bidrag. Den færdige rapport afspejler i den grad det store samarbejde.

Resultaterne viser, at der er tre hovedområder, hvor der er brug for ændringer.

1. Om cirka ti år vil det forventeligt ikke være muligt at opretholde samme høje forsynings-sikkerhed i Østdanmark med de nuværende markeds-rammer.
2. Der er brug for ændringer for at aktivere forbrugerne og gøre efterspørgslen i markedet mere fleksibelt, så vi bruger mere strøm, når det blæser, og forsyningen er rigelig og tilsvarende mindre, når der er knaphed i systemet.
3. Efterhånden som flere kraftværker lukker eller kører i færre og færre timer, vil de kritiske egenskaber, som kraftværkerne i dag leverer, ikke naturligt blive leveret sammen med energiproduktionen. Øget markeds-gørelse af disse egenskaber vil kunne sikre, at de også er der i fremtiden.

I offentligheden handler meget af debatten om det første punkt: Er der strøm i stikkontakterne på den kolde, vindstille vinterdag? Men det er vigtigt ikke at overse, at markedet også sætter rammerne for konkurrence og udvikling. Flere

aktører peger på, at elmarkedet på mange måder står foran samme udvikling, som telesektoren har gennemgået, hvor der på få år er kommet nye spillere og mange flere ydelser og produkter, forbrugerne kan vælge mellem. Det er umuligt på forhånd at forudsige, hvad der bliver fremtidens forretningsmodeller. Eksisterende og nye aktører skal definere værdipakkerne overfor kunderne. Energinet.dk skal i samarbejde med branche og myndigheder sikre mulighederne og fjerne unødige begrænsninger.

Markedsmodel 2.0-løsningerne er et væsentligt bidrag og vil inspirere omkring os. Danmark har verdensrekord i at håndtere svingende vindproduktion i elmarkedet og er derfor på forkant med udfordringer og løsninger. Men resten af Europa har taget hul på diskussionerne om fremtidens marked, og Markedsmodel 2.0-løsningerne falder fint i tråd med både det, som nabolande overvejer, og Europa-Kommissionens forslag til en Energiunion.

Vi har sammen med elsektorens interessenter set frem mod 2030, men ved også, at vi ikke har løst alle problemer de næste 15 år. Verden ændrer sig konstant. I dag har vi 40 pct. vindenergi i vores elsystem, om fem år 50 pct. og derefter sandsynligvis meget mere. Det giver nye muligheder og skaber nye udfordringer. Der bliver derfor også over de kommende år behov for at ændre på rammer og regler, så markedet fortsat sikrer konkurrence, innovation og sikker forsyning.

Indhold

1.	Executive summary	5
1.1	Udfordringerne for den nuværende markedsmodel.....	6
1.2	Anbefalinger til Markedsmodel 2.0	8
2.	Udfordringer og løsningsrum.....	12
2.1	Rammer for den nuværende markedsmodel.....	12
2.2	Forventet markedsudvikling i 2015-2030	17
2.3	Løsningsmuligheder	29
2.4	Afgrænsninger	29
3.	Tilpasning af den nuværende markedsmodel.....	31
3.1	Formål	31
3.2	Markedsgørelse og aflønning af funktionalitet.....	33
3.3	Optimering af balancemarkedet.....	38
3.4	Forøget fleksibel forbrugsafkobling.....	50
3.5	Hævet prisloft	61
3.6	Opgørelse af effekterne ved tilpasning af nuværende markedsmodel	64
4.	Effektløsning A: Strategisk reserve	66
4.1	Formål	66
4.2	Varianter af en strategisk reserve	66
5.	Effektløsning B: Kapacitetsmarked	71
5.1	Formål	71
5.2	Kendetegn ved et centralt og decentralt kapacitetsmarked	71
5.3	Erfaringer fra udlandet set med danske briller	73
5.4	Markedsoptimerende tiltag og kapacitetsmarkedet.....	77
5.5	Overordnede designparametre	77
6.	Konsekvensvurdering af effektløsningerne.....	85
6.1	Karakteristika ved de forskellige effektløsninger	85
6.2	Vurdering af klassisk strategisk reserve og kapacitetsmarked....	87
6.3	Vurdering af strategisk reserve med varme.....	96
6.4	Evaluerings på tværs af kriterierne.....	98
7.	Opfølgning på hovedinitiativer efter fase 2.....	101
7.1	Initiativer i forhold til funktionalitet.....	101
7.2	Initiativer i forhold til balancemarkedet og udvikling af markedet til handel tættere på driftsøjeblikket	101
7.3	Nedbrydelse af barrierer for fleksibelt forbrug	102
7.4	Hævelse af prisloft.....	103
7.5	Effekt – afgrænset kapacitetsbetaling og infrastruktur.....	103
7.6	Specialregulering	103
8.	Appendiks.....	113
8.1	Bilag til kapacitetmarked	113
8.2	Bilag til kapacitetsfremskrivninger og konsekvensanalyser	120
8.3	Bilag til fleksibel forbrugsafkobling	134
8.4	Bilag til klare prissignaler.....	149
8.5	Bilag til decentral kapacitetsudvikling	155
8.6	Bilag: Konsekvensanalyser	157
8.7	Deltagere i projektet	163
8.8	Ordliste	166

1. Executive summary

Danmark er godt på vej med den grønne omstilling i elsystemet, hvilket gradvist ændrer det fundament, som elmarkedet oprindeligt blev skabt på. Ved liberaliseringen var elproduktionen overvejende baseret på store kraftværker. I dag er der på nogle tidspunkter kun få kraftværker i drift, fordi elproduktionen leveres fra sol og vind eller fra udlandet via udlandsforbindelserne i et europæisk elmarked, der kobles stadig tættere sammen.

Denne udvikling har – sammen med andre årsager – blandt andet historisk overkapacitet – resulteret i nedlukning af danske kraftværker. De resterende kraftværker er i gang med at omstille sig til de ændrede markedsvilkår fx ved i højere grad at basere deres forretningsmodel på afsætning af varme fremfor el. Markedsvilkårene med lavere priser og færre driftstimer vil dog fortsat presse kraftværkerne og mindske incitamentet til ny- og reinvesteringer. Det forventes derfor, at elmarkedet forandres, så der fra 2020 vil være større elproduktion fra vind og sol end fra tilbageværende termiske værker. Frem mod 2030 ventes den regulerbare termiske kapacitet at falde til en tredjedel af den i dag installerede effekt

Den grønne omstilling er også i gang i det øvrige Europa og medfører også her udfordringer for kraftværkerne. Europa-Kommissionen vil med sit forslag om en Energiunion tage det indre marked for energi et skridt videre: Mere forpligtende europæisk og regionalt samarbejde og bedre grænseoverskridende infrastruktur. Forslaget peger også på, at der er brug for et nyt elmarkedsdesign, der skal understøtte konkurrence og en effektiv omstilling til mere vedvarende energi, involvere forbrugerne og samtidig sikre forsyningssikkerheden, blandt andet mener Europa-Kommissionen, at landene i højere grad skal dele backup-kapacitet. Ligeledes igangsatte det tyske Økonomi- og Energiministerium sidste år en proces, der skal munde ud i en videreudvikling af det tyske elmarked.¹

Med afsæt i de forandringer som det danske elmarkedet gennemgår, og under skelen til de europæiske rammer, har Energinet.dk igangsat projektet Markedsmodel 2.0. Formålet med projektet er at skabe rammerne for samfundsøkonomisk effektive løsninger, der:

- Sikrer et sundt investeringsklima for produktionskapacitet og fleksibelt forbrug, der er nødvendigt for at fastholde forsyningssikkerheden på det nuværende niveau, så Danmark fortsat er i den europæiske top. Konkret er det Energinet.dk's målsætning, at den gennemsnitlige elforbruger maksimalt skal opleve 5 afbrudsminutter i gennemsnit årligt som følge af effektmangel.
- Bidrager til bedre indpasning af vedvarende energi i alle markederne.
- Sikrer internationalt compatible markeds løsninger, som tager højde for tiltag i nabolande.

Markedsmodel 2.0-projektet har set meget bredt på udfordringerne. Oftest er det spørgsmålet om effekt – og ændringen i kraftværkernes hidtidige forretningsmodel – der har fyldt i den offentlige debat. Andre markeds mekanismer i elmarkedet er dog lige så vigtige – for at sikre en omkostningseffektiv grøn om-

¹ Arbejdet er netop blevet tilendebragt med offentliggørelsen af en hvidbog den 3. juli 2015.

stilling. På baggrund af de analyserede udfordringer kommer projektet med en række anbefalinger til den fremtidige markedsmodel.

1.1 Udfordringerne for den nuværende markedsmodel

Undersøgelserne i fase 1 og fase 2 viser, at det er nødvendigt at opdatere den danske markedsmodel for el til en fremtid, hvor energien i højere grad leveres fra fluktuerende energikilder i et dansk og europæisk elsystem. Mere konkret består udfordringen for markedsmodellen ved i fremtiden at sikre:

- Tilstrækkelig **funktionalitet** til at opretholde den tekniske kvalitet i elsystemet i takt med at stadig færre kraftværker er i drift i kortere eller længere perioder. Funktionaliteten udgør de "kritiske egenskaber", som er nødvendige for at sikre elsystemets drift.
- Tilstrækkelig **fleksibilitet** fra kraftværker, producenter af vedvarende energi og forbrugere i et stadig mere volatilt elsystem via effektive markeder, hvor planlægning og prognoser bliver udfordret af fluktuerende energikilder.
- Tilstrækkelig **effekt** ("elkapacitet") til at dække forbruget når produktionen fra vind og sol er lav.

Udfordringer for at sikre funktionalitet

Funktionalitet er kritiske egenskaber, som Energinet.dk skal bruge til at sikre opretholdelse af elsystemets overordnede funktion. Den samlede mængde af funktionalitet tilvejebringes i dag via tre veje:

1. **Tekniske forskrifter** der beskriver krav, som anlæg skal opfylde som en betingelse for tilslutning til elsystemet.
2. **Systemydelse** der er ydelser, som Energinet.dk indkøber markedsbaseret.
3. **Energinet.dk's egne anlæg** fx synkronkompensatorer og nyere DC-forbindelser.

Kravene i de tekniske forskrifter til anlæg opfyldes i dag som udgangspunkt vederlagsfrit, selvom aktivering i nogle tilfælde bliver økonomisk kompenseret. Disse funktionaliteter består først og fremmest af krav til tekniske egenskaber (fx spændingsregulering, frekvensregulering, dynamik og arbejdsområde for et produktionsanlæg) og også af krav til driftsfleksibilitet og indrapporteringskrav.

Det er forskellige funktionaliteter, de enkelte produktionsanlæg (kraftværker, vindmøller, solceller) kan levere. De centrale kraftværker leverer i dag de fleste af de efterspurgte funktionaliteter. Ved færre driftstimer på de centrale værker er det nødvendigt at gentænke den nuværende model for fortsat at sikre leveringen og rådigheden af funktionalitet med henblik på at sikre en samfundsøkonomisk, effektiv opretholdelse af den tekniske funktionalitet i elsystemet.

Der er i projektet skitseret en model, som sigter mod at gøre relevante krav til funktionalitet, der i dag skal leveres vederlagsfrit via tekniske forskrifter, til markedsgjorte ydelser eller til ydelser, der indkøbes og afregnes til regulerede priser. Sidstnævnte kan være en løsning, hvis der ikke kan skabes tilstrækkelig konkurrence. Der vil dog også fortsat være krav til funktionalitet, der vederlagsfrit stilles til rådighed i henhold til de tekniske forskrifter.

Det skal fremhæves, at en fremtidig løsning naturligvis skal designes med respekt for de nye europæiske netværkskoder.

Udfordringer med fleksibilitet

Der er identificeret en række forhold i markedsdesignet, som skævvrider prisdannelsen og herved negativt påvirker incitamenter til at agere fleksibelt både for produktions- og forbrugssiden.

I forhold til fleksibilitet for produktionssiden er de overordnede udfordringer hhv. en skævvridning i afregning af ubalancer for produktionssiden i forhold til forbrugssiden, tidshorizonten for handel på engrosmarkederne, samt at Energinet.dk's reserveindkøb ikke er tilpasset fremtidens markedsdesign.

Den nuværende differentiering af afregning af ubalancer mellem produktions- og forbrugssiden skævvrider incitamenterne for at være i balance. For produktionsiden betyder det, at det er dyrere for aktørerne at have ubalancer, end det koster at udligne ubalancerne, mens dette ikke gælder for forbrugssiden. Dette skaber uhensigtsmæssige incitamenter og fører til suboptimeringer.

Under nuværende markedsmodel lukker markedet for handlen 1-2 timer før leveringstidspunktet til forbrugerne. Dette er mindre problematisk for producenter af fleksibel elproduktion, fx termiske værker, men udgør en væsentlig udfordring for producenter af fluktuerende vedvarende energi, fx sol og vind, da disse aktører kan have væsentlige prognosefejl indtil ganske kort tid før leveringstidspunktet.

Energinet.dk's nuværende principper om indkøb af reserver er baseret på N-1 princippet – udfald af største enhed. Med et fremtidigt marked, som primært består af energi fra sol og vind, med større prognosefejl end de traditionelle kraftværker, kan der opstå flere ubalancer i systemet. Derfor er det hensigtsmæssigt at analysere fremtidens principper for reserveindkøb.

Derudover er der afdækket en række konkrete udfordringer. Fx er effektubalanceafregning mindre transparent, og de samme regler gælder ikke for alle aktører; kravet om balance før driftsdøgnet håndhæves ikke i dag, og er ikke i harmoni med stigende VE-mængder, som iboende har potentielt store prognoseusikkerheder i forhold til day-ahead-planlægning; og specialregulering, som forstyrrer prissignalerne i regulerkraftmarkedet, idet der aktiveres energi på markedet, som ikke påvirker fastsættelsen af markedsprisen.

I forhold til fleksibilitet for forbrugssiden er der identificeret en række barrierer for at udnytte potentialet i fleksibel forbrugsafkobling i situationer med presset effektsituation. *For det første* mangler aktører (fx forbrugere, elhandlere og balanceansvarlige) viden om mulighederne for at agere fleksibelt på markedet. *For det andet* er der identificeret en række adgangsbarrierer for tredjepartsaggregators indtræden på markedet, fx høje transaktionsomkostninger ved at indgå kontrakt med mange forskellige forbrugsbalanceansvarlige. *For det tredje* er der en række krav og regler, som forhøjer de direkte omkostninger ved at handle med fleksibelt forbrug. *For det fjerde* betaler mange forbrugere i dag ikke den faktiske omkostning ved at forbruge strøm i timer, hvor prisen rammer det fastsatte prisloft på 3.000 EUR pr. MWh.

Udfordringer med at sikre tilstrækkelig effekt

Udviklingen med den grønne omstilling har ført til, at elproduktionen har ændret karakter fra overvejende at være baseret på store kraftværker, som både producerer el og varme, til i højere grad at være baseret på el fra vind- og solenergi, som kun producerer el. Da vind- og solenergi ikke er regulérbar, rummer denne udvikling en udfordring i forhold til elforsyningssikkerheden: At løbende

have tilstrækkelig elproduktion til at dække efterspørgslen. En tilstødende udfordring er, om der er en plads til samproduktion af el og varme i et marked domineret af elproduktion fra vedvarende energi.

Denne udfordring er ikke unik for Danmark. Flere lande har reageret ved at beslutte at indføre støtte til kapacitet, fx egentlige kapacitetsmarkeder i UK, Frankrig og Italien, mens andre har besluttet at indføre andre former for kapacitetsbetalinger fx såkaldte strategiske reserver i Sverige, Finland, Belgien og Tyskland.

Analyserne i denne rapport peger på, at Danmark – mere specifikt Østdanmark – vil stå over for et stigende behov for at sikre effekt frem mod 2030. På den helt korte bane er der identificeret et effektbehov, som mødes af en allerede besluttet strategisk reserve for Østdanmark på 200 MW i perioden 2016-2018. I 2019 forventes Kriegers Flak at afhjælpe dette effektbehov ved at øge mulighederne for at levere effekt fra Tyskland til Østdanmark. Fremadrettet peger fremskrivningerne på, at der fra 2025 vil kunne opstå et begyndende effektbehov på under ca. 50 MW, stigende til ca. 200-250 MW i 2030.

Fremskrivninger af forretningsgrundlaget for elkapacitet er naturligvis behæftet med stor usikkerhed, da forretningsbetingelserne (både markedsforhold og regulatoriske forhold) kan ændre sig grundlæggende over tid.² Energinet.dk har foretaget en række følsomhedsanalyser, der peger på, hvor meget dette effektbehov vil kunne stige, hvis en række 'negative' markedsbegivenheder indtræffer. Eksempelvis vil en fortsættelse af de nuværende lave elpriser til 2020 kunne øge effektbehovet i 2030 fra ca. 200 MW i basisfremskrivningen til ca. 350 MW. Der kan tilsvarende indtræffe 'positive' markedsbegivenheder, der reducerer effektbehovet.

Udfordringen for effekttilstrækkelighed i Danmark handler ikke om, at der som udgangspunkt er for lidt elproducerende kapacitet til at dække vores elforbrug, da den massive vindudbygning også bidrager til at løfte den samlede elkapacitet. Udfordringen består i, at der i relativt få situationer vil være behov for en reserve af kapacitet til at kompensere, når vinden ikke blæser.

1.2 anbefalinger til Markedsmodel 2.0

I denne rapport anbefales en række tiltag til at adressere ovenstående udfordringer. En række af tiltagene kan ses som en tilpasning af den nuværende markedsmodel, og andre tiltag er specifikke løsninger målrettet et eventuelt effektbehov. Anbefalingerne er udarbejdet under hensyn til den tilsvarende europæiske dagsorden beskrevet ovenfor.

1.2.1 Funktionalitet (kritiske egenskaber)

Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk laver en analyse, der præcist skal afdække, hvilke tekniske, kritiske egenskaber og funktionaliteter der bliver behov for i det fremtidige system, og i hvilket omfang. På baggrund af analysen arbejdes der på, at behovene markedsføres, afregnes eller forsat dækkes vederlagsfrit. Løsningsforslagene skal være i overensstemmelse med de fælles europæiske network codes.

² Hertil kommer den beregningsmæssige usikkerhed.

1.2.2 Flexibilitet

I forhold til fleksibilitet vil Energinet.dk tage de første skridt til at fremtidssikre balancemarkedet ved at justere de rammer, som forårsager uhensigtsmæssig markedsdynamik. Energinet.dk anbefaler³:

- Energinet.dk arbejder på at tilpasse markedsforskriften om balance før driftsdøgnet, fordi den går imod principperne om at bringe handlen tættere på driftsøjeblikket. Praksis er allerede i løbet af de seneste år blevet blødt op, så kravet ikke længere fremstår som en "pligt", men en "service".
- At Energinet.dk arbejder på, at reglerne omkring effektubalanceafregning forsimples og ændres, så det bliver nemmere for aktører at handle. Ændringerne i effektubalanceafregningen skal koordineres med det arbejde, der allerede er i gang i nordisk regi om udvikling af markedet for automatiske reserver.

For yderligere at øge fleksibiliteten i elmarkedet vil Energinet.dk i samarbejde med de nordiske TSO'er vurdere muligheden for at tilpasse konceptet for balancemarkedet. Dette arbejde iværksættes på lidt længere sigt. Energinet.dk anbefaler:

- At Energinet.dk sammen med de nordiske TSO'er arbejder på at indføre handel tættere på driftsøjeblikket. Det er i tråd med de network codes, som sideløbende er ved at blive udarbejdet i EU.⁴
- At Energinet.dk arbejder på, i samarbejde med de nordiske TSO'er, at ensrette ubalanceafregningen. Priser på ubalancer skal som udgangspunkt afspejle den marginale omkostning til håndtering af ubalancer. Energinet.dk vil arbejde på en énprismodel. Udviklingen i balancemarkedet skal ses i sammenhæng med Energinet.dk's indkøb og brug af reserver, herunder prissætningen af reserverne i markederne samt størrelsen på ubalancer. Arbejdet skal ske under hensyntagen til de øvrige markedsdesignændringer, og i tråd med network codes, som sideløbende udvikles i EU.
- At principperne og metodikken omkring specialregulering gøres mere transparente over for markedsaktørerne – arbejdet er allerede i gang.
- At Energinet.dk afventer resultatet af et dansk-tysk pilotprojekt om at koble regulerkraftmarkederne tættere. De kan på sigt overflødigsgøre behovet for noget specialregulering.
- At Energinet.dk tager reglen om specialregulering op til vurdering i nordisk regi, evt. med henblik på at fjerne den. Ændringerne skal laves i overensstemmelse med det arbejde til ændrede netværkskoder, der sideløbende sker i EU regi.

Sideløbende fokuseres på at aktivere fleksibelt forbrug. Energinet.dk foreslår:

- At Energinet.dk i dialog med branchen arbejder videre med at fastlægge rammer og skabe grobund for en tredjepartsaggregator. Fx ved at reducere adgangsbarriererne og løbende omkostninger til aggregering. Erfar-

³ Såvel revurdering af kravet om balance før driftsdøgnet som ændringer i afregningen af ubalancer skal ses i sammenhæng med ønsket om på længere sigt at udvikle markedet til handel tættere på realtid.

⁴ At markedsarkitekturen i højere grad skal kunne operere med handel tættere på leveringsøjeblikket er en af konklusionerne i den tyske hvidbog.

ringer fra Storbritannien og det øvrige udland inddrages i vurderingen. Derefter kan Energinet.dk tilpasse forskrifterne til tredjepartsaggregatorer. Ændringerne skal godkendes af Energitilsynet.

- At Energinet.dk i internationalt regi arbejder på at ændre regler, der vil gøre markedet mere tilgængeligt for fleksibelt forbrug. Det er vigtigt, at evt. tiltag koordineres med det arbejde, der foregår i vores øvrige nabolande.
- At Energinet.dk støtter op om initiativer i branchen, der understøtter øget fleksibilitet. Det kan fx være temadage, kurser, besøg hos relevante aktører mv. for at opbygge viden om fleksibelt forbrug hos forbrugere, virksomheder, bygningsejere og elleverandører mv.

Herudover vil Energinet.dk sammen med sine europæiske TSO-kolleger arbejde for at gøre prisdannelsen i elmarkedet mere fri ved at hæve prisloftet i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet.⁵

Energinet.dk foreslår:

- At Energinet.dk arbejder for at hæve prisloftet fra 3.000 EUR pr. MWh til et niveau, der i højere grad afspejler forbrugernes reelle værdi af strøm. Det skal undersøges nærmere, hvilket prisloft der vil være det rigtige. Danmark kan ikke isoleret hæve prisloftet. Det skal foretages i fællesskab med landene i det priskoblede område, men tendenser i flere lande, blandt andet Tyskland og Frankrig, peger allerede i den retning.

1.2.3 Effektløsninger

Ved at hæve prisloftet i spot- og regulerkraftmarkedet kan elproducenters økonomiske grundlag forbedres, hvilket potentielt kan reducere sandsynligheden for effektmangel ved at fastholde mere kapacitet i markedet. Betalingen gennem et hævet prisloft vurderes at være en mindre sikker indtjeningskilde for producenter, idet den som udgangspunkt optræder ganske få gange om året. Der vil også være stor usikkerhed om antallet af gange, indtjeningen falder, og det vil i høj grad afhænge af en række usikre forhold om fremtidig energipolitik, kapacitet på udlandsforbindelser mv. For kapitalintensive anlæg vil denne ekstrabetaling forventeligt betyde forholdsvis lidt, i hvert fald indtil gentagne situationer med effektbehov måtte indtræffe og gøre ekstrabetalingen mere sikker. Oveni dette forbedrede økonomiske grundlag kommer, at de øvrige tilpasninger af den nuværende markedsmodel i forhold til funktionalitet og fleksibilitet ligeledes vil kunne gøre det mere attraktivt at producere el, og dermed potentielt fastholde mere kapacitet. I tilfælde af at der alligevel måtte opstå en situation med effektmangel, har Markedsmodel 2.0 vurderet to forskellige effektløsninger: En strategisk reserve (klassisk variant og varmevariant) og et kapacitetsmarked.

Analyserne i Markedsmodel 2.0 peger på, at en strategisk reserve vil være den bedste måde at håndtere de forventede behov på. En strategisk reserve er en afgrænset, målrettet betaling for at fastholde kapacitet og er derfor en mindre vidtgående løsning. Samtidig er det et fleksibelt instrument, der relativt hurtigt kan skrues op og ned for, i takt med at behovet opstår.

Etablering af et kapacitetsmarked vil være en større og mere vidtgående ændring af markedet. Et kapacitetsmarked fungerer ved siden af det almindelige spotmarked og tilbyder en ny betalingsstrøm til aktører i markedet. I et capaci-

⁵ At fjerne restriktioner på prisdannelsen i elmarkedet er også en af de væsentlige anbefalinger i den tyske hvidbog.

tetsmarked aflønnes de aktører, som på forhånd kan vurderes at kunne leve op til en række krav om at være til stede og producere i eventuelle pressede situationer, hvilket også omfatter fleksibel forbrugsafkobling. Samtidig påvirker et kapacitetsmarked konkurrencen i nabolandene.

Netop derfor anbefaler Europa-Kommissionen, at en sådan løsning skal tænkes ind i en bredere regional sammenhæng. Da Tyskland og Sverige går en vej med strategiske reserver, er der også af den grund god fornuft i, at Danmark ikke isoleret forfølger en vej mod et kapacitetsmarked.

Danmark adskiller sig fra resten af Europa ved at have mange kraftvarmeværker, der producerer både varme og el. Derfor har projektet analyseret en særlig variant af en strategisk reserve, som gør det muligt, at et kraftværk fortsat kan agere i varmemarkedet, samtidig med at det deltager i en strategisk reserve. Analyserne peger på, at både fordelene og ulemperne ved den model afhænger meget af, hvilke kraftværker der på det helt konkrete tidspunkt byder sig til en strategisk reserve. Derfor anbefales det, at man kigger på modellen igen, når det måske igen bliver aktuelt at etablere en strategisk reserve.

Markedsmodel 2.0-analyserne peger på, at betalingerne fra forbrugere til producenter i et kapacitetsmarked vil kunne udgøre ca. 750 mio. kr. årligt – stigende til mere end tre gange så meget, hvis udenlandsk kapacitet skal kunne modtage danske kapacitetsbetalinger. Årsagen er, at Danmark derved skal betale for den kapacitet, der i dag stilles til rådighed over udenlandsforbindelserne via elmarkedet. En strategisk reserve på Sjælland forventes at medføre betalinger fra forbrugere til producenter på op til 60 mio. kr. stigende til 100 mio. kr. årligt, hvis tingene udvikler sig mere negativt end forventet. Betalingerne er ikke udtryk for den samfundsøkonomiske omkostning, der vil være lavere.

Energinet.dk anbefaler:

- Der arbejdes på at anvende en strategisk reserve som udgangspunkt for at løse et eventuelt problem med manglende kapacitet i Østdanmark efter 2025. Løsningen skal, når behovet opstår, holdes op mod andre alternativer, fx en ny elforbindelse mellem Vestdanmark og Østdanmark, en ny variant af strategisk reserve, som i højere grad muliggør, at kraftvarmeværker kan deltage i en strategisk reserve samtidig med at de kan deltage i varmemarkedet mv.
- Energinet.dk følger udviklingen i ind- og udland, især Tyskland og de nordiske lande, nøje og redegør for den i den årlige Forsyningssikkerhedsredegørelse, for at kunne vurdere om den valgte løsning fortsat er hensigtsmæssig.

Analyserne i projektet peger desuden på, at hvis man måtte ønske at forfølge et kapacitetsmarked, så vil den *centrale auktionsmodel* passe bedst til de danske forhold.

2. Udfordringer og løsningsrum

2.1 Rammer for den nuværende markedsmode

2.1.1 Liberalisering

Ved liberaliseringen af elsektoren i 1999/2000 blev handel med el markedsgjort, mens eltransport forblev monopolvirksomhed. I varmesektoren er der kun indført elementer af konkurrence i de allerstørste net, hvor der reelt er flere udbydere. På et kraftvarmeværk sker el- og varmeproduktionen i forenet produktion, selv når der kun er behov for varmeproduktionen. Det kan på nogle tidspunkter være forbundet med underskud at producere el, når elpriserne er for lave til at dække de marginale (el-)produktionsomkostninger. Derfor påvirkes driftsøkonomien på et kraftvarmeværk af vilkårene for afsætning af den varmebundne elproduktion.

Infoboks om Kraftvarme

Alle fjernvarmeværker og kraftvarmeværker op til 25 MW eleffekt reguleres efter varmeforsyningslovens bestemmelser. Kraftvarmeværker over 25 MW eleffekt og de centrale kraftværker reguleres efter elforsyningsloven, når det drejer sig om vilkår for opførelse, brændselsvalg og kraftvarmeproduktion.

Alle værker store som små, der producerer og leverer varme til fjernvarmenettene, er underlagt varmeforsyningslovens prisbestemmelser. Det betyder, at i forhold til prissætning og varmeomsætning er alle kraftvarmeværker underlagt en hvile-i-sig-selv-bestemmelse. I forbindelse med biomasseombygninger af kraftvarmeværker kan hvile-i-sig-selv-restriktionen fraviges.

Næsten halvdelen af al fjernvarme i Danmark produceres som kraftvarme på de centrale kraftvarmeværker og sælges til fjernvarmeselskaberne, ofte via transmissionsselskaber (som fx CTR, VEKS, TVIS eller Varmeplan Aarhus). Traditionelt har fjernvarmeaftagerne fra de centrale værker indgået et tæt driftsmæssigt samarbejde for at optimere driften ud fra et hensyn til det "fælles bedste", ikke mindst da elsektoren også var organiseret efter hvile-i-sig-selv-princippet. Relationen mellem varmeaftager og producent har dog ændret sig markant med liberaliseringen af el- og gassektorerne.

Elforsyningsloven fastsætter krav om en "rimelig" fordeling af omkostninger mellem el- og varmesiden og har til formål at sikre, (1) at aftaler om fordeling af kraftvarmefordelen er rimelige for varmekunderne, og, (2) at der i prisen for varme kun indgår omkostninger, der er nødvendige for varmeproduktionen.

Infoboks 1 om kraftvarme

I forlængelse af liberaliseringen blev Energinet.dk oprettet som Transmissions-systemoperatør, i daglig tale TSO, til at drive og udbygge transmissionsnettene for el og gas. I henhold til Elforsyningsloven § 27a er Energinet.dk ansvarlig for forsyningssikkerheden og skal for at opretholde denne forpligtelse:

- Opretholde den tekniske kvalitet og balance i elsystemet, og
- Sikre tilstedeværelsen af tilstrækkelig effekt.

2.1.2 Nordisk marked

Ved liberaliseringen oprettede de nordiske TSO'er, via den nordiske elbørs Nord Pool, et fælles marked for day-ahead, intra-day-handel, regulerkraft samt fælles regler for afregning af ubalancer. Ligeledes igangsatte man undersøgelser af muligheden for at knytte landene i Norden tættere sammen med udvekslingsforbindelser.

2.1.3 Indre europæisk elmarked

Det indre marked for el er under udmøntning via den såkaldte europæiske target-model, hvor det daglige spotmarked er blevet koblet endnu tættere sammen gennem markedskobling i Nordvesteuropa. Modellen indebærer ligeledes et fælles europæisk intra-day-marked, som ventes implementeret indenfor 1-2 år samt øget integration af balancemarkederne. Med skabelsen af det indre marked er der ligeledes sat fart på udbygningen af den grænseoverskridende infrastruktur for at knytte Europa tættere sammen.

I forbindelse med den 3. liberaliseringspakke blev ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators – Electricity) og ACER (Agency for the Co-operation of Energy Regulators) ligeledes oprettet.

Infoboks om ENTSO-E og ACER

ENTSO-E er det europæiske samarbejde mellem transmissionssystemoperatører (TSO'er) på elområdet. Organisationen repræsenterer 42 TSO'er fra 34 lande og har flere lovbestemte opgaver, herunder udarbejdelse af netværkskoder, tiårige netudviklingsplaner, F&U-planer, fælles redskaber til driften af nettet samt årlige sommer- og vinterprognoser for produktionens tilstrækkelighed.

ACER er et EU-agentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder. ACER monitorerer og udtaler sig blandt andet om ENTSO-E's lovbestemte opgaver. ACER har desuden til opgave at koordinere regionale initiativer, herunder initiativer på tværs af regioner samt sikre, at de reguleringsopgaver, der varetages af de nationale regulatorer, koordineres effektivt.

Infoboks 2 om ENTSO-E og ACER

Infoboks om netværkskoder

ENTSO-E har ansvaret for at udvikle netværkskoder. En netværkskode er et juridisk instrument, der har til formål at etablere fælleseuropæiske regler inden for områderne marked, drift og nettilslutning. I dansk sammenhæng kan netværkskoder bedst beskrives som "europæiske forskrifter", der fastsætter de regler, som blandt andet markedsaktører og Energinet.dk skal følge. Sådanne fælleseuropæiske regler er en forudsætning for et velfungerende indre marked på tværs af landegrænser.

Netværkskoder vedtages som forordninger og har efter ikrafttræden direkte effekt i alle medlemslande.

Infoboks 3 om netværkskoder

2.1.4 Europæisk Energiunion

Europa-Kommissionen offentliggjorde den 25. februar 2015 en meddelelse om etableringen af en europæisk Energiunion. En Energiunion kan ses som næste skridt i skabelsen af et indre marked.

For det første barsler Europa-Kommissionen med forslag til et nyt elmarkedsdesign, der skal understøtte en effektiv omstilling til mere vedvarende energi, involvere forbrugerne og samtidig sikre forsyningssikkerheden, blandt andet mener Europa-Kommissionen, at landene i højere grad skal dele backup-kapacitet. Europa-Kommissionen har ligeledes fokus på regionale løsninger for at sikre større fremdrift i markedsudviklingen. For at understøtte den regionale tilgang til markedsudvikling ønsker Europa-Kommissionen ligeledes at tildele ACER og ENTSO-E en stærkere rolle med flere kompetencer.

For det andet vil Europa-Kommissionen sætte større fokus på håndhævelsen af de eksisterende statsstøttere regler og i samarbejde med nationale regeringer sikre, at eventuelle kapacitetsmekanismer ikke forvrider det indre marked. I forlængelse heraf påtænker Europa-Kommissionen at revidere de eksisterende statsstøttere regler inden udgangen af 2019.

2.1.5 Kapacitetsmekanismer og statsstøttere regler

Den nuværende europæiske target-model kan karakteriseres som en energy only-markedsmodel, fordi det overvejende kun er energi (leverancer af MWh'er), der handles og herved prissættes i markedet. Modellen sikrer en virksom udnyttelse af produktionsapparatet og har indtil nu skabt store handelsgevinster på europæisk plan. Ligeledes er modellen en hjørnesten i den grønne omstilling, da sammenkoblingen af Europa skaber mere effektive markeder.

Target-modellen betyder, at kraftværker i dag indgår i intens international konkurrence. Kraftværkernes oprindelige rolle som leverandører af grundlastenergi døgnet rundt er forandret. Hovedparten af energien leveres i fremtiden fra fluktuierende vedvarende energikilder (hovedsageligt vind og sol). Kraftværkernes nye opgave bliver at levere spidslastkapacitet og varme, samt at agere backupkapacitet. Imidlertid mindskes behovet for backupkapacitet på europæisk plan som konsekvens af sammenkoblingen af Europa.

Udviklingen betyder, at aktørerne ser begrænsede forretningsøkonomiske incitamenter til at foretage langsigtede investeringer i kraftværker og for at opretholde kapacitetsniveauet inden for elproduktion.

Forbrugssiden er i dag i begrænset omfang fleksibel på grund af begrænsede økonomiske incitamenter til at agere fleksibelt. Årsagen kan til dels tilskrives, at der kun har været ganske få prisspidser i markedet indtil videre (seneste gang var i 2013), og til dels at betalingsvilligheden hos mange elforbrugere i en given time er højere end de nuværende prislofter i elmarkedet (fx 3.000 EUR/MWh i day-ahead-markedet).

I en situation hvor der ikke er tilstrækkelig effekt til at dække forbruget i en given driftstime, og TSO'en er nødt til at foretage ufrivillig afkobling (brownouts) for at opretholde balancen i elsystemet, foretages den ufrivillige afkobling derfor uden hensyntagen til elforbrugernes individuelle betalingsvillighed.

Tendensen med nedlukning af kraftværker er ikke unik for Danmark, men er en generel europæisk problemstilling. Nogle lande har reageret ved at indføre kapacitetsmekanismer for at sikre forsyningssikkerheden. En række lande som Frankrig, Italien og UK har valgt at indføre deciderede kapacitetsmarkeder, mens andre har indført strategiske reserver fx Sverige, Finland og Belgien. Energinet.dk er ligeledes i gang med et udbud af strategiske reserver i Østdanmark for perioden 2016-2018.

Kapacitetsmekanismer kan, hvis de er uhensigtsmæssigt udformet, forstyrre prissignalerne i elmarkedet. Af samme årsag har Europa-Kommissionen opstillet rammer for kapacitetsmekanismer via de såkaldte statsstøtteregler. Statsstøttereglerne har til formål at sikre, at kapacitetsmekanismer ikke virker konkurrenceforvridende og står i kontrast til skabelsen af et indre energimarked.

Infoboks om Europa-Kommissionens statsstøtteregler

Europa-Kommissionens statsstøtteregler er et regelsæt, der fastsætter rammerne for, hvornår der må ydes statsstøtte til virksomheder, produktioner og projekter. Støtte, der betragtes som statsstøtte, er i princippet al støtte til private virksomheder og må kun ydes på bestemte vilkår. Støtten må ikke forvride konkurrencen eller påvirke samhandlen mellem EU-lande.

Det er det enkelte EU-land, der skal sørge for Europa-Kommissionens godkendelse af støtten. Statsstøtte, der udbetales uden at være godkendt af Europa-Kommissionen, er ulovlig, og Europa-Kommissionen kan herefter kræve støtten tilbagebetalt fra de støttede virksomheder. Støtte til vedvarende energi og visse typer af kapacitetsmekanismer er fx omfattet af statsstøttereglerne.

Infoboks 4 om statsstøtteregler

2.1.6 Markedsarkitektur

Driften af elsystemet er i dag baseret på en høj grad af planlægning og planlægges grundlæggende for et døgn ad gangen for det efterfølgende døgn. Markedsmæssigt er day-ahead-markedet det primære marked, med intra-day- og balancemarkederne som mindre korrektionsmarkeder. 45 minutter før driftsti-

men begynder, lukkes markedet, og TSO'en overtager kontrollen med balancen, dvs. at markedsaktørerne reelt set skal kende og handle deres produktion/forbrug 1-2 timer før levering.

Denne arkitektur fungerer effektivt og understøtter konkurrencen i et elmarked, hvor produktionen overvejende er baseret på termiske kraftværker og vandkraft og i mindre grad baseret på fluktuerende energikilder og fleksibel forbrugsafkobling (prisfleksibelt forbrug). Fremadrettet kan modellen imidlertid komme under pres i takt med stadigt stigende mængder fluktuerende energi, som er behæftet med væsentlige prognosefejl, samtidig med at forbrugssiden bliver stadig mere aktiv i markedet. Dette udfordrer TSO'ens balancering af systemet bygget på prognoser. Derfor er det behov for at udvikle markedsarkitekturen således, at der i driften af elsystemet i højere grad opereres med markeder tættere på leveringsøjeblikket.

2.1.7 Fremtidigt tysk markedsdesign

Tyskland er med deres "Energiewende" i gang med en markant grøn omstilling af deres energisystem. Derfor har Tyskland udarbejdet en retningsvisende grøn-bog (november 2014) samt en hvidbog (juli 2015) med konkrete tiltag til fremtidssikring af det tyske energimarked Strommarkt 2.0, som:

- Er en strategisk reserve til at sikre effekttilstrækkelighed.
- Åbner regulerkraftmarkedet for deltagelse af nye aktører (fleksibelt forbrug, nødstrømsanlæg, producenter af vedvarende energi, elbiler og batterier) kombineret med øgede incitamenten til at agere fleksibelt.
- Udvikler markedsarkitekturen til handel tættere på leveringsøjeblikket i driften af elsystemet.
- Fjerner restriktioner på prisdannelsen i elmarkedet og stærkere incitamenten til at være i balance.

I sammenhæng med ønsket om at udvikle markederne tættere på driftsøjeblikket foreslås den strategiske reserve udformet som et sikkerhedsnet, der først tages i brug, hvis alle kommercielle dispositioner (ressourcer) er opbrugt i day-ahead-, intra-day- og balancemarkedet.

Tyskland har, grundet sin centrale placering, fokus på de grænseoverskridende effekter af et fremtidigt markedsdesign og har fokus på regional koordination. Derfor har Tyskland taget initiativ til en "Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market". Erklæringen, som 12 lande, heriblandt Danmark, er fælles om, lægger op til mere åbne elgrænser og øget samarbejde, når systemerne i de enkelte lande er pressede. Erklæringen lægger også op til, at forsyningssikkerheden skal vurderes regionalt frem for nationalt.

Ligeledes blev der den 8. juni 2015 offentliggjort en politisk erklæring af deltagerne i det såkaldte Pentalaterale Energiforum, som består af Tyskland, Frankrig, Østrig, Belgien, Holland, Luxembourg og Schweiz. I erklæringen fremgår det blandt andet, at landene vil undersøge konsekvensen af at fjerne prisloftet i spotmarkedet, og om det kan føre til mere pålidelige prissignaler for investorer i spidslastkapacitet, da spidslastkapacitet er en vigtig forudsætning for fleksibilitet i et fremtidigt energimarked.

Tyskland er særligt interessant i dansk kontekst, fordi de to elsystemer er koblet tæt sammen fysisk og prismæssigt via netforbindelser. Derfor analyseres det blandt andet i denne rapport:

- Hvad virkningen er af en hævelse af prisloftet i spotmarkedet.
- Om en evt. dansk strategisk reserve kan anvendes som et sikkerhedsnet efter tysk forbillede.

2.2 Forventet markedsudvikling i 2015-2030

I dette afsnit illustreres, hvordan den danske kraftværkskapacitet kan udvikle sig fremadrettet under forskellige forhold. Der defineres følgende parametre, som sammen dækker en væsentlig del af den fremtidige udvikling, som det ser ud i dag.

- Hastigheden på den grønne omstilling i Europa
- Udlandsforbindelser fra Danmark til Tyskland og England
- Fortsat lave brændselspriser og lave elpriser
- 'Frit brændselsvalg' for decentrale kraftvarmeværker

Hastigheden på den *grønne omstilling i Europa* (og i Danmark) har betydning for antallet af driftstimer for de traditionelle kraftværker. En hurtig grøn omstilling med mere vedvarende energi i Danmark og udlandet vil føre til lavere elpriser og dermed sætte de traditionelle kraftværkers økonomi under pres.

Udlandsforbindelser fra Danmark til Tyskland påvirker også prisdannelsen. Begge områder er store markeder, hvortil stærke forbindelser kan sikre, at særligt den danske vindkraft kan afsættes til højere priser end ellers. Derudover giver forbindelserne mulighed for at importere billig elektricitet, hvilket reducerer omkostningerne ved at dække det danske forbrug. Begge dele tjener det danske samfund, men kun de forbedrede afsætningsmuligheder i udlandet tjener til at øge danske kraftværkers forretningsgrundlag, mens importmuligheden reducerer grundlaget.

På baggrund af disse parametre opstilles tre scenarier – hhv. et basisscenarie og to alternative scenarier – der kombinerer graden af grøn omstilling og udbygning med udlandsforbindelser.

De tre scenarier udgør Energinet.dk's grundfremskrivninger baseret på hhv. Energinet.dk's analyseforudsætninger samt mulig variation i to væsentlige parametre, grøn omstilling og udbygning med elforbindelser. Disse scenarier kan betragtes som 'best guess' givet eksisterende forudsætninger. Scenarierne beskrives mere detaljeret i næste afsnit.

Ud over de meget overordnede udviklinger ift. grøn omstilling og udlandsforbindelser betragtes også to andre forhold.

Selv om de mest toneangivende internationale fremskrivninger af brændselspriser viser stigende brændselspriser (og dermed elpriser) frem mod 2020 og 2030, peger fx de nuværende forwardpriser på *forsat lave brændselspriser (og elpriser)*. Dette vil stille danske kraftværker konkurrencemæssigt svagere, da de danske kraftværker i gennemsnit er mere effektive end udenlandske værker. Dette kan sætte den danske kraftværkskapacitet under yderligere pres.

Hvis *brændselsvalget bliver 'givet frit'* for den decentrale kraftvarmesektor, ventes der at ske stor omlægning af gasfyret kraftvarmekapacitet til biomassebaseret varmekapacitet med lille eller ingen elkapacitet. Dette vil reducere den traditionelle elkapacitet. Mere uddybende beskrivelse af udfordringerne for kraftvarmeproduktionen er beskrevet i appendiks 8.2.

På baggrund af disse to forhold defineres tre potentielle markedsbegivenheder i forhold til basisscenariet, der har potentiale til at ændre det umiddelbart forventede markedsbillede væsentligt. Også disse hændelser beskrives mere uddybende i de følgende afsnit.

2.2.1 De tre scenarier

Basisscenariet bygger på Energinet.dk's analyseforudsætninger, som også er det underliggende beregningsgrundlag for de øvrige vurderinger i konsekvensanalysen i Markedsmodel 2.0. For udlandet består Energinet.dk's analyseforudsætninger af en vægtning af ENTSO-E's fire visioner fra Ten Year Network Development Plan (TYNDP) med mest vægt på vision 3 og version 4, som begge er grønne scenarier.

Ud over basisscenariet opstilles to øvrige scenarier, der omfatter forskellige grader af grøn omstilling og udbygning med elforbindelser (internationalisering).

For graden af grøn omstilling opstilles to alternativer: Moderat og ambitiøs. Der er på europæisk plan netop besluttet en 2030-strategi for EU's klimapolitik efter 2020. Denne indeholder blandt andet et mål for udbygning af vedvarende energi op til 27 pct. af det primære energiforbrug, fra et mål på 20 pct. i 2020. Konkret arbejdes i basisscenariet med en samlet VE-andel i EU's elforsyning i 2020 på ca. 25 pct., altså at EU's målsætning næsten opfyldes.⁶ I en 'moderat grøn omstilling' i 2030 antages det, at udbygningen af VE 'går i stå' i elforsyningen, og at der netop bygges så meget nyt vedvarende energi, som der pilles ned, og at produktionskapaciteterne dermed fastholdes som i 2020.⁷ I en 'ambitiøs grøn omstilling' i 2030 antages det, at landenes udbygning med vedvarende energi følger de europæiske TSO'ers scenarie for ambitiøs udbygning.

For graden af internationalisering har Europa-Kommissionen fremlagt en 'Energy Union' strategi, som blandt andet indeholder en ambitiøs strategi for udbygning af elforbindelser i Europa.⁸ Kombinationen af Energy Union og den eksisterende danske strategi for udbygning af udlandsforbindelser betyder, at der arbejdes ud fra to scenarier for udbygning med elforbindelser mellem Danmark og udlandet samt på udvalgte strækninger i udlandet. Konkret antager vi, at der i basisscenariet gennemføres de planlagte udbygninger til hhv. Holland og Tyskland med hhv. COBRACable, Kriegers Flak og Kassø/Flensborg samt en udbygning af Elbenkapaciteten internt i Tyskland, dog ingen forbindelse til England fra Vestdanmark, jf. tabellen. I det ambitiøse scenarie etableres udbygningen til England samt udbygning med mere kapacitet på Kassø/Flensborg samt på Elben. I det moderate scenarie bliver kapaciteten mindre på Kassø/Flensborg samt på Elben.

⁶ Det svarer til, at EU-landene i gennemsnit opfylder den samlede 20 pct. VE-målsætning ved at overfylde lidt i elforsyningen i stedet for de øvrige sektorer, som fx transport.

⁷ Bortset fra at atomkraft udfases i Tyskland.

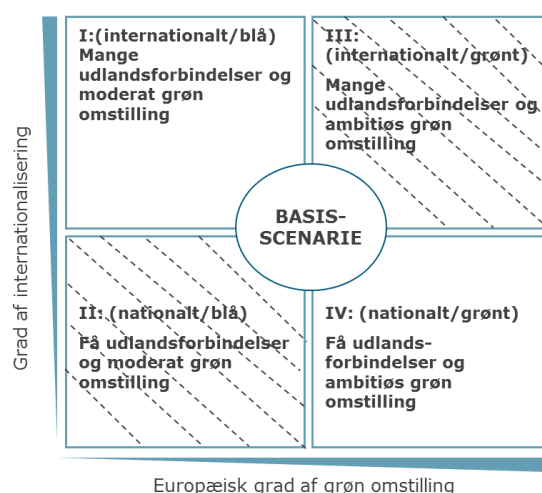
⁸ Blandt andet med en målsætning om, at hvert land skal have en interconnectorkapacitet på mindst 10 pct. af landets elproduktionskapacitet i 2020, hvilket de fleste vesteuropæiske lande dog allerede opfylder. Herudover nævnes indikativt et mål på 15 pct. i 2030.

Tabel 1 Grad af internationalisering

	2020			2030		
Kapaciteter (MW)	Lavere	Basis	Højere	Lavere	Basis	Højere
COBRA (Danmark-Holland)	700	700	700	700	700	700
Kriegers Flak (DK2-Tyskland)	400	400	400	400	400	400
Kassø/Flensborg (DK1-Tyskland)	1.500	2.500	2.500	2.500	3.000	3.500
Elbenkapacitet (internt i Tyskland)	8.000	10.000	10.000	10.800	12.800	Ingen begrænsning
Viking (Danmark – UK)	0	0	0	0	0	1400

Som udgangspunkt betragtedes fire alternative scenarier om basisscenariet, som dækker de forskellige kombinationer af grøn omstilling og internationalisering, jf. figuren nedenfor. På baggrund af modelkørslerne arbejdes videre med to scenarier: nemlig I: internationalt/blå og IV: nationalt/grønt. Modelsimulationerne viser nemlig, at de to øvrige scenarier er favnet af disse to, der dermed kan siges at repræsentere yderpunkterne for parameterkombinationer.

Oversigt over scenarier

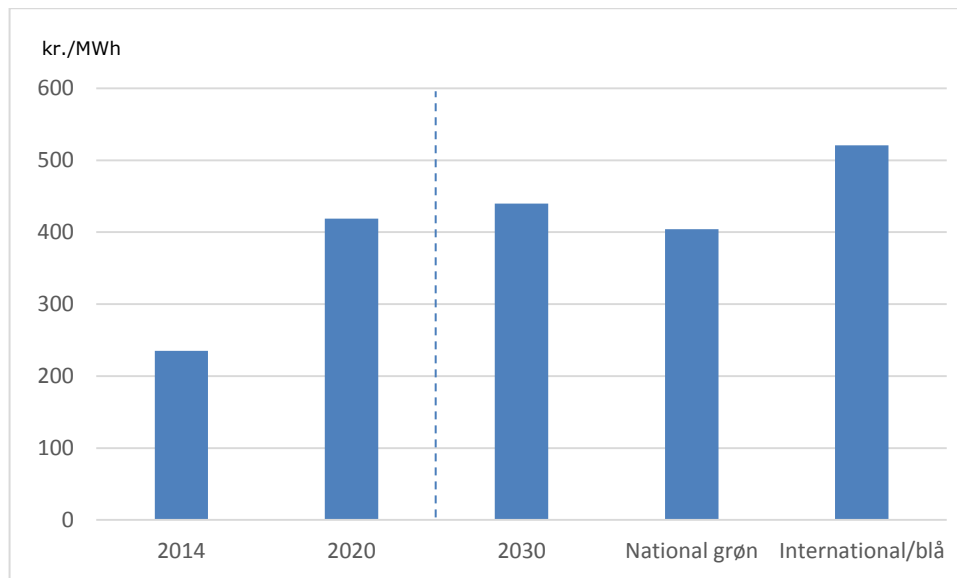


Elpriser

Den gennemsnitlige elpris i 2014 var ca. 235 kr./MWh. I basisscenariet stiger brændselspriser og CO₂ på de internationale markeder frem mod 2030, hvilket er med til at drive priserne opad internationalt og dermed også i Danmark gennem udlandsforbindelser. Samtidig sker der en udfasning af flere grundlastenheder, som erstattes af anlæg, der har fokus på hurtig opstart. Dette hæver det generelle prisniveau, hvilket også smitter af på de danske priser. Vestdanmark

forbindes ligeledes stærkere til kontinental-Europa, hvilket også betyder generelt højere priser. Priseniveauet stiger således til mellem 420 og 440 kr. i perioden 2020 til 2030, hvor DK2 fortsat har svagt højere priser end DK1.

Figur 1 Priser for el på engrosmarkedet i scenarierne



I scenariet med lav grøn omstilling og høj internationalisering estimeres elprisen i 2030 at stige yderligere til ca. 520 kr./MWh. Dette skyldes i høj grad Viking Link-forbindelsen til UK, der ventes at øge elpriserne betydeligt. I scenariet med høj grøn omstilling og lav internationalisering ventes elpriserne i 2030 at være noget lavere: ca. 400 kr./MWh.

2.2.2 De tre analyserede markedsbegivenheder

I dette afsnit analyseres betydningen af tre potentielle markedsbegivenheder:

Markedsbegivenhed 1: Fortsat lave elpriser frem til 2020

Markedsbegivenhed 2: Intet råderum til reinvesteringer

Markedsbegivenhed 3: Indførelse af frit brændselsvalg

I markedsbegivenhed 1 tages udgangspunkt i information fra forwardmarkedet om, hvilke priser brændsel (kul, gas og biomasse) i dag handles til i 2018 og antager, at disse priser også vil gælde i 2020. Herefter retter priserne sig op mod 2030, som antaget i basisscenariet.

I markedsbegivenhed 2 antager vi, at det økonomiske klima vil være så dårligt, at værkernes dækningsbidrag er utilstrækkeligt, så værkerne lukker, når de står over for en større investering. Dette kan betragtes som en slags worst-case scenarie.

I markedsbegivenhed 3 antager vi, at der sker en politisk ændring af rammebetingelserne, sådan at decentrale kraftvarmeværker får mulighed for at etablere biomassekedler (uden samproduktion), hvilket vil reducere kraftværkernes incitament til at investere i kraftvarmekapacitet. Antagelsen er, at der ikke sker en tilsvarende ligestilling i afgifterne på brændsler, særligt biomasse over for naturgas.

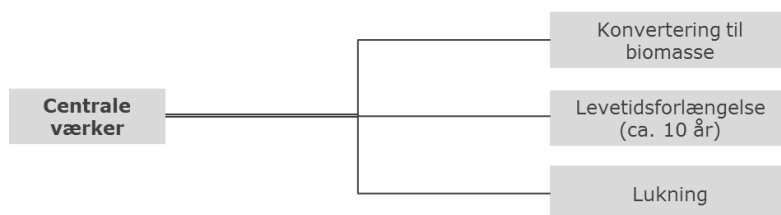
Disse tre markedsbegivenheder er bevidst valgt for at illustrere situationer, der er mindre gunstige for kraftværkerne end de analyserede scenarier. Omvendt kan der sagtens forekomme markedsbegivenheder, der er mere gunstige for kraftværkerne end de analyserede scenarier.

2.2.3 Udvikling i effekt

Den danske kraftværkspark består af to overordnede grupper af kraftværker, decentrale og centrale kraftværker. De decentrale kraftværker består af en række mellemstore naturgasfyrede motor- og turbineanlæg, affaldsværker, industri-værker samt en større mængde mindre enheder baseret på forskellig teknologi og brændsel. De centrale kraftværker består af få store værker, typisk kul-, gas- og biomassefyrede, der ligger i nærheden af større byer.

2.2.3.1 Eksisterende værkers beslutning frem mod 2030

Frem mod 2020 og årene derefter står størstedelen af den danske kraftværkskapacitet over for en række centrale valg, der vil forme det danske energisystem mange år frem. Grundlæggende skal kraftværkerne beslutte, om de vil reinvestere i de eksisterende anlæg, eller om de vil erstatte dem med nye anlæg, typisk med lavere eller ingen elkapacitet.



Bag beslutningen ligger der i alle tilfælde en konkret business case. Business casen skal grundlæggende vise, om en investering skaber tilstrækkelig indtjening til at sikre tilbagebetaling af investeringsomkostningen samt en fornuftig forrentning. Ofte vil det være tilfældet, at driftsresultatet, EBITDA, er positivt, sådan at fortsat drift er økonomisk fornuftigt, i hvert fald indtil der skal foretages nye investeringer. Men hvis det primære resultat ved en investering (efter afskrivninger), EBIT, er negativt, vil det være økonomisk ufornuftigt at foretage investeringen.

De centrale kraftvarmeværker står over for investeringer i milliardklassen, hvis de skal fortsætte deres drift, når de når slutningen af deres tekniske levetid. Ikke kun i absolutte tal er disse investeringer store, men også relativt (kr./MW) sammenlignet med de decentrale kraftværker.

2.2.3.2 Kapacitetsudviklingen for decentrale kraftværker

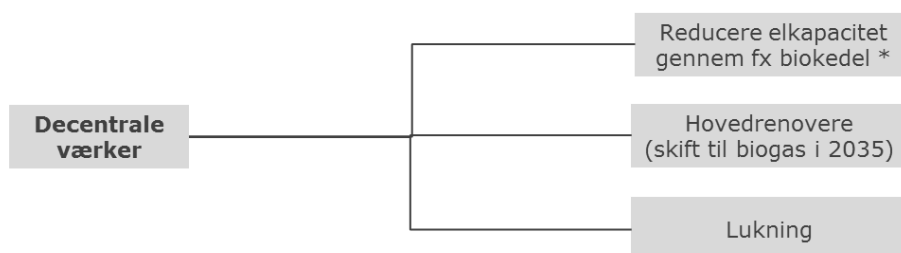
De gasfyrede anlæg udgør ca. 60 pct. af den totale decentrale kapacitet. Energinet.dk's beregninger har fokuseret på disse anlæg, som inddeles i to typer efter deres størrelse, hvor den ene gruppe består af små anlæg med en elkapacitet på op til 2 MW, og den anden gruppe med de anlæg værker.⁹ En stor andel af disse decentrale værker er ved at nå slutningen af deres levetid, hvilket betyder, at der her skal træffes beslutning om at fastholde kraftvarmeproduktionen i de kommende år. Omtrent samtidig med at denne beslutning skal træffes, udløber

⁹ De største decentrale værker, som ikke passer ind i opdelingen, er behandlet separat. Se bilag 8.5 for en uddybende beskrivelse af beregningerne for de decentrale kraftværker.

to støtteordninger, der sikrer de decentrale kraftværker (med samproduktion) en betydelig årlig betaling. Se Appendix 8.5 for yderligere uddybning af denne problemstilling.

Den øvrige kapacitet er fremskrevet gennem antagelser, hvor den affaldsfyrede kraftværkskapacitet er antaget fastholdt i hele perioden, imens restgruppen er fremskrevet med samme udvikling som de decentrale gasfyrede kraftværker.

De decentrale gasfyrede fjernvarmeselskaber er antaget at skulle dække et varmebehov billigst muligt. Til dette formål kan de anvende deres gaskedel samt deres gasmotor. Dertil er de antaget at kunne investere i en varmepumpe, (eller en biomassekedel, hvis brændselsvalget gives frit), hvis investeringen medfører en lavere varmepris. Motorernes fremtid er bestemmende for elkapaciteten i den decentrale sektor. En gasmotor skal efter et vist antal driftstimer igennem en såkaldt hovedrenovering, hvor motoren skilles ad, renses og samles igen. Derpå er motoren i praksis som ny og kan nå omtrent 50.000 fuldlasttimers produktion på ny. Omkostningen hertil er ca. 1 mio. kr./MW_{el}.¹⁰ Hvis motoren hovedrenoveres, fortsætter den med sin hidtidige elkapacitet. Hvis motoren ikke hovedrenoveres, skrottes den, og værket vil dække sit varmebehov på anden vis via dens øvrige varmeproducerende anlæg.



* Hvis tilladt

Energinet.dk's beregninger peger på, at det for de mindste anlæg med lavest elvirkningsgrad ikke er fordelagtigt at hovedrenovere motoren og dermed fastholde elkapaciteten. Konklusionen er relativt robust. For de større værker ser en hovedrenovering ud til at kunne betale sig. Denne konklusion er mindre robust. Det er kravet om fossilfri el- og varmeproduktion fra 2035, der betyder, at der omkring 2025 ikke længere er økonomi i at hovedrenovere motoren. Varmepumper ser i alle tilfælde ud til at være attraktive, selv med en elvirkningsgrad på 3, som anses for at være opnåelig uden adgang til særlige varmekilder. For alle værkstyper vil det grundet afgiftsfordelen være fordelagtigt at erstatte kraftvarmeanlægget med en biomassekedel. Det er i basisberegningerne antaget, at det ikke er tilladt at foretage denne erstatning.

I alle tilfælde medfører udfasningen af grundbeløbet en stor stigning i varmeprisen. Det er kun, hvis det tillades at etablere en biomassekedel, at varmeprisen kan fastholdes på det nuværende niveau. Fra en decentral fjernvarmevinkel betyder kravene om samproduktion ved biomassefyring på grund af de høje etableringsomkostninger ved biomassefyret kraftvarmeproduktion, at kunderne ved de fleste decentrale kraftvarmeværker ikke har mulighed for at undgå de høje afgifter på naturgassen. Mange centrale kraftværker konverteres til bio-

¹⁰ Alternativt kan motoren erstattes med en ny og mere effektiv model. De indledende beregninger viste, at dette ikke var økonomisk rentabelt og er derfor ikke indgået i de videre beregninger.

massefyring, hvorved den afgiftsfritagede biomasse omvendt er med til at holde varmeprisen fra de centrale kraftværker nede.

På denne baggrund viser beregningerne i basisscenariet, at en stor del af den gasfyrede decentrale kapacitet står til at lukke omkring 2020; særligt i DK1 er der en kapacitetsreduktion. Kapaciteten falder svagt frem mod 2030, efterhånden som flere værker står over for reinvesteringer i kraftvarmenhederne. No-genlunde samme billede gør sig gældende i de to alternative scenarier International/blå og National/grøn. Se appendiks 8.2 for uddybende beskrivelse af disse beregninger.

For de tre markedsbegivenheder vurderes det, at der vil ske en kraftigere reduktion af den decentrale kapacitet, både i DK1 og DK2. Den værste udvikling er, hvis lavprisscenariet fortsætter. Her estimeres det, at den decentrale kapacitet kan falde fra hhv. ca. 1.800 MW til 500 MW i DK1 og fra 650 MW til ca. 200 MW i DK2.

2.2.3.3 Kapacitetsudviklingen for centrale kraftværker

Det centrale vilkår for kapacitetsudviklingen for de centrale kraftværker er, at mange værker forventes at være udtjent i perioden frem til 2030. Når en kraftværksblok er udtjent, kan ejeren vælge at levetidsforlænge den og dermed fortsætte driften i en periode. Det antages, at levetiden for en blok kan forlænges med 10 år. I samme omgang kan den konverteres til at kunne fyre med biomasse for at udnytte afgiftsfordelen ved varmeproduktion og samtidig undgå en væsentlig omkostning fra de forventeligt stigende CO₂-priser. Denne kombination er allerede blevet valgt ved fx Studstrupværkets blok 3 og Avedøreværkets blok 1. Studstrupværkets blok 3 og Avedøreværkets blok 1. Hvis ejeren vælger ikke at ombygge blokken, lukkes den, og elkapaciteten forsvinder fra markedet.

Uanset valget vedrørende blokkens fremtid vil der lokalt være et fjernvarmebehov, der skal dækkes. Hvis blokken levetidsforlænges, vil varmebehovet fortsat skulle dækkes, men Energinet.dk antager, at lukning af en central blok (med relativt høj elkapacitet) medfører etablering af en erstatningsblok, et varmekraftværk (med relativt lav elkapacitet) som erstatning.¹¹

Tabellerne nedenfor viser de eksisterende blokke i DK1 og DK2, samt hvornår de blev idriftsat. Antages en 30 års levetid, er det klart, at mange blokke står over for reinvesteringer. I såvel DK1 og DK2 er der kommet udmeldinger om enkelte blokkes fremtid, mens der for mange fortsat ikke er en afklaring.

¹¹ Beregningerne følger grundlæggende samme model, som er anvendt til Energinet.dk's analyseforudsætninger som beskrevet i et [baggrundsnotat](#).

Tabel 2 Centrale kraftværker i DK1 (2015)

Anlæg	Maks./nominel MW	Idriftsat	Bemærkning	Fremtid
Fynsværket Blok 7	410/380	1991	Overtaget af Fjernvarme Fyn	Ingen udmelding
Fynsværket Blok 8	35/35	2009	Overtaget af Fjernvarme Fyn	Ingen udmelding
Nordjyllandsværket Blok 3	410/380	1998	Overtaget af Aalborg Kommune	Ingen udmelding
Nordjyllandsværket GT blok	25/25	1976	Overtaget af Aalborg Kommune	Er lukket
Skærbækværket Blok 3	430/390	1997		Flisfyring fra 2016 på 90 MW kapacitet Ingen udmelding
Studstrupværket Blok 3	380/360	1984		Biomassekonvertering og levetidsforlængelse er vedtaget
Studstrupværket Blok 5	15/15	1986		Ingen udmelding
Esbjergværket Blok 3	400/370	1992		Ingen udmelding
Herningværket	90/90	1982	Ombygget ad flere omgange, senest i 2009	Ingen udmelding

Tabel 3 Centrale kraftværker i DK2 (2015)

Anlæg	Maks. MW	Idriftsat	Bemærkning	Fremtid
Amagerværket Blok 1	70/70	2009	Biomassefyret fra 2009.	Ingen udmelding
Amagerværket Blok 3	265/250	1989		Erstattes af biomasseanlæg
Asnæsværket Blok 2	140/140	1961		Ingen udmelding
Avedøreværket Blok 1	265/265	1990		Biomassekonvertering og levetidsforlængelse er vedtaget
Avedøreværket Blok 2	545/545	2002	Biomassefyret	Ingen udmelding
H.C. Ørstedsværket Blok 7	75/75	1985		'Ikke tilgængelig' fra 1/1 2016
H.C. Ørstedsværket Blok 8	25/25	2004		Ingen udmelding
Kyndbyværket Blok 21	260/260	1974		'Ikke tilgængelig' fra 1/1 2016
Kyndbyværket Blok 22	260/260	1976		Manuel reserve
Kyndbyværket Blok 41	20/20	1974		Manuel reserve
Kyndbyværkets Blok 51+52	125/125	1973		Manuel reserve
Masnødøsværket Blok 31	70/70	1975		Manuel reserve

De foreløbige fremskrivninger peger på, at den centrale kapacitet vil være gradvist faldende frem mod 2030 i basisscenariet. Samme udvikling finder sted i National/grøn-scenariet, dog med et større fald fra 2025. I International/blå-scenariet fastholdes mere kapacitet indtil 2025, hvorefter tilpasningen finder sted. Markedsudviklingsanalyserne indikerer, at fortsatte lave priser potentielt vil kunne reducere den centrale kapacitet i DK1 fra ca. 2.200 MW til hhv. 600 og 900 MW i 2030.¹²

I DK2 er det stort set den samme udvikling, der ventes at finde sted i de analyserede scenarier. Den centrale kapacitet ventes at blive reduceret fra ca. 1.600 MW til ca. 1.000 MW.

Samlet set peger fremskrivningerne på, at den samlede kapacitet i DK1 kan blive reduceret fra knap 4.000 MW til mellem 2.000-2.500 MW i de tre analyserede scenarier. Markedsbegivenhedsanalyserne indikerer, at kapaciteten kan blive yderligere reduceret til ca. 1.000-2.000 MW, jf. figuren. Dermed ventes kapacitetsudviklingen i DK1 at være temmelig følsom over for de analyserede markedsbegivenheder.

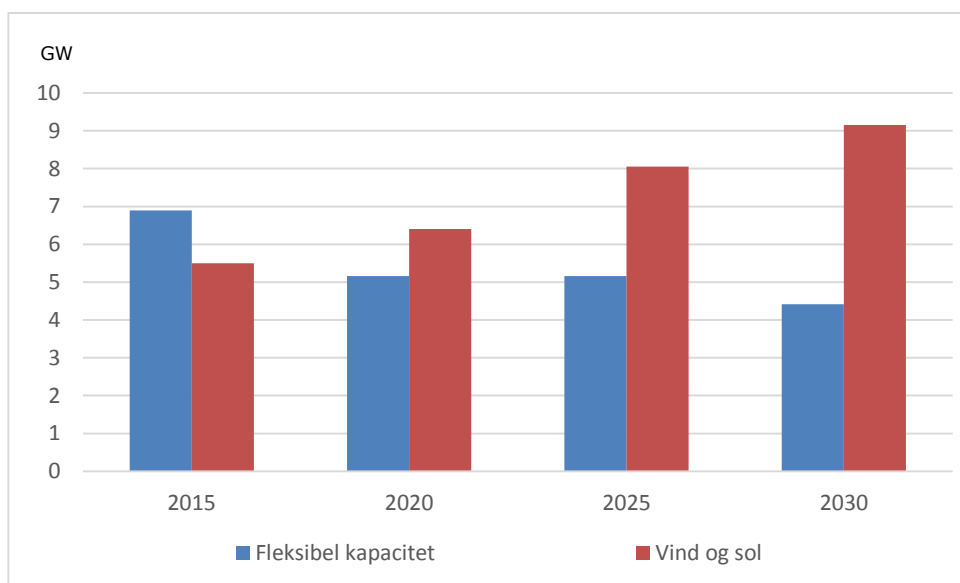
¹² Der er ikke taget højde for indkøbet af 400 MW manuelle reserver, som i dag finder sted på daglig basis i DK1. I DK2 er købet af manuelle reserver, som sker på femårige kontrakter, indeholdt.

I DK2 peger fremskrivningerne på, at den samlede kapacitet kan blive reduceret fra knap 3.000 MW til ca. 1.800-2.200 MW. Denne reduktion i kapaciteten er ikke særlig følsom over for variationer i scenarier eller markedsbegivenheder.

Samlet set svarer det til en reduktion fra knap 7 GW i 2015 til knap 4 GW i hele Danmark, jf. Figur 2. Energinet.dk har foretaget elmarkedssimuleringer for at illustrere, hvorvidt denne nedgang ville give anledning til ændringer i elmarkedspriserne og dermed et øget indtjeningsgrundlag til at etablere ny kapacitet. I lyset af disse simuleringer forventes nedgangen i kapacitet ikke at give anledning til et væsentligt ændret indtjeningsgrundlag.

Denne tilpasning af konventionel kraftværkskapacitet skal ses i lyset af den store udbygning af uflexible produktionskilder som vind og sol. Frem mod 2030 forventes en stigning fra ca. 5,5 GW til mere end 9 GW af installeret effekt i basisscenariet, hvilket mere end modsvarer reduktionen i fleksibel kapacitet, jf. Figur 2. Det skal dog ses i lyset af, at udnyttelsen af den uflexible kapacitet typisk er lavere end den fleksible.

Figur 2 Elkapaciteten forventes i fremtiden i langt højere grad at komme fra sol og vind end fra fleksibel kapacitet

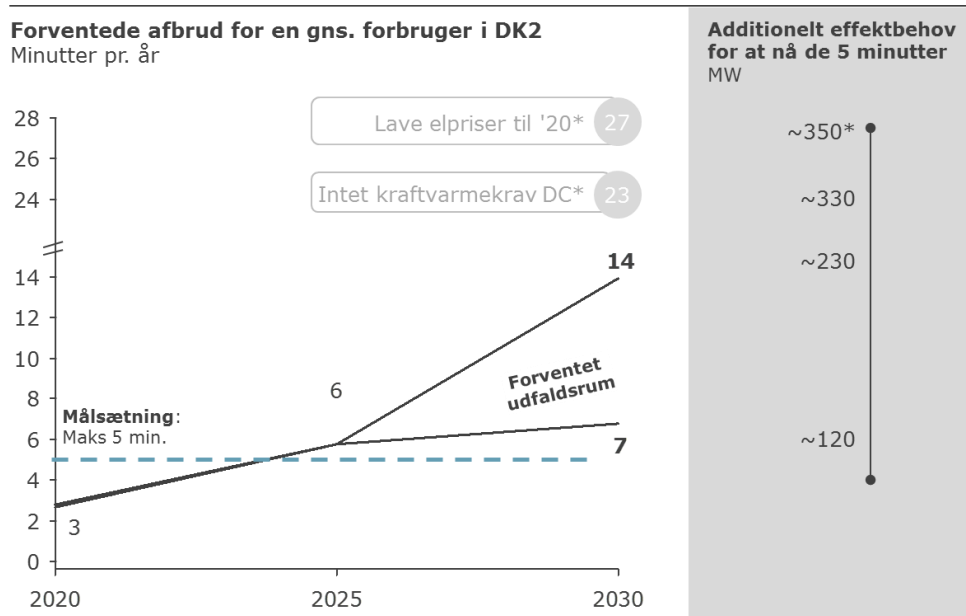


2.2.4 Udvikling i effekttilstrækkelighed og betydning for elforsyningssikkerhed

Reduktionen i kraftværkskapaciteten har betydning for den del af forsyningssikkerheden, der kaldes effekttilstrækkelighed, altså at der er tilstrækkelig produktion eller import til at dække forbruget i en given situation. Energinet.dk har i sin seneste strategiplan opsat en målsætning om, at Danmark fortsat skal være i den absolutte internationale top, hvilket er konkretiseret i et mål om, at afbrud hos en gennemsnitlig forbruger ikke må overstige 5 minutter om året som konsekvens af utilstrækkelig effekt. Det nuværende niveau i DK1 er langt under de fem minutter, men i DK2 er ambitionen aktuelt under pres,¹³ indtil Kriegers Flak ventes etableret i 2019.

¹³ Dette er årsagen til, at Energinet.dk har fået tilladelse til at etablere 200 MW strategiske reserver i perioden 2016-2018.

Energinet.dk's fremskrivninger peger på, at der i 2025 vil være et marginalt effektbehov på under ca. 50 MW i DK2 for at kunne nå 5-minutters ambitionen, I 2030 vil dette effektbehov være stigende til ca. 120-230 MW i hovedscenarierne, svarende til forventede afbrudsminutter på 7-14 minutter. De 7 minutter er fremkommet i det Internationale/blå scenarie og de 14 minutter i det Nationale/grønne scenarie. Basissceniariets estimat ligger mellem disse.



Fremskrivninger af forretningsgrundlaget for elkapacitet er naturligvis behæftet med stor usikkerhed, da forretningsbetingelserne (både markedsforhold og regulatoriske forhold) kan ændre sig grundlæggende over tid. Energinet.dk har foretaget en række følsomhedsanalyser, der peger på, hvis en række markedsbegivenheder (markedsrisici) indtræffer, så vil effektbehovet kunne stige. Eksempelvis vil ophævelse af kraftvarmekravet for decentrale kraftvarmeværker kunne øge effektbehovet i 2030 fra 120-230 MW til ca. 330 MW. I et worst-case scenarie, hvor der er ikke økonomisk råderum for kraftværker til at foretage større investeringer, når der er behov, kan effektbehovet stige til ca. 410 MW. Der kan på tilsvarende vis indtræffe 'positive markedsbegivenheder', der reducerer effektbehovet.

Tabel 4 Estimeret effektbehov for at nå 5-minutters ambitionen, samt estimeret antal afbrudsminutter pr. gennemsnitsforbruger i 2030

	DK1		DK2	
	MW behov	Antal afbrudsminutter	MW behov	Antal afbrudsminutter
Basisscenario	0	-	-220	13
National/grøn	0	-	-230	14
International/blå	0	-	-120	7
Lave priser til 2020	0	-	-350	27
Lave priser til 2030	0	-	-410	39
Intet kraftvarmekrav for decentrale kraftvarmeværker (DC)	0	-	-330	23

I DK1 overholdes målsætningen i hele perioden. Dette er på trods af en forventning om en markant reduktion i den fleksible kapacitet, hvilket blandt andet kan henføres til, at DK1 allerede i dag er ganske veludbygget med udlandsforbindelser.

2.2.4.1 Mulighed for aktivering af nødstrømsanlæg

Analysen om aktivering af fleksibelt forbrug har peget på, at der kan ligge et relativt let tilgængeligt effektpotentiale gennem aktivering af nødstrømsanlæg i elmarkedet, blandt andet i forbindelse med sygehuse. Dette potentiale er estimeret til ca. 300 MW ligeligt fordelt mellem DK1 og DK2. Hvis dette potentiale kan aktiveres, vil det have potentiale til at reducere effektbehovet i DK2 betydeligt i de tre behandlede scenarier til under fem minutter og op til ca. 7 minutter. I de tre markedsbegivenheder ventes antallet af afbrudsminutter at kunne blive reduceret til ca. 10-20 minutter.

2.2.4.2 Mulighed for aktivering af fleksibelt forbrug

Analysen om aktivering af fleksibelt forbrug har peget på, at der ligger et potentiale for aktivering af klassisk fleksibelt forbrug fra bygninger og el-intensive virksomheder. På langt sigt kan også nyt fleksibelt forbrug i form af elbiler og varmepumper aktiveres. Se blandt andet Appendiks 8.3 for en uddybende beskrivelse af potentialerne ved fleksibelt forbrug.

2.2.5 Udvikling i funktionalitet i markedet

I forhold til tilvejebringelse af teknisk funktionalitet til at sikre elsystemets drift er der risiko for, at et tilstrækkeligt niveau af funktionalitet ikke kan opretholdes. Dette skyldes, at funktionaliteten i høj grad opfyldes af kraftværker, som via de tekniske forskrifter skal levere den ønskede funktionalitet vederlagsfrit. I takt med at der bliver færre kraftværker i drift på visse tidspunkter, øges risikoen for, at den nødvendige funktionalitet ikke er til stede. Dels er der risiko for, at de nødvendige investeringer ikke foretages i tide, og dels er der risiko for, at de rette anlæg ikke er i drift på rette tidspunkt. Der er således både et langsigtet aspekt (investering) og et kortsigtet aspekt (allokering) i denne risiko. Det vurderes samlet set, at etablering af prissignaler for funktionalitet kan adressere begge aspekter.

Det er vanskeligt at kæde leveringen af funktionalitet sammen med udviklingen i effekt. Dette skyldes blandt andet, at visse ydelser kun kan leveres af et kraft-

værk med bestemt kapacitet, mens andre ydelser kan leveres af flere forskellige typer af produktion¹⁴.

2.3 Løsningsmuligheder

Fase 2 af Markedsmodel 2.0-forløbet har identificeret en række initiativer, som sigter mod at sikre fleksibilitet, funktionalitet og effekt. Størstedelen af initiativerne er som udgangspunkt komplimentære forbedringer af den nuværende model, og de er derfor beskrevet som tilpasning af den nuværende markedsmodel. De to effektløsninger, hhv. strategisk reserve og kapacitetsmarkedet, er derimod ikke komplimentære, hvorfor de beskrives og konsekvensvurderes særskilt:

Tilpasning af den nuværende markedsmodel (kapitel 3) – uagtet øvrige valg eller fravalg anbefaler rapporten, at de identificerede markedsoptimerende tiltag, der fører til klare prissignaler og forøget forbrugsfleksibilitet, implementeres i markedsmodellen. Herunder vurderes muligheden for at hæve loftet over elprisen på engrosmarkederne til niveauet for forbrugernes reelle alternativomkostninger (Value of Lost Load).

Effektløsning A med strategisk reserve (kapitel 4) – denne hovedløsning er en videreudvikling af det nuværende energy only-marked, hvor produktet på markedet fortsat alene er el. For at sikre tilstrækkelig effekt indkøbes strategisk reserve, som holdes uden for markedet. Herunder vurderes en mulig strategisk reserve, hvor deltagerne fortsat har mulighed for at afsætte deres varmeproduktion på markedsvilkår.

Effektløsning B med kapacitetsmarked (kapitel 5) – med et kapacitetsmarked introduceres kapacitet som et produkt på elmarkedet i tillæg til selve energimængden, der fortsat handles på spotmarkedet. Leverandører af effekt forpligter sig til at være til rådighed, når der er knaphed på effekt og bidrager dermed til at højne forsyningssikkerheden.

2.4 Afgrænsninger

2.4.1 Fokus på 2020-30

- Markedsmodel 2.0-projektet tager udgangspunkt i at sikre en langsigtet løsning på de centrale udfordringer for det nuværende markedsdesign. I det omfang at de nødvendige skridt til forebyggelse eller forberedelse bør tages på den korte bane, afspejles dette i rapporten.

2.4.2 Forventning om uændrede rammevilkår

- De europæiske og nationale politiske målsætninger vurderes ikke i rapporten og forventes som udgangspunkt at forblive uændrede. Derfor anlægges beregninger og initiativer efter både 2030-målet om, at kul er udfaset fra kraftvarmeværkerne, og efter 2035-målet om, at alt el- og varmeforsyning er dækket af vedvarende energikilder (imidlertid indeholder rapporten en række følsomhedsanalyser, som viser konsekvensen af ændrede støtteregler for elkapaciteten).
- Skatte- og støtteregler antages som udgangspunkt at være uforandrede ud fra en "frozen policy"-betragtning, dvs. at de danske regler udløber som planlagt og afløses af nye regler, der indføres som stipuleret af de gældende EU-regler, blandt andet på området for vedvarende energi.

¹⁴ Fx synkronkompensatorer, statcoms og VSC-anlæg.

2.4.3 Ingen implementerings- og udrulningsplaner

- Initiativerne fra dette arbejde skal ses som løsningsforslag til de analyserede udfordringer med fleksibilitet, funktionalitet og effekt. Derfor er der foreløbigt kun gjort overordnede overvejelser omkring forholdene for implementering. Det er nødvendigt at udføre et efterfølgende arbejde med udarbejdelse af detaljerede udrulningsplaner pr. forfulgt initiativ.

2.4.4 Begrænset detaljering

- Fase 2 har strakt sig over ca. et halvt år i 1. halvår af 2015. Dette har været en begrænsende faktor ift. at udarbejde detaljerede løsningsforslag til de mest komplekse initiativer, fx opdatering af reglerne for afregning af ubalancer og afdækning af behovene for systemfunktionalitet.

3. Tilpasning af den nuværende markedsmodel

3.1 Formål

Sikring af en høj forsyningssikkerhed kan betragtes som tre delelementer:

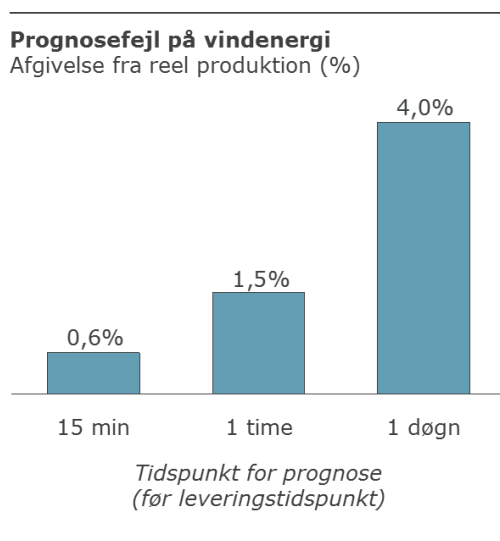
- **Funktionalitet** = tekniske egenskaber der sikrer opretholdelse af elsystemets overordnede funktion, fx spændingsregulering
- **Fleksibilitet** = evnen til at tilpasse sin produktion/forbrug, så systemet kan balanceres i praksis
- **Effekt** = tilstrækkelig produktionskapacitet til at dække efterspørgslen på el – "evnen til at levere MW'er"

I dette hovedafsnit beskrives en markedsmodel, hvor der ikke foretages tiltag eksplicit målrettet mod at frembringe tilstrækkelig effekt. Det er således primært udfordringerne vedrørende fleksibilitet, funktionalitet og aktivering af fleksibel forbrugsafkobling, der betragtes i denne model, ud fra en præmis om, at det eksisterende energy only-marked i tilstrækkelig grad aflønner kapacitet implicit.

Konkret vurderes tiltag for optimering af balancemarkedet, som skal sikre klare prissignaler for fleksibilitet og sikre bedre indpasning af VE ved handel tættere på driftstimen samt en markedsførelse eller anden aflønning af teknisk funktionalitet, som skal sikre opfyldelse af systemets tekniske behov på kort og langt sigt. Derudover vurderes barriererne for fleksibel forbrugsafkobling og mulige løsninger, herunder en hævelse af prisloftet på engrosmarkederne.

Energinet.dk udarbejder i dag en række prognoser for udviklingen i vindenergien. På baggrund af vindenergien i 2014 viser analyserne, at der et døgn før driftsøjeblikket vil være en prognosefejl på 4 pct. af den installeret kapacitet, mens denne er mindsket til 0,6 pct. 15 minutter før driftsøjeblikket. Med den stigende mængde fluktuerende energi, viser figuren nedenfor, at der er et behov for at lade handlen komme tættere på driftsøjeblikket for at undgå unødvendige store prognosefejl. Størrelsen på prognosefejlen er beregnet på energien fra den installerede effekt over hele året, og viser dermed den samlede fejl for hele året og siger ikke noget om fejlstørrelsen i en enkelt time.

Figur 3 Prognosefejl for vindenergi vokser til over det dobbelte, hvis handlen lukker 1 time før levering frem for 15 minutter før levering (Kilde: Energinet.dk)



Visse tiltag behandles også helt eller delvist som en del af Energinet.dk's strategi, fx:

- Generel transparens omkring indkøb af systemydelser adresseres parallelt med (og efter) Markedsmodel 2.0, som beskrevet i "Energinet.dk's strategi for systemydelser 2015-2017"
- Optimering af afregning af beordringer (omkostningsbaseret afregning) er allerede under behandling
- Optimering af spillet (driftsmæssigt) mellem Energinet.dk's synkronkompensatorer og kommercielle leverandører af systembærende egenskaber behandles i 2016, jf. "Energinet.dk's strategi for systemydelser 2015-2017".

For flere af disse danner Markedsmodel 2.0-rammen for det videre arbejde.

3.1.1 Udgangspunkt for optimering af balancemarkedet samt markedsgørelse og aflønning af funktionalitet

Overskriften for de efterfølgende tiltag er "klare prissignaler". Herved forstås prissignaler, der opfylder følgende principper:

- Systemets aktører bør, i det omfang det er muligt, agere på baggrund af incitamenter (prissignaler), frem for krav og regulering. Krav og regulering kan i denne sammenhæng medføre risiko for suboptimal adfærd, og kan desuden i praksis være svær at kontrollere og håndhæve.
- Aktører bør opleve samme incitamenter, hvis de har samme opførsel (ligestilling på tværs af teknologi, produktion/forbrug, størrelse, ejerskab m.m.).
- Alle incitamenter bør afspejle den bagvedliggende gevinst/omkostning for systemet. Det bliver dermed tydeligt, hvad en aktørs påvirkning på systemet har af omkostning/gevinst, så aktøren kan træffe et omkostningsoptimalt valg for sin ageren.
- Alle incitamenter bør tage udgangspunkt i en neutral situation, hvor aktøren hverken belaster eller hjælper systemet. Aktører, der aktivt hjælper systemet, bør således aflønnes. Omkostninger, der er afledt af

et "medfødt" behov i systemet, bør socialiseres, hvorimod omkostninger, der er afledt af en eller flere aktørers adfærd, bør afholdes af denne/disse aktører.

3.2 Markedsgørelse og aflønning af funktionalitet

Der findes i dag en række betingelser for at være tilsluttet elnettet, først og fremmest udtrykt i tekniske forskrifter. De tekniske forskrifter er fastsat af Energinet.dk og anmeldt til Energitilsynet.

I de tekniske forskrifter beskrives krav vedrørende tekniske egenskaber, som enheder skal opfylde for at være tilsluttet elnettet. Derudover beskrives funktioner, som enhederne skal besidde og gøre tilgængelige for systemet hhv. Energinet.dk. Der er ikke knyttet nogen betaling til opfyldelse af disse krav.

Der er tale om en omfattende liste af krav til egenskaber og funktionalitet, der skal opfyldes. En række eksempler er vedlagt som bilag (se afsnit 8.4.1), men det er vurderet at ligge ud over Markedsmodel 2.0 at etablere et samlet billede.

3.2.1 Udfordringer

Det kan være u hensigtsmæssigt for konkurrencen i elmarkedet, at nogle aktører via krav i tekniske forskrifter tvinges til samtidig leverance af teknisk funktionalitet som betingelse for at levere el. Prisen for funktionalitet er fastsat til nul, uden hensyntagen til faktisk omkostning for leverandøren eller værdi for systemet.

På langt sigt kan det blive en udfordring i forhold til at tiltrække nye investeringer i opretholdelse eller etablering af tilstrækkelig funktionalitet. Det bemærkes dog, at andre europæiske TSO'er i dag anvender samme principper, men ikke helt i samme grad oplever samme udfasning af kraftværker, som leverer funktionaliteten. Det er dog vigtigt at løse denne udfordring på kort sigt, da der allerede i dag er situationer, hvor vind og udlandsforbindelser dækker hele forbruget, og at der kan mangle funktionalitet i systemet, som i dag leveres af kraftværkerne. Det er ikke kun Danmark, der står over for denne udfordring, af øvrige lande kan Irland nævnes, som er ved at lave en større markedsgørelse af deres behov for funktionalitet for at indpasse den stigende andel vind.

Derudover er det et problem, at omkostningen ikke synliggøres, der hvor behovet fastsættes (hos Energinet.dk). Dette mindsker muligheden for at fastsætte behovet omkostningsbevidst. Ydermere er det også vigtigt at sikre, at Energinet.dk ikke spekulerer i gratis funktionalitet, det vil sige, at sikre at Energinet.dk ikke forventer at få leveret en ydelse gratis, fordi aktøren i forvejen producerer en anden ydelse.

Endelig er det en udfordring for en økonomisk optimal tilvejebringelse, at nogle af kravene typisk gælder alle enheder af en bestemt type. Dette forhindrer konkurrence omkring leverancen af den givne funktionalitet, herunder at leverancen kan ske fra andre teknologier, end netop den teknologi, som den pågældende tekniske forskrift dækker.

3.2.2 TSO-ejede anlæg

Der er en særlig udfordring knyttet til levering af teknisk funktionalitet på områder, hvor behovet helt eller delvist kan opfyldes af anlæg, der ejes af Energinet.dk. Et konkret eksempel er spændingsregulering, som både kan leveres kommercielt af kraftværker og synkronkompensatorer og af Energinet.dk-ejede anlæg som synkronkompensatorer og udlandsforbindelser med VSC-teknologi.

I dag er der ikke etableret konkurrence mellem kommercielle anlæg og Energinet.dk's anlæg. Det kan være en udfordring, fordi det kan medføre en risiko for en sub-optimal anvendelse af resurserne.

3.2.3 Juridisk grundlag

Indkøb af systemydelser er reguleret direkte i elforsyningslovens §§ 27a-c. Her er særligt § 27b og § 27 c relevante, da disse indeholder de "håndtag", Energinet.dk kan benytte, når Energinet.dk af hensyn til forsyningssikkerheden har brug for at regulere produktionskapacitet. Rammerne er imidlertid fra en tid, hvor der var tilstrækkelig produktionskapacitet i systemet og bygger i hovedsagen på mulighed for at omlægge produktion og starte (yderligere) produktion. Da der er tale om lovfastsatte tiltag, er der tale om myndighedsudøvelse, når Energinet.dk benytter tiltagene.

I relation til ejerskab af synkronkompensatorer og andre anlæg, der sikrer den tekniske funktionalitet i nettet, så er denne hængt op på den generelle regel i § 27 a, som bestemmer, at Energinet.dk skal sikre forsyningssikkerheden, herunder opretholde kvalitet og balance i systemet. Det bemærkes, at § 27 a er meget bred i sin formulering og specificerer ikke nærmere, hvad Energinet.dk så kan gøre for at sikre kvalitet og balance. Reglerne specificerer fx ikke en afvejning mellem 1) investeringer i anlæg hos Energinet.dk for selv at kunne tilvejebringe nødvendige ydelser, overfor 2) udnyttelse af kommercielle aktørers anlæg til tilvejebringelse af nødvendige ydelser.

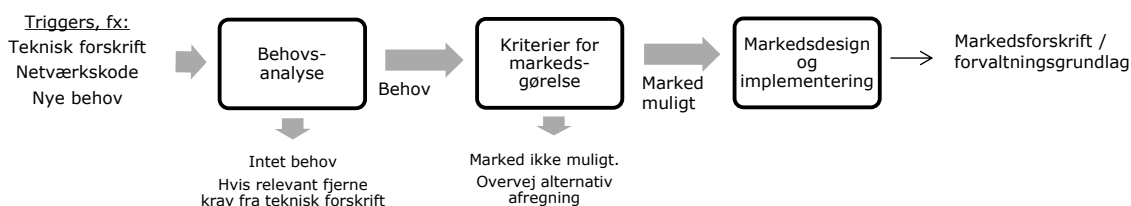
3.2.4 Model for markedsgørelse af teknisk funktionalitet

For at sikre at der altid er de tekniske egenskaber i elsystemet, der er behov for, er der behov for en koordinering mellem de tilgængelige resurser. En markedsgørelse har en evne til at koordinere omkostningseffektivt under de rigtige vilkår.

Fortsat at stille krav til produktionsanlæg vil ikke være tilstrækkeligt, da man i en time kan have al produktion fra vind og sol, en anden time kraftværker eller stort set bero på at det hele importeres. At stille de samme funktionalitetskrav til alle enheder kan resultere i overinvestering. Der bør være en teknologineutral allokering af de faktiske behov. Dette kan gøres effektivt ved at markedsgøre produkterne, hvor det giver mening. Derved kan der etableres prissignaler, der kan bidrage til at sikre den rette mængde funktionalitet i systemet til enhver tid, dvs. at behovet dækkes, uden at der overinvesteres.

Et forslag er, at der laves en model for gennemgang af de tekniske forskrifter med henblik på at identificere teknisk funktionalitet der kan markedsgøres eller aflønnes i form af nye systemydelser.

Figur 4 Model for markedsføring af nye systemydelser



Modellen består af tre hovedtrin:

1. **Behovsanalyse.** Behovsanalysen tager udgangspunkt i eksisterende krav i de tekniske forskrifter, netværkskoder og/eller en udvikling i systemet, der medfører nye krav. Energinet.dk kan på denne baggrund vurdere, hvad det faktiske behov er for en given ydelse. Analysen bør inddrage hvad baggrunden for behovet er, hvordan det hænger sammen med internationale samarbejder og rammer, samt om der findes alternative måder at få dækket behovet. Det indgår i vurderingen, om der er tale om et krav, som kan opfattes som en *ydelse* til elsystemet, og som dermed med rimelighed kan aflønnes (trin 2), eller om der er tale om et krav, som skal opfyldes som en grundforudsætning for at være tilsluttet systemet, for *ikke at skade* systemet (vederlagsfrit krav). Resultatet af behovsanalysen kan med fordel offentliggøres med henblik på at øge transparensen bag Energinet.dk's behovsfastsættelse.
2. **Vurdering af mulighed for markedsføring.** Givet at der findes et behov, afdækkes mulighederne for at opfylde behovet ved hjælp af et markedsbaseret indkøb blandt kommercielle aktører. Følgende forudsætninger lægges til grund for etablering af et velfungerende marked:
 - a. Det skal være muligt at udtrykke behovet i et veldefineret homogent produkt, herunder definition af kontrol af leverancer og sanktionsmuligheder ved ikkeleverance.
 - b. Det skal være muligt at etablere et likvidt marked. Konkret vurderes, at der skal være mulighed for, at minimum 2 aktører kan deltage i markedet samtidigt. Vurderingen foretages i forhold til eventuel geografisk begrænsning i produktet (lokalt, DK1/DK2, internationalt) og i forhold til, om flere teknologier kan tilbyde samme produkt.
 - c. Det skal være muligt at opdele leverancen i så tilpas små bidder i forhold til behovet, at der kan skabes en vis kontinuitet i prisdannelsen (undgå at behovet enten er underopfyldt eller overopfyldt).

Vurderingen kan med fordel gennemføres med inddragelse af relevante interessenter, herunder eksisterende og potentielle leverandører. Hvis forudsætningerne for etablering af et markedsbaseret indkøb ikke er til stede, bør andre afregningsformer anvendes (se alternativer i efterfølgende afsnit).

3. **Markedsdesign.** Givet at behovet kan opfyldes med et markedsbaseret indkøb, udvikles et konkret markedsdesign. Følgende spørgsmål er centrale og bør overvejes i denne forbindelse:
 - a. Valg mellem udbudsrunder eller løbende auktioner

- b. Indkøbsfrekvens, leveringsperiode og lead-time fra indkøb til levering
- c. Incitament (afregning af leverancer og sanktioner ved ikkeleverance)
- d. Allokering af omkostninger (jf. forureneren betaler princippet)
- e. Retningslinjer for drift og løbende behovsfastsættelse

Efter gennemførsel af de tre trin vil der være grundlag for at udarbejde en markedsforskrift eller andet forvaltningsgrundlag, som skal godkendes af Energitilsynet. En sådan godkendelse skal ske pr. nyt produkt/ydelse, som udvikles.

Som nævnt under punkt 2, kan der opstå en situation, hvor der er defineret et behov, men hvor behovet ikke egner sig til egentlig markedsgørelse. Behovet må da opfyldes ved at stille krav om leverance og afregne til en reguleret pris, som baseres på leverandørens langsigtede omkostninger til fremskaffelse af ydelserne (dvs. faste og variable omkostninger). Det er afgørende, at den regulerede pris i et sådant tilfælde afspejler en mark-up for at tage højde for den iboende risiko forbundet med at gøre investeringen og i forhold til afkast ved alternative investeringer. I praksis vil krav til afkast for konkrete leverandører være fortrolig information, men oplysningen kan baseres på benchmarks for relevante brancher.

Det har været drøftet i projektet, hvordan man kan afregne de systemydelser, som ikke kan markedsgøres. En mulighed er at overveje at lade principperne for afregningen af de systemydelser, hvor markedsgørelse ikke er mulig, inspirere af principperne i varmeforsyningsloven. Denne bygger på tre principper: Afregningen skal dække de nødvendige omkostninger inklusive afskrivning (forventet levetid skal ligge mellem min. 5 år og maks. 30 år, og afskrivningen kan kun ske en gang), og en forretning som er defineret som den lange byggerente plus 1 pct. Derudover må betalingen ikke overstige substitutionsprisen, dvs. hvad koster det Energinet.dk at købe ydelsen af en anden teknologi/aktør eller at investere selv. Ydermere skal omkostningen til ydelsen vises i et separat regnskab. I varmesektoren opgøres årsregnskabet, varmeregnskabet og skatteregnskabet. Metoden kunne også anvendes ved prisfastsættelse for Energinet.dk's egne anlæg til brug for sammenligning med kommercielle aktørers anlæg.

Hvis disse principper helt eller delvist benyttes til afregning af systemydelser er der identificeret en række elementer, som skal overvejes nærmere. Dette drejer sig om:

- Hvorvidt den lange byggerente er relevant i forhold til investeringer i kraftværker. For systemydelser bør anvendes et renteniveau, som gør sig gældende for kommercielle aktører i kraftværksbranchen.
- Om substitutionsprisen kan defineres som loftet for værdien af ydelsen for Energinet.dk.
- At kravet om omkostningerne i et separat regnskab kan give uforholdsmæssigt meget arbejde i forhold til værdien af ydelsen.

Generelt er der derudover en række udfordringer ved at anvende omkostningsbaseret afregning:

- Hvis afregningen af nye systemydelser sker omkostningsbaseret, er der ikke det optimale incitament til effektivisering. En mere hensigtsmæssig mulighed kunne derfor være at anvende "cost plus" aflønning, dvs. faktiske omkostninger plus et yderligere bidrag til at sikre langsigtede investeringer. Dette kendes blandt andet fra vandsektoren og telebranchen.

- Det kan være en udfordring at definere "nødvendige omkostninger", dette gælder særligt for faste omkostninger til et anlæg, der kan levere forskellige produkter, fx el, varme og systemydelser.
- Det er en mulig konsekvens, at aktørerne ikke får samme betaling for ens ydelser.

Som alternativ til individuelt omkostningsbaseret afregning kan man udregne benchmarks eller modelbaserede priser fx fra konsulenter. Dette vil medføre, at alle får den samme betaling. Udfordringen ved at gå væk fra individuelt omkostningsbaseret afregning er, at der kan være en generel risiko for statsstøtte ved betaling over det faktiske omkostningsniveau. Slutteligt er der en udfordring ved ydelser, hvor der kun er behov for få leverancer, at dette kan give en skævvridning i markedet, og der kan være en udfordring med transparens, i forhold til hvilke kriterier som ligger til grund for valg af aktør.

Det er helt generelt vigtigt, at der skabes transparens om prisberegningen af regulerede priser, da det er centralt for aktørernes tillid og investeringsvilje. Herunder også, at der skabes rammer for, hvordan behovet og prissætningen kan ændres.

3.2.5 Håndtering af TSO-ejede anlæg

Der er i arbejdsgruppen drøftet forskellige synspunkter om det forhold at Energinet.dk ejer anlæg, som påvirker behovet for kommercielle aktørers leverancer af teknisk funktionalitet. Flere markedsaktører har anført, at Energinet.dk ikke burde eje sådanne anlæg, da formålet med liberaliseringen af elmarkedet har været at lade markeds kræfter og konkurrence drive effektiviseringen af sektoren. Markedsaktørerne lægger til grund, at TSO'er er monopolvirksomheder, som ikke har de samme økonomiske incitamenter til at drive deres anlæg effektivt.

Energinet.dk er på den anden side forbeholden over for en sådan begrænsning. Udfordringen er, at det i praksis vil betyde en overgang til en model, hvor alt ejerskab ligger på private hænder, da så godt som alle komponenter som Energinet.dk ejer i et vist omfang vil påvirke behovet for teknisk funktionalitet i nettet. Dette strider mod grundtanken om at kritisk infrastruktur skal forblive offentligt ejet.

Aktører har givet udtryk for, at givet at Energinet.dk ejer visse anlæg, der kan påvirke behovet for kommerciel leverance af teknisk funktionalitet, bør der etableres en model for ligeværdig konkurrence mellem kommercielle aktører og Energinet.dk's egne anlæg.

Den nuværende praksis prioriterer i nogen grad Energinet.dk's anlæg, således at der kun indkøbes kommercielle ydelser i det omfang Energinet.dk's anlæg ikke kan opfylde det fulde behov. Dette kan være uhensigtsmæssigt, da det ikke er givet, at Energinet.dk's anlæg er de billigste at anvende på kort eller lang sigt. Tilsvarende uhensigtsmæssigt vil det være ensidigt at prioritere kommercielle leverancer uden hensyntagen til pris. Det vil derfor være hensigtsmæssigt at udarbejde en model for beregning af en pris for anvendelse af – og investering i – Energinet.dk's anlæg, der giver mulighed for at sammenligne med et kommercielt bud på lige vilkår. Beregningen bør være baseret på det langsigtede relevante omkostningsniveau for kommercielle aktører, og korrigeret for forskelle i fx forrentningskrav og afskrivningsperiode mellem Energinet.dk og kommercielle leverandører.

Problemstillingen behandles konkret i forhold til Energinet.dk's systemydelsesstrategi. Herunder en analyse af muligheden for optimering af driftsomkostninger på tværs af kommercielle leverandører af systembærende egenskaber og Energinet.dk's egne netkomponenter.

3.2.6 Implementeringsmuligheder

Det er Energinet.dk's umiddelbare vurdering, at der ikke er juridiske eller tekniske hindringer for at implementere de foreslåede modeller for markedsgørelse eller aflønning af teknisk funktionalitet i form af nye systemydelser og etablering af konkurrence mellem Energinet.dk's anlæg og kommercielle aktører.

Strukturelt er der ingen forskel på "nye systemydelser", som beskrevet i Markedsmodel 2.0 og eksisterende systemydelser. Energinet.dk bør således have hjemmel i elforsyningsloven til at oprette nye produkter, hvis det er nødvendigt for at "opretholde den tekniske kvalitet og balance" i elsystemet.

På visse punkter er der fastsat prismekanismer i loven, fx ved beordring af opstart af et kraftværk. Det væsentligste vil være, at de prissætningsmekanismer, som er forudsat i den gældende lov ændres. Fx forudsætningen er at Energinet.dk yder en rimelig betaling (§ 27 c) eller dækning af meromkostninger uden dækningsbidrag (§ 27 b).

Det er ligeledes væsentligt at overveje om der skal foretages indskrænkninger af praksis for Energinet.dk's råderum, for i højere grad at facilitere et markedsbaseret indkøb. Af elforsyningslovens § 28 fremgår det, at Energinet.dk skal anvende "gennemsigtige, ikkediskriminerende, markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, den anvender til at udføre sit hverv". Det er denne paragraf der ligger til grund for markedsgørelse af reserver. En mulighed kunne være at udvide denne paragraf, så den også mere specifikt dækker teknisk funktionalitet.

Der ville dog fortsat være behov for en bestemmelse, der siger, hvis der ikke er tilstrækkelige med udbydere i markedet, kan Energinet.dk agere myndighed og pålægge levering mod en på forhånd defineret compensation (omkostninger og rimelig fortjeneste). Det er væsentligt, at Energinet.dk sikres de rette håndtag til fortsat at opretholde forsyningssikkerheden.

I forhold til netværkskoder kan det være en udfordring, hvis der i disse kommer krav, der pålægger kraftværkerne at levere funktionalitet til elsystemet. Dermed forhindres i praksis en markedsgørelse af denne funktionalitet, da det er en forudsætning for at kunne deltage i et marked, at man kan vælge, om man vil levere eller ej. Især netværkskoden for produktionsanlæg indeholder en række krav, som minder meget om de krav, der findes til kraftværker i dag. Der er således her ikke mulighed for at markedsgøre selve funktionaliteten, men da der i netværkskoden er fokus på, hvad anlæg *skal kunne*, og ikke så meget hvad kraftværker *skal gøre*, vil der måske være mulighed for at markedsgøre aktiveringen af funktionaliteten.

3.3 Optimering af balancemarkedet

3.3.1 Balancemarkedets elementer og deres funktion

Balancemarkedet består formelt set af kombinationen af regulerkraftmarkedet og balancemarkedet. Der er dog en meget tæt sammenhæng med manuelle og

automatiske reserver, og med effektubalanceafregningen som gør, at vurdering af ændringer i en eller flere af disse elementer nødvendigvis må betragtes i en sammenhæng. Der gives derfor indledningsvist en indføring i den grundlæggende opbygning af disse elementer, hvorefter problemer fremhæves, og løsninger foreslås. I bilag 8.4.2 findes data for balancemarkedet, herunder økonomisk volumen og aktiverede mængder.

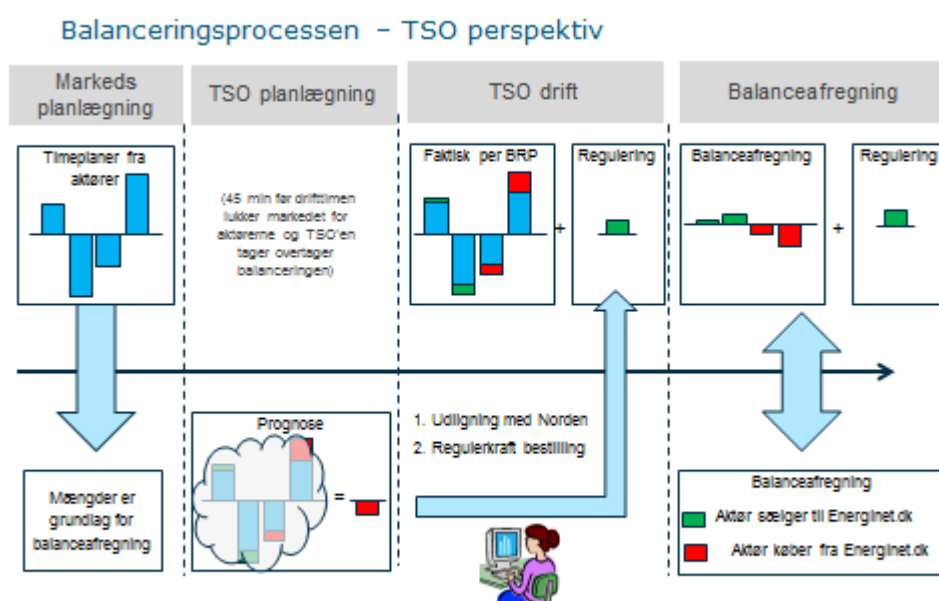
3.3.2 Regulerkraft og balancekraft

På regulerkraftmarkedet køber/sælger Energinet.dk energi (regulerkraft) ved handler, der indgår med aktørerne før eller i driftstimen på basis af de bud for op- og nedregulering, som aktørerne har indsendt til Energinet.dk.

På balancemarkedet køber/sælger Energinet.dk energi (balancekraft) til aktørerne for at neutralisere deres ubalancer. I modsætning til regulerkraft, opgøres handlen først efter driftstimen, når målingerne er indgået og ubalancerne er opgjort. I modsætning til regulerkraft baseres balancekraftshandler ikke på afgivelse af bud, men forskellen mellem måling og aktørplan handles pr. definition som balancekraft og udveksles med Energinet.dk.

Energinet.dk fungerer således som mellemand, der køber/sælger regulerkraft, og sælger/køber den samme energi som balancekraft. Derudover udligner Energinet.dk balancekraft mellem aktørerne, så det er summen af al balancekraft (netto ubalance), der købes/sælges som regulerkraft.

Figur 5 Balancemarkedet



3

Definition af ubalancer (opgørelse af balancekraft)

- Produktion: $Ubalance = registreret\ produktion - produktionsplan$
 - Produktion angives altid med positivt fortegn. Hvis produktionsubalancen er positiv har den faktiske produktion været større end den planlagte. Den balanceansvarlige aktør er dermed årsag til et nedreguleringsbehov.
- Forbrug og handel: $Ubalance = produktionsplan + registreret\ forbrug + handelsplan$

Som det fremgår, indgår forbrugsplanen ikke i ubalancen for forbrug og handel. Ubalancen for en aktør, der alene varetager balanceansvaret for forbrug, bestemmes som forskellen mellem handelsplan og det målte forbrug. Ubalancen for en aktør, der alene varetager balanceansvaret for handel (ikke har tilknyttet fysiske leveringspunkter), bestemmes som handelsplanen dvs. forskellen mellem købt og solgt. Det bemærkes, at en sådan forskel vil være et bevidst valg fra aktøren, da den ikke kan opstå som følge af prognosefejl på produktion eller forbrug, da disse ikke indgår i ubalancen.

Energinet.dk indgår i et fælles nordisk regulerkraftmarked, der fungerer efter samme grundlæggende principper som spotmarkedet. I regulerkraftmarkedet dannes således en markedspris ("RK-pris") time for time, der er ens i alle elspotområder, medmindre der er flaskehalse. Som det vil fremgå, så er denne RK-pris en afgørende parameter ved fastsættelsen af prisen for balancekraft.

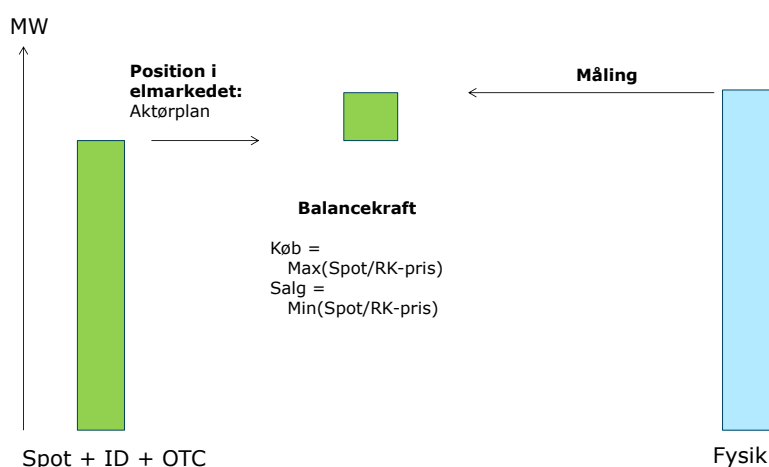
3.3.3 Enpris-/toprismodeller

I det nordiske elbørsområde eksisterer der to modeller for afregningen af balancekraft – *enprismodellen* og *toprismodellen*. Toprismodellen anvendes ved afregning af produktionsubalancer og etprismodellen ved afregning af balancekraft på forbrug og handel.

- Toprismodellen: Ubalancer, der går i samme retning som systemets samlede ubalance, og som dermed bidrager til systemets samlede ubalance, bliver afregnet til områdets RK-pris. Ubalancer, der går i den modsatte retning af systemets samlede ubalance, og som dermed "hjælper" systemet, bliver afregnet til områdets elspotpris.
- Enprismodellen: Ubalancer, uanset retning, afregnes til områdets RK-pris.

Toprisafregningen indebærer et strafelement i forhold til den mellemhandlerfunktion, som Energinet.dk varetager, og skaber dermed et overskud for Energinet.dk. I nedenstående tabel er opgjort, hvor meget aktørernes ubalanceafregning ændres, hvis der ud fra en alt andet lige betragtning var enprisafregning på både forbrug og produktion.

Figur 6 Beregning af balancekraft



Balancekraft fastsættes generelt som forskellen mellem en aktørs endelige position i elmarkedet (summen af alle handler) og den fysisk leverede/forbrugte energi. Her vist for en elproducent, der ikke er omfattet af effektubalanceafreg-

ning (balancekraft afregnes til to forskellige priser afhængigt af fortegn på ubalancen).

Det ses, at udgiften falder for produktion ved at gå over til enprismodellen. Det understreges, at dette er en alt andet lige betragtning, hvor afregningsprincippet ændres, men priser og mængder bevares. Aktørerne ville muligvis have taget en anden markedsposition, hvis afregningsprincippet havde været anderledes.

Figuren viser en alt andet lige betragtning af ændringerne i omkostningerne for at have ubalancer for produktion og forbrug i 2012-2014. Det vil sige, hvor meget mindre skulle produktionsaktørerne i DK1 betale i 2014, hvis de var på enprismodellen, med samme priser og mængder.

Enprismodel	Mio. DKK	2012	2013	2014
DK1	Produktion	-37,1	-34,8	-22,2
	Forbrug	0	0	0
DK2	Produktion	-54,4	-18,0	-13,6
	Forbrug	0	0	0
DK	Produktion	-91,5	-52,9	-35,7
	Forbrug	0	0	0

I forhold til en effektiv funktion af markedet er dette problematisk, da det skaber en skævvridning af incitamenterne, som gør, at det er dyrere for aktørerne at have ubalancer, end det koster at udligne ubalancerne. Dette kan medføre ineffektiv udnyttelse af reguleringsressurser i markedet og animere til porteføljebalancering, der potentielt er suboptimalt. Derudover er det særligt problematisk, at topisafregning kun rammer produktionssiden, idet dette yderligere skaber en skævvridning af incitamenten. Særligt uheldigt er det i forhold til en grøn omstilling, da topisafregningen ofte rammer de aktører, der har ubalancer på grund af prognosefejl på fx vindkraft.

En mulighed er at anvende enprismodel på alle ubalancer for både produktion og forbrug. Dette kan give en mere optimal udnyttelse af de til enhver tid tilgængelige resurser. En yderligere positiv virkning ville være et reduceret behov for VE-tilskud, idet en reduktion af straf på ubalancer samlet set øger markedsværdien af fluktuerende produktion.

Valget af prismodel skal dog ses i sammenhæng med Energinet.dk's indkøb af manuelle reserver og størrelsen på ubalancer.

3.3.4 Sammenhæng mellem regulerkraft og manuelle reserver

Energinet.dk indkøber manuelle reserver for at sikre, at der er reserver til rådighed for et udfald i elsystemet, fx udfald af et kraftværk eller en transmissionslinje. Dermed sikres, at der er reguleringsressurser til rådighed til at håndtere fejl i elsystemet. Reserveindkøbet dimensioneres i forhold til udfald af største enhed, hvilket typisk er en udlandsforbindelse eller Storebæltsforbindelsen.

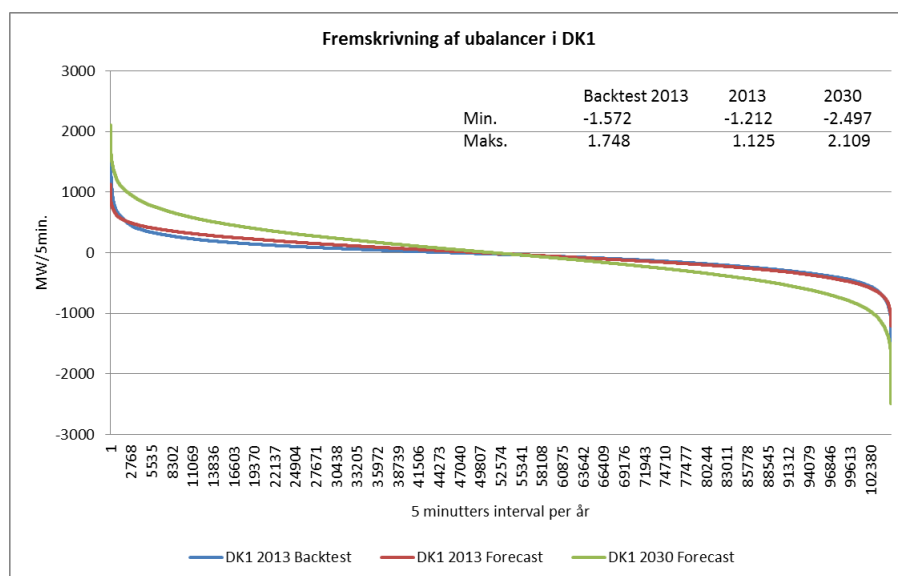
De manuelle reserver modtager rådighedsbetaling for at stå klar i regulerkraftmarkedet. Ved aktivering tages ikke hensyn til, hvilke bud der i forvejen har modtaget rådighedsbetaling.

I princippet bør de manuelle reserver ikke anvendes til at håndtere almindeligt forekommende ubalancer, idet de så ikke kan stå 100 pct. til rådighed for eventuelle udfald af største enhed. I praksis er der dog i driftsøjeblikket foruden de manuelle reserver også et stort udbud af regulerkraft fra frivillige regulerkraftbud i Danmark, og fra resten af Norden.

Derfor gøres der ingen særskilt indsats for at de manuelle reserver udelukkende anvendes til håndtering af fejl. Tværtimod blandes reserven ind i regulerkraftmarkedet med henblik på at foretage en optimal aktivering på tværs af reserver og almindelig regulerkraft. Konsekvensen er, at der kan opstå en situation, hvor reserven ikke er tilgængelig, da den allerede er brugt til balancering af systemet. Dette er naturligvis uhensigtsmæssigt, og sandsynligheden herfor bør være minimal, hvilket er tilfældet i dag.

Der er dog en risiko for, at ubalancerne vokser, hvilket kan resultere i en situation, hvor det bliver nødvendigt at indkøbe yderligere reserver for at kunne håndtere ubalancerne. Dette kan fx ske fordi den nuværende straf på ubalancer afskaffes ved overgang til enprisafregning, hvilket alt andet lige animerer til større ubalancer, og/eller fordi ubalancerne generelt vokser som følge af mere vindkraft i systemet.

Figur 7 Fremskrivning af ubalancer i DK1



Der er forskellige måder at imødekomme dette på.

En løsning kan være at trække de manuelle reserver ud af regulerkraftmarkedet, og først aktivere dem, hvis al tilgængelig regulerkraft er opbrugt, og da til en meget høj ubalancepris, som ikke er baseret på en bagvedliggende omkostning. Dette giver et incitament til, at markedsaktørerne samlet set holder ubalancerne inden for et bånd, hvor de kan dækkes af "frivillig" regulerkraft (i øvrigt samme princip som anvendes i den strategiske reserve). Dette kan dog give et effektivitetstab ved, at nogle bud ikke kan deltage i den løbende prisdannelse i regulerkraftmarkedet, ligesom det ikke sikrer, at reserven dimensioneres optimalt.

En anden løsning kunne være at etablere en mekanisme, der sikrer, hvis ubalancerne generelt vokser til et niveau, hvor det samlede udbud af regulerkraft og manuel reserve bliver utilstrækkeligt, da kan den manuelle reserve suppleres med en ekstra reserve, og udgiften hertil afspejles i et prissignal over for de forårsagende aktører. Der er i den sammenhæng behov for en systematisk metode til at fastsætte reservebehovet i forhold til ubalancernes størrelse. Med stigende ubalancer er det ikke givet, at de nuværende dimensioneringskriterier, som alene ser på største enkeltstående fejl (N-1), er tilstrækkelig til at sikre tilstrækkelige reguleringsreserver. Metoden bør være sandsynlighedsbaseret i forhold til forekommende ubalancer og hændelser i elsystemet over for tilgængelige reguleringsmuligheder. Metoden bør endvidere være transparent og alment tilgængelig, så der skabes klarhed og kontinuitet om principperne for reservedimensionering.

Derved sikres en omkostningsægte ubalanceafregning, der samtidig sikrer optimal aktivering af de til enhver tid tilgængelige resurser. Ved etablering af et sådant prissignal er der heller ikke længere behov for at stille krav til aktørernes balancering, da denne vil være drevet af incitamenter. Det nuværende krav, om at aktører skal være i balance før driftsdøgnet, praktiseres ikke i dag, og derfor bør det afskaffes og/eller tilpasses til praksis, idet aktørerne vil handle sig i balance på det tidspunkt, hvor det bedst kan betale sig. Dette vil fjerne usikkerhed hos aktørerne og motivere til, at aktørerne til enhver tid reagerer på de givne prissignaler. Det er således en "lovlig" og acceptabel forretningsstrategi at have ubalancer. Incitamentet til at være i balance gives dermed alene ved ubalanceprisen. Specifikt vil det betyde, at handelsbalanceansvarlige må have åbne positioner med ind i leveringsøjeblikket (fx sælge mere end de har købt).

Der er ikke i projektet udarbejdet et konkret designforslag for ovenstående. En løsningsmulighed kunne være at pålægge ubalanceprisen en strafkomponent i de tilfælde, hvor aktørernes samlede ubalance når ud over en på forhånd fastsat grænse. Størrelsen på strafkomponenten fastsættes, så den dækker omkostningerne til de reserver, som er nødvendige ud over N-1 kriteriet for at håndtere ubalancerne. En ulempe ved denne metode er, at strafkomponenten formentlig vil blive uforholdsmæssigt stor, da den udelukkende vil være aktiv i nogle få timer om året, og aktørerne vil ikke på forhånd kunne forudsige hvilke. Incitamentet i en sådan løsning er således primært drevet af risiko for at straffen bliver aktiveret, og ikke så meget af selve straffens størrelse.

Alternativt kan strafkomponenten pålægges ubalancer i alle timer, baseret på en historisk opgørelse af ubalancer fx ugentligt. Dermed vil strafkomponenten i alle timer give et incitament til at reducere ubalancer, som ikke er lige så kraftigt som i den første variant, men som til gengæld er kendt på forhånd af aktørerne, og dermed potentielt har større virkning. Desuden vil det i en sådan løsning være lettere at beregne strafkomponentens størrelse, da beregningsgrundlaget er samtlige ubalancer og ikke kun nogle få timer. Dermed øges muligheden for at afregningen samlet set bliver omkostningsægte. En ulempe kan dog være, at denne form for afregning ikke nødvendigvis i den enkelte time er omkostningsægte, og det sikres heller ikke nødvendigvis at "forurenere betaler", hvis de aktører, der var årsag til aktivering af strafkomponenten ikke længere udviser store ubalancer i den periode, hvor strafkomponenten er aktiv.

Det vigtigste i forhold til investeringer er, at systemet over en længere periode bliver omkostningsægte, og at der ikke i den enkelte time pålægges strafgebyrer, der virker væsentligt forvridende på aktiveringsrækkefølgen.

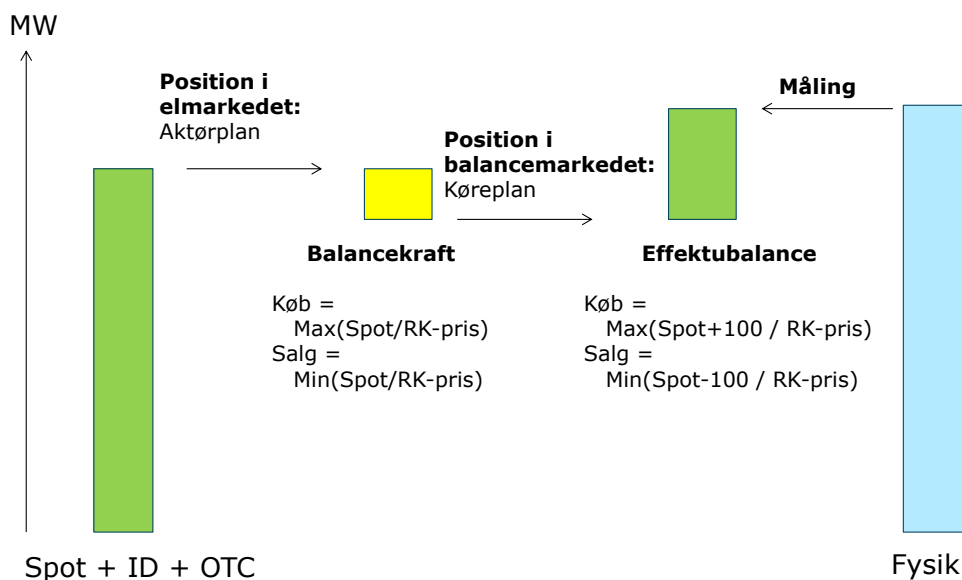
3.3.5 Automatiske reserver og effektubalanceafregning

Regulerkraft aktiveres som hovedregel 15-30 minutter før starten af driftstimen. De indtil nu beskrevne mekanismer sigter således mod at udbalancere den **forventede** ubalance på baggrund af indmeldte køreplaner og prognoser. Der er yderligere en mekanisme, der håndterer ubalancer, der opstår fra aktivering af regulerkraft til driftsøjeblikket. Dette udgøres af den automatiske reserve og den tilhørende effektubalanceafregning, der i princippet spiller samme rolle som regulerkraft og balancekraftafregning, men på en kortere tidsskala.

Hvis aktivering af regulerkraft skal være tilstrækkeligt til at balancere systemet, skal alle prognoser være rigtige, og alle aktører skal overholde køreplanen. Dette er ikke muligt i praksis og et automatisk system overvåger derfor hele tiden den faktiske, momentane ubalance og aktiverer automatisk reserve (LFC / FRR-A) for at udbalancere denne. Dette kaldes den automatiske reserve.

For at dække aktiveringsomkostninger til automatisk reserve afregnes regulerbar produktion i DK1 for såkaldte effektubalancer på kvartersbasis. Afregningsgrundlaget er en køreplan, som aktøren oplyser til Energinet.dk. Afvigelser fra denne køreplan afregnes som effektubalancer, der opgøres som energi pr. 15 minutters interval. Afregningsprisen er spotprisen +/- 100 DKK/MWh, dog mindst/højst opregulerings/nedreguleringsprisen i samme time¹⁵. Dette modsvarer afregningsprisen for aktiveret energi fra den automatiske/sekundære reserve.

Figur 8 Samlet balanceafregning set for en elproducent



Samlet balanceafregning for en elproducent der er omfattet af effektubalanceafregning. Det ses, at der er tale om en balanceafregning i to trin. I praksis kan faktisk afregning i visse situationer afvige fra det illustrerede.

Afregningen er dog i modstrid med de opstillede designprincipper for klare pris-signaler af to årsager: Dels dækker den kun regulerbar produktion i DK1, dels er størrelsen på afregningen fastsat til en pris uden hensyntagen til de faktiske

¹⁵ Dette beskriver teorien i afregningen. I praksis anvendes i visse situationer en tilnærmet afregningspris.

bagvedliggende omkostninger på de anlæg der reguleres på. Regulerbar produktion dækker over kraftværker og havmølleparker, men omfatter fx ikke forbrug og landvind, ligesom hele DK2 er undtaget¹⁶.

De økonomiske konsekvenser for de berørte aktører er samlet set en omkostning til effektubalanceafregning på ca. 10-15 mio. kr. (netto) årligt. Dette udtrykker dog alene omsætningen på de effektubalancer, som afregnes mellem aktør og TSO. Det er uvist, hvad aktøren har af omkostninger til at forsøge at minimere den afregnede mængde. Dertil kommer omkostninger til måling og opgørelse, datahåndtering, afregning osv. hos både TSO og aktører. De samlede samfundsøkonomiske omkostninger er derfor svære at gøre op.

Udfordringerne med effektubalanceafregningen er

- At den for de berørte aktører giver et incitament til porteføljebalancering – et incitament, som ikke direkte er baseret på en bagvedliggende omkostning. Dette kan medføre en ineffektiv udnyttelse af reguleringsressurser.
- At effektubalanceafregning kun pålægges de fleksible aktører (regulerbar produktion), hvilket giver ufleksible aktører en fordel. Prissignalet har dermed "forkert fortegn". Dette kan medføre manglende investeringer i fleksible anlæg, og dermed mangel på fleksibilitet i systemet på sigt.
- At afregningssystemet er komplekst og ikke transparent for aktørerne. Dette skyldes ikke mindst implementeringsmæssige hensyn, hvor der i visse tilfælde afviges fra det grundlæggende afregningsprincip med en estimeret afregningspris, ligesom der er indført en minimumsgrænse på 10 MW for afregning af effektubalance.

Effektubalanceafregningen bidrager imidlertid til en vigtig funktion i forhold til at holde systemet balanceret, og kan derfor ikke umiddelbart afskaffes. Et forslag, arbejdsgruppen har diskuteret, er derfor et redesign af effektubalanceafregningen, der sikrer, at aktørernes afvigelser fra endelig plan prissættes i henhold til omkostninger. Afregningen bør så vidt muligt gælde for alle aktører, uanset om det er produktion eller forbrug, regulerbart eller ej.

En løsning kunne være inspireret af det hollandske system, hvor aktiveringsprisen på automatiske reserver løbende offentliggøres og anvendes som afregningspris for kvartersubalancer. Dette forudsætter, at den automatiske reserve aktiveres i henhold til en budliste. Modellen minder meget om den danske effektubalanceafregning med den meget væsentlige forskel, at afregningsprisen fastsættes i henhold til faktiske aktiveringsomkostninger i markedet. Dermed gives korrekt incitament til at være i balance i realtid, hverken mere eller mindre. Dette indebærer, at det bliver lettere at sammensætte puljer af mindre enheder, da hver enhed i sig selv kan forholde sig til prissignalet uden at kende porteføljens samlede position og tilstand. Dette giver blandt andet mulighed for, at fleksibelt elforbrug kan deltage "passivt" i markedet, dvs. uden at afgive bud, men alene reagere på det til enhver tid tilgængelig prissignal.

I forhold til det nuværende paradigme i Danmark medfører dette en række fordele, men også udfordringer. Generelt er der tale om en enprismodel, hvor alle ubalancer prissættes til samme pris, hvilket i sig selv bidrager til effektivitet i

¹⁶ Det skyldes, at effektubalanceafregningen oprindeligt blev rettet mod de aktører, som blev aktiveret mest.

balanceringen. Ligesom skitseret i forrige afsnit bør det dog overvejes, hvordan der sikres, at der er tilgængelige resurser til at håndtere ubalancerne i systemet, særligt i en fremtid hvor ubalancerne strukturelt må forventes at vokse som følge af stigende VE-andel. Der bør således også her være en mekanisme, der giver en tilbagekobling på prissignalerne ved behov for øget reserveindkøb.

Samspillet med manuelle reserver er i denne sammenhæng centralt, da der ikke er god grund til at have dobbelte reserver. Dette kan tale for, at en større del af reserven skal placeres som automatisk reserve frem for manuel. Dette er en udfordring i forhold til det danske paradigme, hvor den primære resurse er manuelle reserver og regulerkraft, som aktiveres på baggrund af TSO'ens forventninger til ubalance. En overgang til den skitserede løsning vil således kunne indebære, at TSO'ens rolle i regulerkraftmarkedet reduceres, og at det i højere grad vil være markedsaktørerne, der handler sig i balance, og hvor residuale ubalancer håndteres i realtid baseret på incitament, der gives på baggrund af marginalprisen på de aktiverede automatiske reguleringsresurser.

Samlet set er erfaringerne fra Holland positive, både i forhold til balanceringskvalitet og omkostninger. Det vil derfor være relevant at arbejde videre med en mere detaljeret analyse af modellens anvendelighed i en dansk kontekst. Tilsvarende vil det være relevant i forbindelse med udviklingen af markedet for LFC i Norden at indtænke, hvordan ubalancer kobles sammen med aktiveringsprisen for LFC.

Endelig vil det på kort sigt være relevant at undersøge muligheden for at tilpasse prisen på effektubalancer, så de står mål med omkostninger til regulering, og eller tilpasse fastsættelsen af bagatelgrænsen på 10 MW, fx som en funktion af porteføljens størrelse.

3.3.6 Sammenhæng mellem regulerkraft og langsomme reserver

I DK2 anvendes både såkaldt hurtige og langsomme reserver. De hurtige reserver har en opstartstid på 15 minutter og svarer således til manuelle reserver. Aktiveringsdelen kører via regulerkraftmarkedet.

De langsomme reserver indkøbes og aktiveres som et særskilt produkt med en længere opstartstid. Der er ikke mulighed for at indgive "frivillige bud" (bud uden forudgående aftale om reservation) på langsomme reserver.

Aktivering sker, når et behov kan forudsiges med længere varsel end for de manuelle reserver. Aktivering af langsomme reserver prioriteres for at friholde de hurtige reserver til uforudsete hændelser. Det bemærkes, at der derved kan opstå et tidsmæssigt overlap mellem intra-day-markedet og de langsomme reserver. Der er således en risiko for, at TSO'en kan skabe ubalancer i et marked, der ellers var i balance.

Derudover kan de langsomme reserver aktiveres efter hurtige, hvis der er opstået en blivende fejl, fx havari, som ikke kan løses umiddelbart. Der benyttes de langsomme reserver til at frigive allerede aktiveret hurtig reserve.

De langsomme reserver kan forstyrre prissignalerne i regulerkraftmarkedet, idet aktivering af langsom reserve alt andet lige påvirker behovet for regulerkraft. Dette kan reducere det økonomiske potentiale for aktørerne, hvilket kan medføre manglende incitament til at deltage i regulerkraftmarkedet.

Det bør derfor overvejes, om de langsomme reserver kan undværes og evt. erstattes af en tilsvarende mængde hurtige reserver. Det bemærkes, at anlæg med en længere opstartstid end 15 minutter bør gøre deres kapacitet tilgængelig i intra-day-markedet. Det skal i den forbindelse overvejes, om udfasning af langsomme reserver vil øge behovet for manuelle reserver.

3.3.7 Specialregulering

Specialregulering er en regulering, hvor den normale prissættelse ikke nødvendigvis følges, og hvor aktiveringen ikke bliver prissættende for balanceprisen. Baggrunden er et ønske om, at reguleringer udført af nettekniske forhold/begrænsninger ikke må påvirke regulerkraftprisen (og dermed ubalanceprisen), som fastsættes ud fra balancen i systemet.

Specialregulering anvendes på grund af:

- Flaskehalse/netproblemer i eget net
- Flaskehalse/netproblemer i udlandet fx Sverige eller Tyskland
- Test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg

Pris anvendes således ikke som kriterium for at vælge mellem specialregulering eller almindelig regulering (balanceregulering). Det er alene den bagvedliggende årsag, der afgør om en regulering er balanceregulering eller specialregulering. Ved reguleringer på grund af flaskehalse vil der ofte blive reguleret både op og ned i samme time (på hver sin side af flaskehalsen). Det er systemets balance, der bliver afgørende for, hvilke af disse reguleringer der bliver til balancereguleringer og dermed afregnes til marginalpris.

Det bemærkes, at de årsagskoder der er defineret for at øge transparensen omkring specialregulering p.t. ikke benyttes af Energinet.dk. Al specialregulering benævnes derfor "andre årsager". Det er således ikke muligt for aktørerne at se, hvilken af ovenstående årsager der har været lagt til grund for en specialregulering.

Regulerkraftbud, anvendt til specialregulering, afregnes til den tilbudte pris (pay-as-bid). Da det i aktiveringsøjeblikket ikke altid er klart om reguleringen ender med at blive en specialregulering, får aktøren ikke oplyst årsagen til aktivering. Aktørerne kan således heller ikke afslå at blive anvendt som specialregulering.

Ved timer hvor der både er balanceregulering og specialregulering ligger balancereguleringen "inderst" på budlisten. Specialregulering kan således ikke blive afregnet til en pris, der er dårligere end RK-prisen, dvs. mindre end RK-prisen for opregulering og omvendt for nedregulering.

Eksempel:

- Energinet.dk har et overskud på 25 MW.
- TenneT Tyskland ønsker, at Energinet.dk skal købe 100 MW (handler med TenneT er altid specialregulering).
- Derved opstår nu et samlet overskud på 125 MW.
- De første 25 MW nedreguleres ud fra marginalpris som balance (sidst aktiverede bud sætter prisen for alle underliggende bud).
- De næste 100 MW nedreguleres ud fra pay-as-bid pris som specialregulering (hvert enkelt bud afregnes til den udbudte pris).

I komplekse situationer, hvor regulering foretages flere steder i Norden, kan det tage tid efter driftstimen at få et overblik over, hvad der skal afregnes som spe-

cialregulering, og hvad der er balanceregulering. Dette kan medføre, at priser korrigeres efterfølgende.

Brugen af specialregulering er overordnet beskrevet i den nordiske systemdrifts-aftale appendiks 3.

Andel i pct. specialregulering af regulering MWh				
	DK1		DK2	
	Op	Ned	Op	Ned
2013	2,49	6,56	31,15	1,38
2014	4,95	7,52	21,76	2,17
2015*	6,22	42,16	26,79	1,83

*Til og med 27. april 2015

Specialregulering kan forstyrre prissignalerne i regulerkraftmarkedet, idet der aktiveres energi i markedet, som ikke påvirker prisen. Herved kan aktører miste en indtjeningsmulighed i regulerkraftmarkedet. Derudover har det den uensigtsmæssige følgevirkning, at det giver en kunstig dæmpning på udsving i ubalanceprisen.

Herved kan det økonomiske potentiale reduceres for aktørerne, hvilket kan medføre manglende incitamenter til at deltage i regulerkraftmarkedet på sigt. I bilag 8.4.3 ses eksempler på de økonomiske konsekvenser af specialregulering.

Det foreslås derfor, at Energinet.dk undersøger via analyse og dialog med øvrige TSO'er nærmere, om kriterierne for specialregulering kan ændres, så det kun er ved behov for at overspringe bud i eget prisområde (fx på grund af interne flaskehalse), at specialregulering foretages. Efterspørgsel fra et naboområde er naturligt forekommende og udtrykker alene en efterspørgsel i markedet, som bør behandles som almindelig regulering. Efterspørgsel fra et andet prisområde vil således altid påvirke både regulerkraftpris og ubalancepris, i eget område, helt i tråd med den måde et sammenkoblet marked som fx spotmarkedet virker på.

En sådan ændring forventes at reducere mængden af specialregulering til et negligeabelt niveau, og tilsvarende øge mængden af marginalprisafregnede reguleringer, idet reguleringer, der går på tværs af prisområder, da vil blive afregnet til marginalpris. Der kan være en udfordring med at implementere dette, da det fremgår af seneste udkast til guidelines for balancering, at ikkebalanceregulering (= specialregulering) ikke må påvirke regulerkraftpris eller ubalancepris. Der er dog ingen klar definition af, hvad balanceregulering er, og en implementering af det skitserede forslag vil derfor fordrer, at det er muligt at argumentere for at et overskud i fx Nordtyskland, der løses med nedregulering i DK1, skal betragtes som en balanceregulering, fordi det handler om at etablere balancen i et delsystem, der er lukket inde bag en flaskehals.

Alternativt (eller i tillæg til ovenstående) bør det overvejes at undersøge muligheden for at åbne for, at aktørerne afgiver to priser pr. bud, hvor den ene er til marginalprisafregning, den anden til pay-as-bid. Dette løser problemet for de aktører, der deltager i regulerkraftmarkedet, men adresserer ikke udfordringen, at specialregulering virker dæmpende på ubalanceprisen.

3.3.8 Løsningsforslag

Der er skitseret en række udfordringer ved det nuværende markedsdesign, som bør adresseres fremadrettet. Der er dog ikke foretaget en meget konkret analyse af alle konsekvenser af tilpasningerne. Tilpasninger af balancemarkedet bør kun foretages efter en mere grundig analyse af systemmæssige risici, hvilket bør ske efter Markedsmodel 2.0-projektet.

På kort sigt bør der foretages en indsats for at præcisere reglerne for balanceansvar, og løse problemerne med specialregulering og langsomme reserver. Det bør undersøges nærmere, om der kan foretages praksisændringer, der reducerer brugen af disse. Effektubalanceafregningen kan evt. gøres mere lempelig, under hensyntagen til fortsat opfyldelse af den funktion, som effektubalanceafregningen har. I alle tilfælde vil det være hensigtsmæssigt at harmonisere reglerne, så alle aktører oplever samme incitamenter, da det nuværende setup pålægger fleksible aktører en ekstra omkostning i forhold til ufleksible aktører.

En mere grundlæggende ændring af balancemarkedet, herunder en ændring af de overordnede afregningsprincipper vedrørende enpris-/toprismodeller, kræver en større grad af international koordinering, og vurderes at ville have en længere implementeringshorisont. Balancemarkedet udvikles i høj grad i internationalt samarbejde, ikke kun i Norden, men fremadrettet også i stadigt stigende grad med kontinentet. Dette er ikke mindst drevet af de fremtidige guidelines for balancing.

Det anbefales, at der i det fremtidige udviklingsarbejde sættes som mål at få et balancemarked, som baseres på følgende principper:

- Prisen på ubalancer skal som grundprincip afspejle den marginale omkostning til håndtering af ubalancen – hverken mere eller mindre.
- Eventuel afvigelse fra dette princip skal afspejle omkostninger, der er forårsaget af ubalancerne, fx hvis øget reserveindkøb er nødvendiggjort af aktørernes ubalancer.
- Ens vilkår for alle aktører på tværs af fx produktion/forbrug og forskellige teknologier.

3.3.9 Implementering

Grundet det nuværende design på balancemarkedet er det ikke muligt at indføre enprismodellen i dag. Dette er ikke muligt grundet det nuværende design på balancemarkedet. Den lange ISP (Imbalance Settlement Period) på 1 time gør at balancen kan variere ganske meget inden for samme ISP, hvormed det bliver svært at fastsætte en enkelt pris for timen der udtrykker den marginale værdi af energi i den time. Dermed bliver det svært at anvende en enkelt pris som signal til markedsaktørerne om systemets balance, da enkelte prisspidser hænger ved gennem timen. Dette giver aktørerne et slørret prissignal, hvor det ikke er muligt at hjælpe systemet efficient. Enprismodellen på forbrug virker kun i det nuværende regime da forbrug ikke agerer fleksibelt. Toprismodellen har ikke samme udfordring, da realtidsprisen principielt er arbitrær, når blot den giver incitament til porteføljebalancering. En forudsætning for indførsel af enprisafregning er således overgang til en kortere ISP på 15 minutter samt etablering af marked for energi på denne tidshorisont (aktiveringsmarked for FRR-A). En ISP på 15 minutter er en bedre, men ikke perfekt løsning. Det er hele tiden en afvejning af muligheden for at balancere systemet effektivt, måling/afregning og kompleksitet.

I DK1 er effektubalanceafregningen principielt et skridt i den rigtige retning, fordi det giver en struktur for afregning af ikkeplanlagt energi med en højere tidsopløsning. Det nuværende design med stærkt incitament til porteføljebalancering er dog uhensigtsmæssigt. Også her er forudsætningen et marked, hvor aktiveret FRR-A energi kan prissættes og anvendes i effektubalanceafregningen.

En pris baseret på frivillige bud og efterspørgsel er en forudsætning for, at prissætningen afspejler den bagvedliggende omkostning. Dette skal gøres samtidig med, at der arbejdes på et fælles nordisk FRR-A aktiveringsmarked, som forventes implementeret i 2017. Der er derfor god logik i at sikre, at de to markeder har samme design, så DK1 og Norden forsat kan konvergere mod harmonisering. Denne harmonisering begyndte i 2009 og følger principperne i EU's planer for harmonisering gennem netværkskoderne. Dette sætter rammerne for en reform af effektubalanceafregningen, som skal overgå til at være balanceafregning (energibetaling), og derved gælde for både forbrug og al produktion. Der er dog visse udfordringer i Norden om at blive enige om, hvordan samspillet med FRR-M (regulerkraftmarkedet) skal være. Når effektubalanceafregningen overgår til balanceafregning, er det her vigtigt at diskutere overgangen til en-prismodellen.

De overordnede rammer for designvalget sættes dog af netværkskoden for balancering, hvor seneste udspil (qualified recommendation fra ACER til EC, juli 2015) foreskriver følgende:

Allerede et år efter ikrafttræden, dvs. omkring sommeren 2017, skal forhold omkring ubalanceafregning harmoniseres blandt alle TSO'er i EU.

ACER kræver, at følgende harmoniseres:

- *Beregninger af position, ubalance, allokeret volumen og ubalancetilpasning,*
- *at definitionen af ubalanceprisområdet er lig med budzonen i tilfælde af en selv-dispatch model*
- *beregningen af ubalanceprisen*
- *priskomponenter som er inkluderet i ubalanceprisen, og*
- *brugen af en pris for alle ubalancer, med muligheden for to priser baseret på et tydeligt kriterium og forklaring af dette.*

Ovenstående skal ses i sammenhæng med et forventet krav til ISP på 15 minutter. ACER forventer, at det hele skal være implementeret senest sommeren 2019. Der er således ikke plads til hverken dansk eller nordisk enegang. ACER er meget opmærksomme på, hvis ikke der er en stor grad af harmonisering, så kommer den store integration ikke til at finde sted, og derfor står de stærkt på harmoniseringskravene.

De øvrige nordiske lande er selvfølgelig væsentlige aktører i forhold til at ændre balanceringsdesignet, og de nordske TSO'er har forskellige synspunkter i forhold til det nye design. Netværkskoden for balancering kommer højst sandsynligt til at indeholde et krav om ISP på 15 minutter, en tankegang som man allerede i Norden arbejder på med projektet "Finer Time Resolution".

3.4 Forøget fleksibel forbrugsafkobling

3.4.1 Værdien af fleksibelt forbrugsafkobling

Den stigende andel af vedvarende energi i elsystemet afføder et behov for, at også forbrugssiden agerer aktivt i elmarkedet. Det er muligt for større virksom-

heder at deltage med fleksibelt forbrug på elmarkederne allerede i dag, men andelen, som faktisk deltager, er meget lille.

Med øget inddragelse af forbrugssiden vil udbud og efterspørgsel i højere grad kunne mødes og sikre effekttilstrækkelighed uden tvungen afkortning af forbrug.

Forbrugssiden kan betragtes som et ligeværdigt alternativ til produktionssiden og incitamenterne, for at forbruget kan udgøre en mere aktiv rolle i elmarkedet, bør synliggøres, således at markedets prissignaler til enhver tid aktiverer de mest optimale ressourcer.

Målet med dette afsnit er således at vurdere muligheden for, at forbrugssiden kan bidrage til en omkostningseffektiv drift af elsystemet ved at se på:

- Potentialet for fleksibelt forbrug i form af afbrydelighed
- Incitamenter for en øget aktivering af forbrugssiden
- Designanbefalinger til eksisterende elmarkeder

3.4.2 Udgangspunkt for aktivering af fleksibel forbrugsafkobling

Det er alene situationer med effektknaphed, der er udgangspunktet for afdækning af potentialet for frivillig forbrugsafkobling¹⁷. Det vil sige situationer, hvor elforbrugeren kan:

- Forskyde sit forbrug fra en (dyr) periode – hvor effektsituationen kan være anstrengt til en anden (billigere periode med rigelig effekt), fx varmepumper i bygninger
- Afstå fra forbrug, hvis fx elprisen er meget høj, fx belysning
- Afkobles fra nettet gennem investering i egen elproduktion, fx små generatorer/nødstrømsanlæg

For at fremme det økonomiske incitament for det fleksible forbrug vil adgangen til systemydelsesmarkederne også blive belyst.

Idet potentialeafdækningen tager afsæt i situationer med effektknaphed, er følgende forbrugsfleksible bidrag ikke en del af analysen:

- Brændselsskifte, fx dobbeltstrenget opvarmning i en bygning med enten oliefyr eller elpatron, hvilket i driftsøjeblikket vil afgøres af brændselsprisen
- Forøget forbrug ved meget lave priser

Med samme begrundelse er varmeproducerende anlæg (varmepumper og elpatroner) hos kraftvarmeværker ikke indregnet, idet de fortrinsvis aktiveres i lavprissituationer. Der kan dog eksistere et mindre potentiale, hvis værkerne skal køre med en vis grundlast, der for en kort periode kan reduceres/afkobles i perioder, hvor elprisen er høj.

Der tages afsæt i en virkelighed, hvor timeafregning af alle forbrugsgrupper er en realitet. Dette følger senest i 2020, hvor fuld implementering af fjernaflæste timemålere (inklusive Engrosmodel og DataHub) er en kendsgerning. Disse emner har ligesom afgifts- og tilskudsforhold, samt dynamiske tariffer i distributionsnettet, ikke været en del af arbejdet.

¹⁷ I elmarkedet kendt som opregulering, idet man historisk set betragter ydelsen fra kraftværkssiden.

Historisk set kan situationer med effektknaphed i spotmarkedet ikke alene drive investeringerne til aktivering af det fleksible forbrug. Derfor belyses systemydelsesmarkederne også, for at fremme den samlede business case for fleksibelt forbrug.

3.4.3 Vurdering af potentialet

Potentiale vurderingen for frivillig forbrugsafkobling er sket i samarbejde med flere brancher, og principperne har været konservative skøn for både det eksisterende og det fremadrettede potentiale (altså ikke et *teknisk potentiale*) med følgende karakteristika:

Klassisk elforbrug som er al eksisterende elforbrug frem til 2020 evt. 2025. Frivillig afkobling af dette elforbrug vil direkte reducere antallet af situationer med effektknaphed. På den korte bane vil det være de klassiske forbrugstyper, der er mest interessant, da der er tale om større forbrugsenheder, der allerede nu relativt nemt kan aktiveres i elmarkedet, hvis de rette incitamenter er til stede.

Nyt elforbrug som fx elbiler og individuelle varmepumper til både professionelt og privat formål frem til 2035. Dette elforbrug øger det samlede danske elforbrug og vil derfor medvirke til en stigning i antallet af timer med effektknaphed, hvis det ikke agerer fleksibelt på markederne. Men det nye elforbrug er nødvendigt for en effektiv integration af de stigende mængder af VE. Det nye forbrug, herunder elbiler og varmepumper, er endnu ikke af en størrelsesorden, hvor det er muligt at oplyse behovet for investeringer i udstyr eller omkostninger forbundet med en frivillig afkobling

Under den konservative tilgang ligger også, at de identificerede forbrugstyper er de forbrugere, som på kort sigt forventes at have de laveste investerings- og/eller aktiveringsomkostninger. Heraf følger, at omkostningerne for deres ydelse – forbrugsafkobling – vil være de laveste og dermed de mest sammenlignelige i forhold til produktionssiden.

En alternativ tilgang er at se på "value of lost load" (VOLL), som er elforbrugers værdi af at undgå strømafbud. Der er ikke i regi af markedsmodel 2.0 lavet særstudier af VOLL, men udenlandske analyser viser¹⁸, at VOLL er markant højere end de priser og det prisloft, som er gældende i Danmark i dag. Idet der er stor forskel, er udbredelsen af fleksibelt forbrug ganske lille i dag.¹⁹

Det er væsentligt at understrege, at potentiale vurderingen ikke er udtømmende, og nye forbrugsenheder og -teknologier, som fx varmepumper i spildevandssektoren eller batterilagere, kan øge potentialet yderligere.

Inden for det klassiske forbrug er det gennemsnitlige potentiale for frivillig forbrugsafkobling 300-450 MW, som primært er baseret på aktivering af nødstrømsanlæg²⁰, men potentialet indeholder også mindre bidrag fra bygninger og el-intensiv industri. Tallet er eksklusive bidrag fra gartnerier og fryselagre, som i dag lægger størstedelen af deres forbrug uden for det tidsrum (kl. 8-20), hvor

¹⁸ Energi Norge (2012) og Institute of Energy Economics v/University of Cologne (2013).

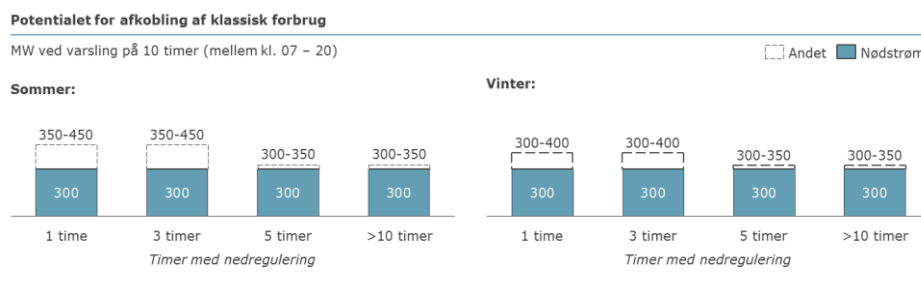
¹⁹ Det bemærkes, at VOLL ikke nødvendigvis afspejler betalingsvillighed. Fx kan værdien af at undgå strømafbud i en bank være utrolig høj, men betalingsvilligheden for at købe strøm bør ikke kunne overstige omkostningen ved at have egen backupgenerator.

²⁰ Nødstrømsanlæg er egentlig ledig produktionskapacitet, men er historisk set betragtet som forbrug.

situationer med effektknaphed forventes at forekomme (se detaljer i Appendiks 8.3). Enkelte nødstrømsanlæg agerer allerede i dag på markedet for systemydelse, da de ikke har de samme barrierer som de øvrige forbrugstyper. Men en væsentlig øget deltagelse af nødstrømsanlæg er som for de øvrige forbrugstyper afhængig af forbedret økonomi fx via reservebetalinger.

Andre forbrugstyper, der ikke indgår i analysen på grund af høje investeringsomkostninger pr. kWh, er fx elvarme i boliger og sommerhuse samt kølediske i detailhandlen. Dette forbrug forventes lettere at aktivere, hvis business casen er god, når aggregatorfunktionen er implementeret.

Figur 9 Potentiale for forbrugsafkobling fra eksisterende klassisk forbrug



Givet at potentialeafdækningen baserer sig på konservative skøn med udgangspunkt i eksisterende elpriser, vil den forventede prisudvikling i retning af højere priser og flere prisspidser kunne aktivere en større andel fra især den klassiske del af forbrugssiden. Herudover har det ikke været muligt at vurdere, om potentialet kunne øges gennem øget brug af lokale nødstrømanlæg.

For alle forbrugstyper gælder, at det ikke alene er størrelsen af det afkoblelige forbrug i MW, der afgør, om det kan bidrage til at løse effektbehov på en økonomisk rentabel måde. Derimod er det sammenhængen mellem størrelse, varighed, reaktionsevne, investering og ikke mindst aktiveringsomkostninger pr. fleksibel kWh, som afgør om forbruget er attraktivt til fleksibel forbrugsafkobling.

3.4.4 Barrierer

Der er i fase 1 og fase 2 identificeret en række barrierer for, at fleksibelt forbrug i dag ikke deltager på de forskellige elmarkeder. Dette gælder både ved effektknaphed i spotmarkedet og på systemydelsesmarkederne. Disse er beskrevet nedenfor, mens løsningsforslag hertil beskrives i det efterfølgende afsnit.

3.4.4.1 Vidensbarrierer

Helt overordnet er det en væsentlig barriere, at der ikke er opbygget en tilstrækkelig viden om mulighederne på elmarkederne. Dette gælder både i forhold til, at forbrugerne ikke byder sig fleksibelt ind i spotmarkedet, men også i forhold til systemydelsesmarkedet. Behovet for mere viden og indsigt i elmarkedets muligheder gør sig gældende hos alle aktører som den enkelte forbruger, virksomhed og bygningsejer samt elleverandører og den potentielle tredjepartsaggregator (se nedenfor), m.fl.

Fleksibelt forbrug kræver større fokus på fleksible elprodukter og timeafregning af alle forbrugerne, hvilket vil begynde allerede i 2016 med fuld udrulning af timeafmålte målere i 2020.

Større elforbrugere kan have fordele af at anvende prisafhængige bud frem for fastprisaftaler, det kan både gavne dem selv, markedet og systemet i situationer med effektknaphed. Der er erfaring for, at store kunder ikke i dag får tilbudt sådanne kontraktformer, og der bør derfor arbejdes med større formidling af markedets muligheder.

Fleksibelt forbrug sammentænkes typisk ikke med energieffektivisering på grund af manglende viden. Når styring til energieffektivisering ikke sammentænkes med fleksibelt forbrug, bliver fx bygninger og virksomheder ikke fremtidssikrede til også at kunne bruge denne mulighed. Dette medfører, at der efterfølgende skal reinvesteres for at gøre fx bygningen og virksomheden energifleksibel, og så holder business casen ikke længere. Desuden nedlægger energieffektivisering mange lagringsmuligheder (fx vandtårne), som kunne være brugbare til fleksibelt forbrug.

Viden om at fx nødstrømsanlæg kan bydes ind i elmarkedet kan også med fordel udbredes mere, specielt fordi det allerede er en reel mulighed.

3.4.4.2 Tekniske barrierer

Det er gennem arbejdet i fase 2 blevet vurderet, at der i dag ikke findes rene tekniske barrierer²¹ for, at fleksibelt forbrug deltager på spot- og systemydelsesmarkedet. Det vurderes, at de nødvendige tekniske løsninger stort set er udviklet og markedsklare.

3.4.4.3 Økonomiske barrierer

Der findes kun ganske få aktører, der er villige til at løbe den risiko, som der er i forbindelse med at lukke produktionen helt eller delvist. Investeringen stiger i takt med den potentielle indtjening; en aktør vil derfor overveje, om han er villig til at løbe den risiko, hvis der skulle opstå problemer med tidsmæssig forskydning af produktion eller helt eller delvis lukning af produktionen.

Investeringsomkostninger og årlige omkostninger til deltagelse på både spot- og systemydelsesmarkederne er væsentlige barrierer for forbrug, da business casen i forvejen er svag, dette indbefatter fx:

- Forretningsgange m.m.: for at virksomheder kan agere fleksibelt, så skal forretningsgange måske ændres, og reglerne for, hvem der tænder og slukker, så at sige laves om.
- Investeringsomkostninger for aggregator: etablering af en fuld forretningsmodel med alle hoved- og delprocesser (marketing, salg, analyse, installation, forecast, planlægning, optimering, trading, drift, vedligeholdelse, settlement osv.) Herunder investering i lokaler, udstyr, system, interfaces til markeder m.m. Det kræver også personale med de markeds-mæssige kompetencer.
- Investeringsomkostninger for forbrugeren: teknisk udstyr til kommunikation og automatisk start/stop.
- Årligt abonnement til timeaflesning og afregning.
- Målinger: online måling på de enkelte forbrugsenheder. Investeringer i måleudstyr som kan fjernstyres fx på større bygninger, som ikke allerede har et CTS-system mm. Årligt gebyr til balanceansvarlig aktør til brug af platform til afgivelse af bud på systemydelser.

²¹ Her menes, at der i dag ikke er nogle tekniske/fysiske barrierer, der forhindrer forbrug i at være fleksible.

3.4.4.4 Regulatoriske barrierer

Der er i dag ingen regulatoriske barrierer for at deltage aktivt på day-ahead- og intra-day-markederne, men der findes i dag en række regulatoriske barrierer for at indtræde på systemydelsesmarkedet. Her er de væsentligste oplistet:

- Tekniske krav: Online målinger
- Volumen i regulerkraftmarkedet: budstørrelse på 10 MW²² i regulerkraftmarkedet, hvilket gør, at selv større forbrugsenheder ikke kan byde ind individuelt, da de ikke er store nok, hvilket gør, at aggregator i et begyndende marked skal have for mange enheder til, at det er sandsynligt (5.000 varmepumper, 3.000 elbiler osv. for at kunne komme op på 10 MW).
- Krav om symmetri på det fælles FCR-N markedet i DK2/SE, hvilket mindsker potentialet, da forbrug nødvendigvis ikke kan levere samme mængde op- og nedregulering.
- Krav til symmetri og budstørrelser på det fremtidige fælles marked for primærreserver mellem DK1 og Tyskland, hvilket højst sandsynligt vil medføre symmetriske bud og en højere budgrænse.

Helt generelt er markederne for systemydelser designet for at gøre det muligt for Energinet.dk at sikre forsyningssikkerhed ved at kunne agere på systemydelsesmarkedet. Disse kan for nogle forbrugere ses som en barriere, men skabt for at sikre elsystemets virke, og kan derfor ikke ændres uden at ændre hele den måde, som Energinet.dk balancerer elsystemet på i dag.

3.4.4.5 Tredjepartsaggregators adgang til markederne

Når forbrugssiden skal agere fleksibelt, sker det oftest med en delmængde af det samlede forbrug, idet bestemte anvendelser er mere velegnede at koble ind og ud. Af denne årsag vil bidraget – målt i kW – fra den enkelte virksomhed eller husholdning ofte være meget lille. For at kunne nyttiggøre fleksibilitetsbidraget fra den enkelte kunde er det derfor nødvendigt at pulje – aggregere – bidragene fra et stort antal kunder.

Aggregators varetager præcis denne opgave, og det kan ske enten i form af en balanceansvarlig aktør, en elleverandør eller en ekstern virksomhed (tredjepartsleverandør²³). Udviklingen har vist, at det primært er eksterne virksomheder, der har påtaget sig opgaven som tredjepartsaggregators på forbrugssiden, og at der i høj grad er tale om specialiserede virksomheder inden for bestemte teknologier. Den omstændighed, at det i helt overvejende grad er en tredjepartsleverandør, der identificerer og opsøger fleksibilitetspotentialet hos kunderne, giver en interessekonflikt med elleverandøren, og potentielt den balanceansvarlige.

Der er ikke samme udfordring på produktionssiden. Her er det i helt overvejende grad anlægsejerens normale elleverandør (den balanceansvarlige aktør), som formidler produktionssidens fleksibilitetspotentiale gennem avancerede puljeordninger. Når forholdene er faldet forskelligt ud på forbrugs- og produktionssiden, kan det hænge sammen med, at enhedsstørrelsen på produktionssiden er meget større end på forbrugssiden og derigennem repræsenterer et større indtjeningspotentiale.

²² Bliver i løbet af 2015 sænket til 5 MW.

²³ Undertiden også kaldt service provider.

Tredjepartsaggregatorer kan hjælpe kunden med viden om og adgang til markedet, indtjeningspotentiale fra optimeringsservices samt de tilhørende forretningsprocesser. Som udgangspunkt skal kunden have mulighed for frit at vælge sin tredjepartsaggregator, som leverer de optimeringsydelser, som kunden har behov for. Denne tredjepartsaggregator har en række udfordringer, som er beskrevet nedenfor.

Der er i princippet ikke noget til hinder for, at en tredjepartsaggregator kan blive certificeret som en balanceansvarlig, det kræver:

- at man har en momsregistreret virksomhed
- hvis der ikke er kapital i virksomheden, er der krav om, at virksomheden stiller en bankgaranti (typisk på 2 mio. kr.)²⁴ eller en forsikringsordning
- indmelder aktørplaner (WEB-værktøj stilles gratis til rådighed)
- altid står til rådighed for Energinet.dk med døgnbemanding ved håndtering af produktion eller levering af systemydelser

Men en væsentlig barriere er omkostningerne til de kompetencer, der kræves for at kunne handle med el som balanceansvarlig. I det eksisterende markedssetup er disse kompetencer en væsentlig investeringsomkostning.

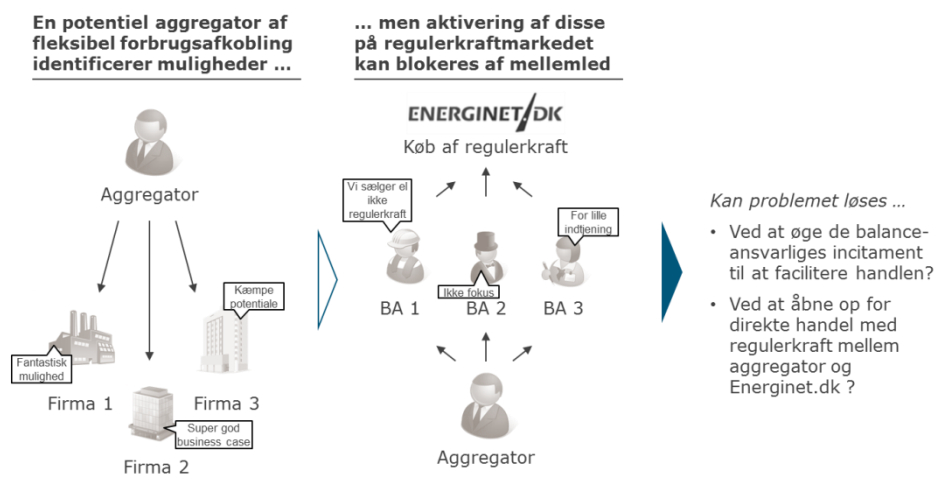
På engros- og systemydelsesmarkederne kræver de regulatoriske rammer i dag, at forbrugsfleksibilitet aktivt meldes ind af elhandler eller tredjepartsaggregatoren, som således melder sine kunders forbrugsprofiler ind via en balanceansvarlig eller selv bliver balanceansvarlig. Dette betyder, at en tredjepartsaggregator med forbrugere fordelt over hele Danmark skal indgå aftale med hver af de (p.t. 13) balanceansvarlige. Hvis der er tale om forbrugsfleksibilitet, som reagerer, efter spotmarkedet er lukket, vil store forbrugere kunne påvirke det økonomiske resultat for den balanceansvarlige aktør primært via balanceafregningen, og ved at den balanceansvarlige sidder med usolgt forbrug og dermed en manglende indtjening. Men ved aktiv forbrugsfleksibilitet vil tredjepartsaggregator byde forbrugsfleksibilitet ind til givne priser i markedet. Den balanceansvarlige kan herefter tilpasse sine forbrugsprognoser og undgå at komme i ubalance. Dette kræver imidlertid en ekstra prognoseindsats ligesom, at den balanceansvarlige skal være villig til at indgå aftale med en tredjepartsaggregator.

Europæiske erfaringer vidner om, at der er forskel i reguleringen i de forskellige lande. I visse lande kan en tredjepartsaggregator således deltage i elmarkedet direkte uden om en balanceansvarlig, som derfor ikke får oplysninger og kan ende i ubalance med deraf følgende ubalanceafregning og manglende salg af indkøbt el til følge. I disse områder foreslås standardkontrakter som løsningen for nogle parter, mens andre foreslår etableringen af uafhængige nationale enheder, der beregner ubalancerne forårsaget af tredjepartsaggregatorernes forbrugspuljer.

Hvordan fleksibelt forbrug agerer i markedet hænger tæt sammen med valget af balanceringsregime. Fx i et regime med handel tættere på driftsøjeblikket er der også mulighed for forbrug at reagere på prissignalet ved køb eller salg af el.

²⁴ Dette svarer til en reel omkostning for den balanceansvarlige på 15.000-20.000 kr. om året.

Figur 10 Aggregering er afhængig af balanceansvarliges accept og koordinering af handlen med Energinet.dk



3.4.5 Løsningsforslag

På baggrund af arbejdet i fase 2 kommer arbejdsgruppen med en række løsningsforslag på de ovenfor nævnte barrierer. Disse skal ses som et løsningsrum, hvor det er muligt at vælge en eller flere ud, og arbejde videre med disse.

3.4.5.1 Løsningsforslag til manglende viden

En af de væsentligste barrierer beskrevet ovenfor er det manglende fokus på mulighederne for fleksibelt forbrug, dette gælder både for forbrugeren, virksomheder, bygningsejere og elleverandører. Det foreslås derfor, at der arbejdes på at udbrede information om markederne og produkterne fx ved, at der oprettes en gruppe med ansvar for vidensdeling i branchen i form af fx besøg hos den enkelte aktør, temadage og kurser. I forhold til den private forbruger skal fokus også være på forbrugeradfærd og vidensdeling omkring forretningsmodellen for aggregatoren.

Løsningsforslaget kan implementeres umiddelbart i samarbejde med fx Dansk Industri/Dansk Energi.

3.4.5.2 Økonomiske løsningsforslag

Der er i dag ikke mange aktører i markedet, som har søgt at skabe en forretning som tredjepartsaggregator, da forretningspotentialet er begrænset og det er vanskeligt at få den samlede business case til at hænge sammen. Dette gælder både i forhold til at byde det fleksible forbrug ind på spot- og systemydelsesmarkedet. Årsagerne er dels de regulatoriske krav, dels store investeringsomkostninger og løbende udgifter, og dels at Danmark først fra 2016 og frem introducerer timeafregning for mindre forbrug.

Kravet til online måling er en økonomisk og regulatorisk barriere og behandles derfor i afsnittet nedenfor.

3.4.5.3 Regulatoriske løsningsforslag

Løsning i forhold til online måling for både forbruger og aggregator

Der er store omkostninger forbundet med online målinger for forbrugeren og en evt. kommende aggregator. Disse omkostninger stammer fra Energinet.dk's tekniske forskrifter, hvor det er et vilkår, at anlæg, der leverer systemydelser, herunder regulerkraft, skal være udstyret med en online målermåling. Dette vilkår er særlig problematisk i relation til mindre forbrugsenheder, hvor udgiften til online måling kan være relativt stor.

Hvis man taler om et stort antal, ensartede forbrugsenheder, burde det imidlertid være muligt at erstatte online målingerne med statistik og stikprøvekontrol, som kan udgøre grundlaget for verifikation af respons.

Brugen af statistik vil gøre det muligt for en tredjepartsaggregator at blive prækvalificeret som samlet enhed i systemydelsesmarkedet i stedet for at få prækvalificeret hver enkelt enhed i porteføljen. Dette vil gøre det nemmere for en tredjepartsaggregator at deltage på systemydelsesmarkederne.

Det er i denne sammenhæng interessant at stille spørgsmålet, om kravet er nødvendigt i alle sammenhænge. Eksempelvis er det (også) et krav, at anlæg, der leverer frekvensstyrede reserver²⁵, skal registrere frekvens og respons (el-forbrug/produktion) med en opløsning på mindre end 1 sekund.

Implementering

Løsningen med statistik i stedet for online måling kræver accept fra elleverandøren og de balanceansvarlige. Denne løsning kan være god at afprøve i et pilotprojekt. Energinet.dk's strategi lægger allerede op til et pilotprojekt omhandlende fjernelse af barrierer for fleksibelt forbrug og VE i forhold til at deltage på systemydelsesmarkedet.

Løsningsforslag til symmetriske bud

Det er blevet adresseret, at forbrug har en udfordring ved ikke at kunne levere symmetriske bud, dette kan løses ved, at den balanceansvarlige eller tredjepartsaggregatoren puljer op- og nedreguleringsbud.

Løsningsforslag til budstørrelsen

Budstørrelsen på regulerkraftmarkedet bliver i løbet af 2015 sænket til 5 MW, men for at forbruget kan udnytte sit fulde potentiale, skal dette ned på 1 MW. Samtidig kan en balanceansvarlig/aggregator pulje buddene fra flere forbrugere for at opnå minimumsbudstørrelsen.

Derudover vil Energinet.dk arbejde for at sænke budstørrelsen til 1 MW i samarbejde med Norden og Tyskland. Disse lempede krav til budstørrelser vil være i overensstemmelse med EU's bestræbelser på at fremme det fleksible forbrug i takt med, at de fluktuerende energimængder er stigende.

Implementering

I forhold til at ændre produktdesignet på systemydelserne, så det bedre kan håndtere forbrugssiden, skal dette ske i et nordisk/ENTSO-E-regi. For at understøtte international markedsintegration indgår Energinet.dk i samarbejder med andre TSO'er om harmonisering af produkter og markedspladser. Dette kan medføre, at der gives afkald på danske kendetegn i markedsdesignet, fx en lav grænse for mindste budstørrelse og markeder med høj tidsopløsning og korte tidshorisonter. Energinet.dk anerkender, at dette på kort sigt kan være til ulempe for nogle af de danske markedsaktører. Det vurderes dog, at deltagelsen i

²⁵ Primær regulering i Vestdanmark, FNR og FDR i Østdanmark.

internationale markeder opvejer den ulempe, og at der på længere sigt er bedre muligheder for at påvirke det internationale marked ved at deltage i det så hurtigt som muligt end ved at stå udenfor.

3.4.5.4 Løsningsforslag for at fremme vilkårene for aggregering

Overordnet set kan en tredjepartsaggregator være med til at løse flere af udfordringerne for forbrugsenhederne ved at lave produkter på tværs af engros- og detailmarkedet, reducere omkostninger via skalafordele.

Måling af fleksibelt forbrug

Fleksibelt forbrug og måling af enkelte forbrugsgenstandes elforbrug kan i dag ske ved at opsætte en ekstra elmåler under netvirksomhedens måleansvar og eksisterende leveringsomfang med kunden.

Netvirksomheden er forpligtet til at indsende måledata til afregning for den ekstra måler til DataHub, jf. kravene i Energinet.dk's markedsforskrifter.

Kunden kan for den ekstra måler frit vælge elleverandør og dermed have forskellig elleverandør på hoved- og ekstramåler. Elleverandøren vil ved indførelsen af engrosmodellen 1. april 2016 være ansvarlig for den fulde afregning af forbrug samt netvirksomhedens og Energinet.dk net- og systemydelse over for kunden. Forpligtelser som en tredjepartsaggregator skal varetage, hvis denne ønsker at blive elleverandør i elmarkedet. Det formodes således, at tredjepartsaggregatorer, der ønsker at levere fleksibilitetsydelser til en kunde, vælger at indgå en aftale med en eller flere elleverandør(er) omkring leverancen af strøm for kundens fleksible elforbrug.

Løsningsforslagene nedenfor er tre forskellige forslag til at få tredjepartsaggregatorer ind på markedet. Disse fremkommer på baggrund af diskussioner i arbejdsgruppen. Efter Markedsmodel 2.0 vil der blive nedsat en arbejdsgruppe, som ser på en detaljering af løsningsforslagene, herunder undersøger behovet for de enkelte løsningsforslag, samt konsekvenserne i forhold til forbrugerbeskyttelse, skat og afgifter på elforbrug samt nationale og internationale krav om afregningsmåling.

#1. Standardvilkår mellem tredjepartsaggregator og elleverandører eller balanceansvarlige

Der er identificeret et behov for at undersøge, hvordan det kan gøres lettere for nye tredjepartsaggregatorer at komme ind på elmarkedet, herunder bør nuværende vilkår identificeres, ligesom det bør drøftes, hvorvidt der er mulighed for at udarbejde detaljerede vilkår og krav for tredjepartsaggregatorer på tværs af elleverandører og balanceansvarlige.

#2. Krav og omkostninger til måling af fleksibelt elforbrug

Opsætningen af en ekstra måler medfører en betaling fra kunden/tredjepartsaggregatoren til netvirksomheden, i form af et netabonnement til dækning af netvirksomhedens omkostninger til målingen.

P.t. overstiger netabonnementet antagelig gevinsten ved deltagelse i elmarkedet. Hvis det er tilfældet, skal det undersøges, om flere prisspidser og øvrige ændringer i markedet i fremtiden ændrer business casen, eller om det fleksible forbrug kan fremmes ved lempeligere krav til måling, og hvad dette vil indebære lovgivningsmæssigt. Herunder bør det overvejes, om og hvorvidt lempeligere

markedsregler og udbygget funktionalitet i DataHub kan reducere netvirksomhedernes omkostninger til håndtering af måledata.

#3. Håndtering af tredjepartsaggregators egne målinger af forbrug i DataHub

Med DataHub findes tekniske muligheder, som kan være med til at understøtte fleksibelt forbrug, herunder både nuværende og potentielle fremtidige forretningsmodeller, serviceydelser og aktører på elmarkedet. Disse fremtidige muligheder er endnu ikke blevet analyseret.

Det er et konkret ønske fra flere tredjepartsaktører i dag at sælge kunden ydelser eller services, hvor evt. elforbrug er inkluderet. Dette kunne fx for hhv. varmepumper og elbiler være salg af varme eller kilometer.

For at fremme og understøtte forretningsmodeller for fleksibelt forbrug bør der ses nærmere på DataHubs langsigtede muligheder, herunder om det markeds-mæssigt er muligt og hensigtsmæssigt at udvide brugen til øvrige formål og aktører. Herunder kan det være relevant at drøfte mulighederne og forudsætningerne for, hvorvidt en tredjepartsaggregator fx skal kunne

indsende og modtage data fra DataHub til informationsdeling eller afregning i elmarkedet mellem relevante parter, fx at data kan indsendes af tredjepartsaggregator gennem DataHub til elleverandøren, som kan videreformidle det til information eller afregning med kunden, hvilket bør analyseres nærmere.

Energinet.dk deltager aktivt i forskellige fora i blandt andet ENTSO-E og ACER i forhold til at fremme udviklingen det fleksible forbrug via en tredjepartsaggregator.

Dansk Energis særstandpunkt til løsningsforslag #3:

Dansk Energi kan ikke tilslutte sig forslag #3, som i for høj grad afspejler ønsket om analyse af en konkret forretningsmodel. Dette lægger et uhensigtsmæssigt snævert bånd på en sådan efterfølgende analyse.

Dansk Energi er enig i behovet for at fremme og understøtte forretningsmodeller for fleksibelt elforbrug og er også enig i at se nærmere på, hvilke muligheder der kan ligge i DataHubben i den henseende. En fremtid med flere målinger på detaljeret forbrugsopdelt niveau bør bestemt analyseres.

Forslag #3 springer dog direkte til en konkret løsningsretning, hvor kommercielle aktører har måleransvar og sender egne data til DataHubben. Det er uheldigt, da det har en lang række fordele, at måleansvaret er entydigt placeret hos netelskaberne. Det giver således navnlig en høj ensartet kvalitet i afregningsgrundlaget, der sikres neutralitet i formidling af data, og der undgås samfundsmæssigt dyre dobbeltinvesteringer.

I stedet for at analysere én konkret løsningsretning er det Dansk Energis forslag, at der først foretages en analyse med det overordnede mål at fremme og understøtte forretningsmodeller for fleksibelt elforbrug. Baseret på en analyse vil de mere konkrete løsningsretninger kunne findes og vurderes.

3.5 Hævet prisloft

3.5.1 Udgangspunkt

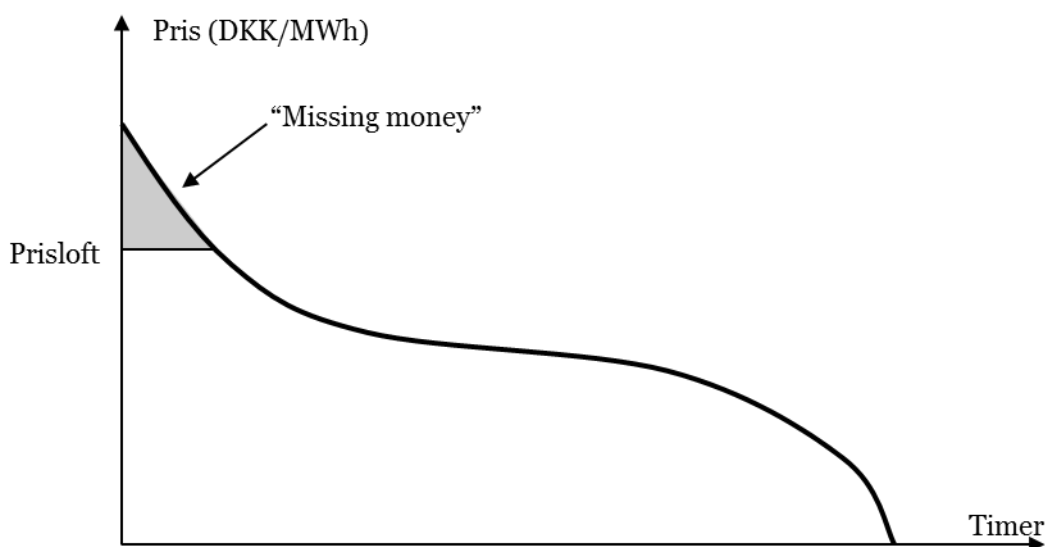
Der er i dag et prisloft og en prisbund for buddene på Nord Pool. Dette er på spotmarkedet fastsat til -500 EUR/MWh for prisbunden og 3.000 EUR/MWh for prisloftet. Prisloft/prisbund træder i kraft, hvis der ikke kan dannes priskryds. Prisen sættes da til prisloft/prisbund samtidig med, at købs- hhv. salgsbud afkortes pro rata.

Derefter er der mulighed for, at aktørerne kan handle sig i balance inden driftstimen. Hvis der op til driftstimen fortsat ikke er balance i systemet, kan regulerkraft anvendes af TSO'en til at sikre balancen. Er der heller ikke der tilstrækkelige bud, vil TSO'en i samarbejde med netselskaberne foretage en kontrolleret ufrivillig afkobling på forbrugssiden for at sikre balancen i systemet.

3.5.2 Effekter af et hævet prisloft

Med et prisloft afskæres elproducenterne fra en indtægt, de ellers ville have modtaget i et frit marked. Dette refereres ofte til som 'missing money', da producenterne 'mangler' indtjeningen fra den del af varighedskurven, hvor priserne ville have oversteget prisloftet, jf. Figur 11. Hvis producenterne kunne tilskrive denne indtægt med sikkerhed, ville betalingen teoretisk sikre tilstrækkelig kapacitet i markedet. Ved at hæve prisloftet øges omsætningen for de elproducenter, som leverer kapacitet i pressede effektsituationer. De får dermed større incitament til at levere kapacitet i disse situationer, eksempelvis ved at fastholde kapacitet på markedet længere eller etablere ny kapacitet.

Figur 11 Missing money ved prisloft

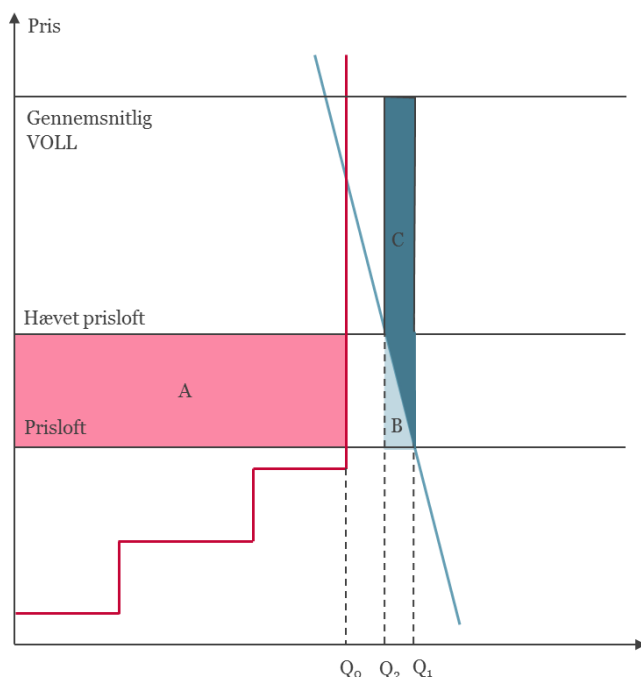


Det er dog en udfordring, at incitamentet til at foretage nye investeringer gennem et hævet prisloft er svagt. Det skyldes blandt andet, at der er stor usikkerhed om, hvor ofte disse perioder med prisspidser vil indtræde, og at det er en dårligere business case at basere sin indtjening på få usikre timers afregning end en stabil grundlast indtjening til en lavere pris. For anlæg med mindre kapitalomkostninger vil denne usikkerhed være mindre udtalt, særligt i takt med at antallet af timer med prisspidser måtte blive mere hyppige og sandsynlige i takt med et øget effektbehov.

Når prisloftet rammes, afbrydes forbrugere i dag tilfældigt og uden hensynstagen til deres betalingsvillighed. Ved at hæve prisloftet vil nogle forbrugere frivilligt vælge ikke at efterspørge strøm, og tildelingen af strøm til forbrugere sker derfor mere virksomt end ved tilfældig afkobling. Dette er en samfundsøkonomisk gevinst, idet det fx gøres mindre sandsynligt, at en virksomhed i en værdifuld produktionscyklus afbrydes i stedet for en forbruger med lav værdi af strømmen på det pågældende tidspunkt.

Den samfundsøkonomiske gevinst er illustreret i Figur 12. Figuren viser en illustrativ time, hvor der ved det 'lave' prisloft vil blive efterspurgt mere strøm, end det er muligt at producere. Ved at hæve prisloftet vil de forbrugere, som har den laveste værdi af strømmen, frivilligt vælge ikke at efterspørge strøm (et tab svarende til areal B). I stedet sikres det, at forbrugerne med højeste betalingsvillighed garanteres strøm i stedet for, at forbrugerne tilfældigt afbrydes uden hensynstagen til deres betalingsvillighed (en gevinst svarende areal C+B).

Figur 12 Illustration af implikationer af et højere prisloft



Samlet set vil forbrugerne betale mere for at købe strøm, svarende til areal A i figuren i en given time. Dette dækker både over betalinger fra fleksible forbrugere, som værdisætter strømmen højere end prisloftet og fra ufleksible forbrugere, som ikke har mulighed for at tilpasse sit forbrug. For en virksomhed med 500 medarbejdere og et elforbrug på 35 kW (fx kontor) vil dette betyde en prisstigning på ca. 3.000 kr. pr. time med prisloft.²⁶

Herudover kan der være en forbedret forretningsøkonomisk case for fleksibelt forbrug – dog er der, ligesom for produktionssiden, tvivl om, om dette er tilstrækkeligt til at motivere til nye investeringer. Effekten er formentlig størst for erhvervskunder, såfremt markedet tilbyder forsikringsprodukter til forbrugere med timeafleste målere (som skal være implementeret fra 2020).

²⁶ Ved hævet prisloft fra €3.000 til €15.000 pr. MWh.

Desuden vil et hævet prisloft de facto reducere behovet for andre løsninger til at nå 5-minutters ambitionen om forsyningssikkerhed. Idet flere forbrugere frivilligt vælger ikke at efterspørge strøm, vil antallet af afbrudsminutter være mindre i en situation, hvor prisloftet rammes.

Der er foretaget et regneeksempel for at illustrere størrelsen af effekterne i en konkret situation, hvor prisloftet hæves fra 3.000 EUR til 15.000 EUR, og antallet af minutter, hvor det gamle prisloft rammes (ville være ramt), er 27 minutter. I denne situation finder vi, at der vil være øgede betalinger fra forbrugere til producenter på ca. 70 mio. kr. om året. Værdien af at strømmen altid går til forbrugerne med højeste betalingsvillighed i stedet for, at disse forbrugere nogle gange tilfældigt bliver afkoblet, er ca. 1-5 mio. kr. om året. Her har vi fratrukket omkostningen ved, at forbrugerne med laveste betalingsvillighed frivilligt afkobler.

Figur 13 Eksempel på værdien ved bedre fordeling af strøm

-	70 mio. kr	Det tilbageværende forbrug på 1.777 MW betaler en merpris på 89.400 kr. pr. MWh svarende til ca. 70 mio. kr. pr. år ved 27 min. med manglende priskryds i markedet
+	70 mio. kr	Dette beløb overføres til produktionssiden
+	1 – 6 mio. kr	Afbrud af 190 MW undgås og dermed spares "Value of Lost Load" på ca. 215.000 kr. pr. MWh der afbrydes i 9 min.
-	0 – 1 mio. kr	Værdi af de 190 MW, som afkobles frivilligt i 9 min. til en gns. pris på 19.700 kr. pr. MWh.
Total: 1–5 mio. kr. om året		

Herudover – og meget væsentligt – er det, at et hævet prisloft vil sikre forsyningssikkerhedsmålsætningen om 5 afbrudsminutter om året. Det skyldes, at det ikke er et 'afbrud', når forbrugere frivilligt vælger ikke at efterspørge strøm. Dermed reduceres behovet for andre effektløsninger, som en strategisk reserve eller et kapacitetsmarked, og de omkostninger, der er knyttet hertil.

3.5.3 Løsningsforslag

I et teoretisk optimalt Energy Only Market vil der enten være intet prisloft eller et meget højt prisloft. Dette prisloft skal teoretisk være mindst lig med "Value Of Lost Load", som er den pris, hvor forbrugerne er indifferente mellem at forbruge en enhed elektricitet mere eller at blive afkoblet.

I forhold til implementering kræver en forøgelse af prisloftet, at der sker koordinering på tværs af de markedsområder, der er koblete. Der vurderes at være gode muligheder for at gennemføre dette i lyset af udviklingen i flere lande, hvor en forøgelse af prisloftet er en anerkendt løsningsmulighed.

Parallelt hermed kan det være nødvendigt at tilpasse nationale eller regionale markeder tilsvarende, fx intra-day- eller balancemarkeder. Prislofter vil altid forplante sig bagud i markedskæden, så hvis der fx er et prisloft på 5.000 EUR/MWh i balancemarkedet, vil det ikke give mening at have et loft, der er højere i day-ahead-markedet.

Ud over selve prisloftet er der andre tiltag, som kan gennemføres for at understøtte en mere fri prisdannelse. Disse ligger meget tæt op ad de overvejelser, der er gjort i den tyske grønbogsproces, hvor der også fokuseres meget på risiko for at prisen dæmpes inden for prisloftet, og ikke kun i kraft af prisloftet:

1. Der bør være en accept af, at prisspidser er naturligt forekommende. Aktører har udtrykt ønske om, at Energinet.dk, ikke på forhånd bør udsende advarsler om at der kan opstå en knaphedssituation i day-ahead-markedet.
2. Markedsmæssige tiltag der dæmper høje priser bør så vidt muligt undgås. Såfremt second auctions indføres bør de designes, så de ikke virker prisdæpende, på i øvrigt korrekt forekommende prisspidser.

3.6 Opgørelse af effekterne ved tilpasning af nuværende markedsmode

I forhold til balancemarkedet kan de beskrevne forslag animere til øget markedsdeltagelse og mere transparent prissætning i markedet. Samtidig kan forvridningstab reduceres som følge af omkostningsægte incitament fx i kraft af generel enprisafregning af energi- og effektubalancer. Samlet set må disse tiltag antages at forbedre effektiviteten i balanceringen og dermed reducere de samfundsøkonomiske omkostninger der medgår til balancering. De samfundsøkonomiske gevinster heraf er dog ikke kvantificeret.

En overgang til enprismodellen, som diskuteret i projektet, vil især medføre en fordel for produktionsanlæg med uforudsigelig produktion, fx vindmøller, da det i høj grad er disse, der i dag rammes af strafelementet i den anvendte toprisafregning. Foruden den nævnte samfundsøkonomiske gevinst vil der altså være et omfordelingselement, da nuværende indtægt fra straf på ubalancer i dag går til at reducere systemtariffen. En afskaffelse af straf på ubalancer kan således på kort sigt øge systemtariffen, men vil på langt sigt mere end opvejes af de samlede samfundsøkonomiske gevinster.

I forhold til nye systemydelser kan omstillingen til markedsgørelse og aflønning af teknisk funktionalitet være et næste skridt i den fortsatte liberalisering af elforsyningssektoren og vurderes at kunne bibringe ikke uvæsentlige samfundsøkonomiske gevinster samt bidrage til en fortsat høj forsyningssikkerhed.

Den samfundsøkonomiske gevinst forventes opnået gennem to hovedelementer:

1. En synliggørelse af omkostninger ved at frembringe funktionalitet kan muliggøre en omkostningsbevidst behovsfastsættelse hos Energinet.dk.
2. En afkobling af energi og teknisk funktionalitet fra kraftværkerne, således at disse kan værdisættes hver for sig i dedikerede markeder. I praksis kan det betyde mulighed for, at andre aktører kan deltage i tilvejebringelsen af teknisk funktionalitet, hvilket forbedrer konkurrencen.

Nye betalingsstrømme for teknisk funktionalitet kan dog alt andet lige øge Energinet.dk's systemtarif. Det er væsentligt at understrege, at der alene ville være

tale om en ny betalingsstrøm, for opfyldelse af en funktionalitet som alternativt kræves dækket vederlagsfrit gennem tekniske forskrifter. "Nye systemydelser" betyder således ikke ny funktionalitet. Da ændringen som helhed forventes at være samfundsøkonomisk positiv, er det arbejdsgruppen om klare prissignalers vurdering og forventning, at en forøgelse af systemtariffen mere end opvejes af de samlede samfundsøkonomiske gevinster ved at iværksætte tiltagene.

Forventningen til implementeringen af klare prissignaler er, at det i et vist omfang vil føre til en større indtjening på kort og mellem lang sigt for de konventionelle kraftværker, da det typisk er disse anlæg, der tilvejebringer ydelserne. Dermed vil 'klare prissignaler' potentielt kunne reducere det identificerede effektbehov i kapitel 2. Det er dog ikke muligt i regi af Markedsmodel 2.0 at kvantificere størrelsen af denne indtjening, hvorfor de økonomiske konsekvenser heller ikke er inkluderet i den samlede, kvantitative konsekvensanalyse. Årsagerne inden for de to hovedområder er:

- For tiltag vedrørende *balancemarkedet* er årsagen, at en analyse ville skulle baseres på den gennemførte analyse for så vidt angår udvikling i kraftværkskapacitet m.m., hvortil skal lægges antagelser om de enkelte markedsaktørers forretnings- og budstrategi i et tilpasset balancemarked. Dvs. at foruden den usikkerhed, der ligger i de gennemførte konsekvensanalyser, ville der blive tilføjet et væsentligt usikkerhedselement omkring dynamikken mellem de enkelte markedspladser. Det er vurderet, at gennemførelse af en sådan analyse samlet set ikke vil tilføje væsentlig værdi til konklusionerne.
- For tiltag vedrørende *nye systemydelser* er årsagen, at der for indeværende ikke findes tilstrækkeligt grundlag for en analyse, da der for en stor del af funktionaliteterne ikke foreligger en opdateret eller langsigtet behovsanalyse, og fordi der kun findes enkelte historiske omkostningsdata for de typer af funktionalitet, der er tale om. Et bedre erfaringsgrundlag for vurdering af såvel selskabs- som samfundsøkonomiske konsekvenser forventes opnået ved en kommende behovsanalyse gennemført af Energinet.dk umiddelbart efter Markedsmodel 2.0-projektet.

I forhold til hævet prisloft er det vurderingen, at det vil være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at arbejde for et hævet prisloft i samarbejde med andre lande. Dette skyldes muligheden for at kunne foretage en mere efficient tildeling af strøm i de situationer, hvor prisloftet nås. Herudover sikres de producenter, som leverer kapacitet i spidssituationer en større betaling, som kan give incitament til at fastholde kapacitet og eventuel investere i ny kapacitet. Dette incitament vil dog være svagt for især kapitalintensive anlæg, og særligt så længe at antallet af timer med aktivering af prisloft ikke er tilstrækkeligt forudsigelige. Investeringsincitamentet ventes at kunne være større for mindre kapitalintensive anlæg og blive et mere sikkert signal i takt med en mere presset effektbalance, der vil skabe mere sikkerhed om, at prisloftet vil blive aktiveret.

4. Effektløsning A: Strategisk reserve

4.1 Formål

En strategisk reserve kan anvendes til at fastholde national kapacitet med en afgrænset betaling og herved sikre forsyningssikkerheden. 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, startes først op, hvis udbud og efterspørgsel ikke kan mødes i elmarkedet fx day-ahead.

En strategisk reserve kan finansieres ved en tarif, der lægges på forbruget som fx systemtariffen.

Fordelen ved modellen er, at kun en mindre andel af den nationale kapacitet har incitament til at deltage i en strategisk reserve. Modellen er derfor hurtig at ind- og udfase efter behov. Ulempen ved modellen er dog, at der kan opstå en såkaldt glidebane-effekt, hvor mere national kapacitet bliver lukningstruet og skal fastholdes ved at indgå i den strategiske reserve. Herved kan omfanget af en strategisk reserve være nødt til at vokse for at fastholde en given målsætning for forsyningssikkerhed. I en sådan situation stiger omkostningen til en strategisk reserve.

Det vurderes, at en strategisk reserve kan implementeres i Danmark med begrænset behov for koordinering med nabolandene. Der vil dog være behov for at samordne den strategiske reserve med (1) en eventuel tysk strategisk reserve, som aktiveres i regulerkraftmarkedet samt (2) den svenske strategiske reserve, der kan aktiveres i day-ahead-markedet til bud lavere end prisloftet.

4.2 Varianter af en strategisk reserve

I de følgende afsnit beskrives to varianter af en strategisk reserve, som er blevet undersøgt. Ligeledes beskrives forskellige kriterier for brug af en strategisk reserve.

4.2.1 Strategisk reserve med hele blokke

I denne variant af en strategisk reserve stiller TSO'en det krav i udbuddet, at et anlægs samlede elkapacitet skal indgå i udbuddet. Kravet betyder, at anlæg, som er kommercielt rentable og alligevel ville være i elsystemet, skal opgive indtjening og derfor stilles konkurrencemæssigt dårligere i udbuddet sammenlignet med værker, som ikke oppebærer tilstrækkelig indtjening. Formålet med kravet er at øge sandsynligheden for at tiltrække ny kapacitet eller fastholde kapacitet, som alternativt ville være blevet taget ud af elsystemet med den strategiske reserve (såkaldt additional kapacitet).

Den strategiske reserve anvendes først i tilfælde af, at udbud og efterspørgsel ikke kan mødes i day-ahead-markedet og bydes her ind til den maksimale pris på 3.000 EUR/MWh. Det sikrer minimal påvirkning af kommercielle dispositioner i markedet, fordi den strategiske reserve kun anvendes, når alle kommercielle muligheder er blevet udtømt i day-ahead-markedet.

Den strategiske reserve kan også anvendes som regulerkraft, hvis alle andre bud i regulerkraftmarkedet er anvendt. Ved anvendelse af den strategiske reserve som regulerkraft bydes den ind til maksimalprisen regulerkraftmarkedet på 5.000 EUR/MWh (se afsnit 4.2.3).

Det er denne variant af en strategisk reserve, der er under forberedelse i Østdanmark for perioden 2016-2018.

Modellen medfører, at et elproduktionsanlæg ikke kan deltage i en strategisk reserve og samtidig foretage regelmæssige varmeleverancer, medmindre elproduktionsanlægget totalt kan adskille el og varmeproduktion. Hermed forstås, at elproduktionsanlægget kan producere varme uden samtidig produktion af el, hvilket i omfattende grad begrænser, hvilke anlæg der kan deltage i den strategiske reserve.

4.2.2 Strategisk reserve med dele af blokke

Der er i projektet diskuteret en model for en strategisk reserve, hvor kravet om total adskillelse af el- og varmeproduktion løses. Herved vil et elproduktionsanlæg kunne agere strategisk reserve samtidig med, at det fortsat er aktivt i varmemarkedet. Forslaget skal ses på den baggrund, at det danske energisystem er karakteriseret ved høj andel af kraftvarmeproduktion.

Modellen foreslås udformet således, at kraftvarmeværker kan sælge en delmængde (såvel som hele blokke) af deres samlede kapacitet til den strategiske reserve. Modellen giver mulighed for, at værker, som samlet set ikke kan dække deres faste omkostninger ved dækningsbidrag fra el og dækningsbidrag fra varme som helhed, kan forøge deres indtjening og dermed forblive i markedet.

Modellen betyder, at varmeproduktion kan opretholdes på værket. Værket forpligter sig dog til, at den løbende energiproduktion holdes under værkets kapacitet minus den effekt, som er solgt til strategisk reserve. Dermed kan kraftvarmeværkernes varmeside fortsætte den kommercielle drift og levere varme som hidtil, samt bibeholde incitamentet til optimal varmeproduktionsplanlægning i forhold til forventede priser på elspotmarkedet.

Værkerne kan fortsat producere el og reagere på markedets prissignaler og også fortsat levere systemydelser, men skal som før nævnt holde sig under en maksimal elproduktion givet ved installeret effekt minus effekt solgt som strategisk reserve.

Modellen aktiveres efter samme principper som varianten med hele blokke. Kapacitet solgt som strategisk reserve kan både anvendes i day-ahead- eller regulerkraftmarkedet til maksimalprisen.

Modellen indebærer, at Energinet.dk skal sikre sig, at den kapacitet, et elproduktionsanlæg har solgt til strategisk reserve, ikke anvendes i spotmarkedet eller til systemydelser. Det kan gøres ud fra de målinger, der løbende gøres på et elproduktionsanlæg i kombination med anlæggets nominelle kapacitet.

4.2.2.1 Fordele og ulemper ved en strategisk reserve med dele af blokke

Forslaget vil åbne op for nogle udtagsværkers mulighed for at kunne indmelde sig i en strategisk reserve og dermed opretholde driften. Det skyldes, at visse værker kan øge sin elproduktion, selv når værket producerer maksimal varmeeffekt (se figur). Dermed er der elkapacitet, som kan sælges som strategisk reserve uden at give problemer med at opfylde varmekontrakterne. Mængden af elkapacitet, som værket sælger som strategisk reserve, er værkets egen beslut-

ning – i praksis en afvejning af værdien af at bibeholde evnen til at sælge el på spotmarkedet i forhold til rådighedsbetalingens størrelse.

Det vurderes, at modtryksværker ikke i væsentlig grad har incitament til at deltage i en strategisk reserve med dele af blokke. Det skyldes, at de eksisterende modtryksværker i langt de fleste tilfælde er dimensioneret til deres varmegrundlag og derfor ikke kan aktivere elproduktion, hvis varmeaftaget ikke er til stede, eller lagertankene er fyldt op.

Det er nødvendigt med yderligere undersøgelser efter Markedsmodel 2.0-projektet for at afgøre, om en strategisk reserve med dele af blokke er gennemførlig juridisk.

4.2.3 Aktivering af en strategisk reserve som regulerkraft

I ovenstående beskrivelser kan den strategiske reserve anvendes i day-ahead-markedet, hvis der ikke kan dannes priskryds, samt som regulerkraft hvis alle andre regulerkraftbud er taget.

I en fremtidig VE-domineret markedsarkitektur, hvor balancemarkedet spiller en større rolle end i dag (se afsnit 3.3), bør det overvejes, om anvendelsen af en strategisk reserve bedre passer ind i balancemarkedet frem for i day-ahead-markedet. Tyskland foreslår at udforme deres fremtidige strategiske reserve som et sikkerhedsnet, der først aktiveres, når alle kommercielle dispositioner er opbrugt – inklusive balanceringsressourcer. Dermed sikres det, at markedet får størst muligt spillerum til selv at etablere balancen frem mod leveringsøjeblikket.

Ved aktivering i day-ahead bydes der med den strategiske reserve salgsbud ind på elbørsen, så der ikke skal afkortes købsbud ved maksimalprisen på 3.000 EUR/MWh. Har de forbrugsbalanceansvarlige købt tilstrækkeligt til at dække deres elforbrug – vil de ikke have udækket forbrug – og undgår en høj ubalancepris. Maksimalprisen i balancemarkedet er 5.000 EUR/MWh.

Forslaget indebærer, at en strategisk reserve (kunne gælde begge varianter) kun aktiveres som regulerkraft til maksimalprisen på 5.000 EUR/MWh, når alle andre regulerkraftbud er taget i den pågældende time. Begrundelsen for forslaget er følgende.

Såfremt udbud og efterspørgsel ikke kan mødes i day-ahead-markedet, vil elbørsen foretage pro-rata-afkorting af købsbud, således at udbud og efterspørgsel matcher hinanden. De forbrugsbalanceansvarlige står nu i en situation, hvor de har forbrug, der ikke er dækket af – og som vil blive afregnet til maksimalprisen i regulerkraftmarkedet – hvis de ikke kan finde en anden løsning end at gå i ubalance

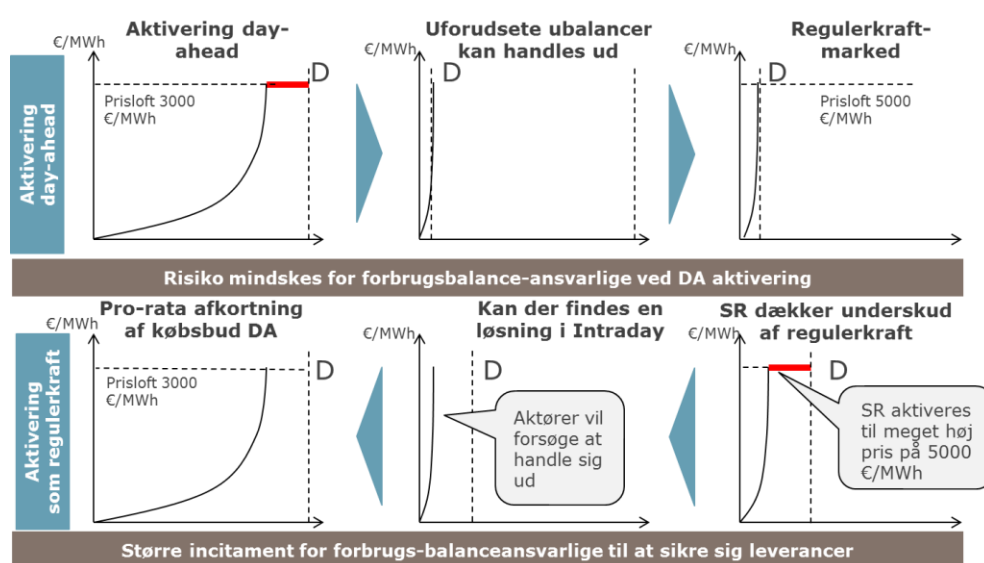
En mulig løsning er, at der er ledig elproduktionsanlæg, som kan startes op og bydes ind i intra-day- eller regulerkraftmarkedet i den pågældende time. Forventer en forbrugsbalanceansvarlig at blive ramt af maksimalprisen i ubalancemarkedet, har han incitament til at handle sin ubalance ud til en pris lavere end 5.000 EUR/MWh. Alternativt kan den forbrugsbalanceansvarlige have forbrug i sin portefølje, som er villig til at reducere forbruget ved en pris på 5.000 EUR/MWh.

Aktivering af den strategiske reserve udelukkende som regulerkraft vil sikre, at alle kommercielle muligheder er udtømte i såvel day-ahead-, intra-day- som regulerkraftmarkedet. Herved vil modellen sikre mindst mulig indvirkning på de kommercielle incitamenter i markedet.

I det tyske forslag foreslås det endvidere, at aktører, der skaber ubalance, når alle regulerkraftbud er brugt, og den strategiske reserve tages i brug, pålægges at finansiere den strategiske reserve. Finansieringen kunne være i form af et administrativt tillæg til ubalanceprisen. Herved vil aktører, der bidrager til ubalancen i en presset situation, hvor den strategiske reserve er i brug, blive ramt af maksimalprisen i regulerkraftmarkedet plus det administrative tillæg. Herved skabes der yderligere kommercielle incitamenter for forbrugsbalanceansvarlige til at være i balance i pressede effektsituationer.

Modellen fordrer, at elproduktionsanlæg, der indgår i den strategiske reserve, står klar til brug, hvis aktivering er nødvendig i regulerkraftmarkedet. Tillades elproduktionsanlæg en opstartstid på 8 timer i reserven – skal de startes op fx senest om aftenen dagen før driftsdøgnet, hvis der ventes knaphed i morgen-spidsen fx fra kl. 8 til kl. 10.

Figur 14 Aktivering af strategisk reserve som regulerkraft i stedet for day-ahead



4.2.4 Integration af fleksibel forbrugsafkobling

En strategisk reserve i DK2 forventes at fremme fleksibel forbrugsafkobling samt tredjepartsaggregering af forbrug. Det skyldes den rådighedsbetaling, som betales som et fast beløb til deltagerne i den strategiske reserve. Denne betalingsform fjerner usikkerheden, der normalt er forbundet med at investere i fleksibel forbrugsafkobling, fordi indtægterne er bundet op på en usikker viden om, at priserne en sjælden gang imellem skyder i vejret på grund af effektknaphed.

I den strategiske reserve i 2016-2018 har forbrugssiden mulighed for at deltage. Det er dog med krav om, at den del af forbruget, som udgøres af den strategiske reserve, bydes prisfleksibelt ind i day-ahead-markedet til en pris på 2.999,9 EUR/MWh. Prisfleksibilitet byder, at dette forbrug automatisk afkobles lige inden spotprisen når afkøringsniveauet på 3.000 EUR/MWh. Ligeledes stilles det

krav, at forbrug bydes prisfleksibelt ind i markedet i 5 timer i døgnet, hvoraf 3 af timerne skal være i perioden fra kl. 8 til kl. 20, hvor anstrengte effektsituationer typisk opstår. Formålet med dette krav er, at forbrug, der indgår i en strategisk reserve, bidrager med brugbar afbrydelig effekt.

En aktiv deltagelse af forbrugssiden vil kræve aggregering heraf via tredjepartsaggregatorer. Antallet af sammenhængende timer, der skal bydes ind, kan udgøre en mulig hæmsko for tredjepartsaggregatorens business case. Ligesom krav i form af længevarende kontraktperioder (3-årige) på den ene side kan give sikkerhed for indtjening, men på den anden side i et begyndende marked kan være vanskelig at forpligte sig til.

4.2.5 Vedrørende varmesidens indpasning i en strategisk reserve

I tilknytning til diskussionerne om varmebinding og strategisk reserve, har muligheden for på udtagsværker at smide varmeproduktionen til fordel for elmarkedets efterspørgsel været til diskussion. Stort set al kraftvarmeproduktion har 100 pct. backup i alternative produktionsanlæg, der dog producerer til en højere omkostning end grundlastanlægget. Hvis den systemansvarlige for elmarkedet kalder på reserver, er det fordi værdien af strømmen bliver så stor, at den rigeligt kan kompensere for den dyrere varmeproduktion på reserveanlæggene. Ulempen ved modellen er, at den risikerer at betale for fastholdelse af elkapacitet, som alligevel ville være til stede i markedet (såkaldt ikkeadditionel kapacitet).

5. Effektløsning B: Kapacitetsmarked

5.1 Formål

Formålet med et kapacitetsmarked er via en markedsbaseret løsning at sikre tilstrækkelig kapacitet i elsystemet til at dække forbruget, således at Energinet.dk's målsætning om maksimalt 5 minutters afbrud på grund af effektmangel årligt kan overholdes. Kapacitetsmarkedet identificerer vha. markedskræfter den årlige betaling for at stille kapacitet til rådighed (udbud) i henhold til systemets behov (efterspørgsel). Kapacitet modtager betaling i tillæg til almindelig indtjening på andre elmarkeder, fx spotmarkedet. Derved afviger et kapacitetsmarked fra strategiske reserver, da strategiske reserver kun må byde ind i elmarkeder til maksimumpris. Et kapacitetsmarked kan være relevant, hvis de markedsopsummerende tiltag ikke alene opfylder Energinet.dk's målsætning. I kapitel 7 sammenlignes kapacitetsmarked med strategisk reserve.

Formålet med et kapacitetsmarked er **ikke** at dæmpe prisudsving for forbrugerne eller at give subsidier til kapacitet, men dæmpede prisudsving vil dog være en konsekvens af et kapacitetsmarked. Imidlertid vil dæmpede prisudsving være lavere i Danmark end, man har set i eksisterende kapacitetsmarkeder i USA, da Danmark er tæt integreret i de europæiske elmarkeder.

5.2 Kendetegn ved et centralt og decentralt kapacitetsmarked

I et kapacitetsmarked sikres hele den mængde produktionskapacitet (fluktuierende 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, baseret på kapacitetssituationen i markedet. Processen for et kapacitetsmarked kendetegnes ved, at der defineres en målsætning for forsyningssikkerhed (effekttilstrækkelighed), som herefter omregnes til et behov for kapacitet. Kapacitetsmarkedet sikrer herefter, at behovet for kapacitet imødekommes.

Der skelnes mellem to typer af kapacitetsmarkeder, som adskiller sig med hensyn til graden af decentralisering af beslutningsprocesser i markedet. I et centralt kapacitetsmarked 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 fx 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 bødeselement sikrer incitamenter 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 et decentralt kapacitetsmarked, som er målrettet forbrugernes spidslastadfærd og betalingsvilje herfor. I England forventer man på kort sigt store udfordringer med effekttilstrækkelighed på grund af en stor andel af nedslidte kraftværker. Der vurderes behov for betydelige nyinvesteringer i de næste 10 år, hvilket et centralt kapacitetsmarked kan drive frem. Kapacitetsmarkeder i England og Frankrig uddybes i afsnit 5.3.

For at give incitament til at reducere spidslastforbrug frem for kun energiforbrug gælder for begge kapacitetsmarkeder, at finansiering kan ske ved et belasteren-betaler-princip på spidslastbidrag frem for en flad tarif på energien, fordi der herved gives incitamenter 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 15 Overordnede processer i et centralt og decentralt kapacitetsmarked



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 et decentralt kapacitetsmarked opnås samme effekt, ved at certificeringen af kraftværkerne foretages, så handlen med certifikater kan starte tidligst tre år før leveringsperiodens begyndelse.

5.3 Erfaringer fra udlandet set med danske briller

5.3.1 Kapacitetsmarkeder i USA

Den oprindelige inspiration til kapacitetsmarkeder kommer primært fra USA, hvor flere elområder igennem en årrække har haft kapacitetsmarkeder. Kapacitetsmarkederne i USA er primært blevet indført for at reducere sandsynligheden for effektmangel, men flere af kapacitetsmarkederne i USA har også haft sekundære mål som fx at reducere prisudsving.

De positive erfaringer fra USA er, at kapacitetsmarkeder giver et langsigtet investeringsignal til investering i ny kapacitet og reinvesteringer og derved skaber en elastisk udbudskurve for kapacitet. Samtidig sikrer markedspladsen for kapacitet, at kapacitet konkurrerer imod hinanden på tværs af elsystemet på markedsvilkår. Kapacitetsmarkederne i USA har sikret deltagelse fra forbrug på omkring 5-10 pct. af den samlede kapacitetsmængde, heraf udgør nødstrømsanlæg²⁷ dog en væsentlig andel.

De negative erfaringer fra USA er, at et kapacitetsmarked er administrativt tungt. Udfordringen er at sikre, at kapaciteten rent faktisk står til rådighed og at modvirke markedsmagt, således at betalingerne for kapacitet ikke bliver 'money for nothing'. Der er udfordringer forbundet med at monitorere og verificere forbrugssidens rådighed. Desuden har kapacitetsmarkeder reduceret prisspidserne væsentligt, hvilket Energinet.dk vurderer problematisk, fordi det reducerer pris-signalerne i engrosmarkedet. Som tidligere beskrevet forventes reduktionen i prisudsving at være mindre i dansk kontekst.

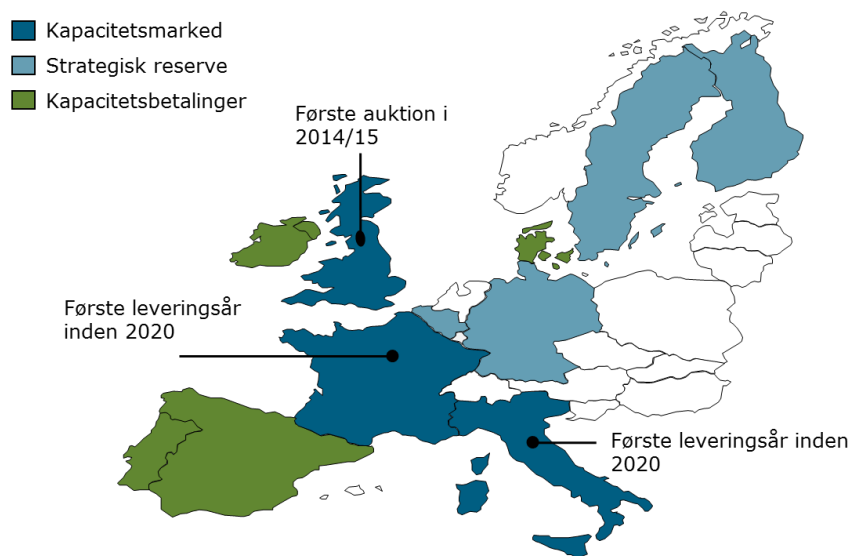
Erfaringen fra USA er desuden, at kapacitetsmarkeder kan betragtes som en 'learning by doing'-proces, hvor kapacitetsmarkedet skal udvikles over tid på grund af ændrede forhold.

5.3.2 Kapacitetsmarkeder i Europa

Danmark er ikke det eneste land, hvor der diskuteres kapacitetsmarkeder i Europa. Som det fremgår af nedenstående figur, er England, Frankrig og Italien i færd med at implementere kapacitetsmarkeder, hvor kapacitet vil modtage betaling inden 2020.

²⁷ Nødstrømsanlæg opgøres typisk som en del af forbrugssiden.

Figur 16 Kapacitetsmekanismer i Europa²⁸



I Markedsmodel 2.0 fase 2 har Energinet.dk taget udgangspunkt i overvejelserne for kapacitetsmarkeder i Storbritannien (UK) og Frankrig. Elsystemerne i UK og Frankrig har lighedspunkter med elsystemet i Danmark, og det er naturligt at hente inspiration herfra. En udfordring er dog, at kapacitetsmarkederne i UK og Frankrig er tidligt i fasen, og der er ikke konkrete erfaringer med selve 'driften' af kapacitetsmarkederne.

Nedenstående afsnit beskriver kort konteksten for kapacitetsmarkeder i UK og Frankrig og evaluerer, hvorledes dette passer i en dansk kontekst.

5.3.2.1 Kapacitetsmarked i UK

Kontekst forud for kapacitetsmarked

I UK er udfordringen, at man står overfor lukninger af flere eksisterende ældre kraftværker samtidig med, at forbruget forventes at stige væsentligt. Man har i UK valgt et centralt kapacitetsmarked, som ud fra en central efterspørgsel sikrer en given mængde effekt, mens prissætningen er markedsbaseret. Kapacitetsmarkedet er udformet således, at den sikrer, at eksisterende og nye produktionsanlæg samt fleksibelt forbrug kan konkurrere på den samme spillebane. Derudover er kapacitetsmarkedet i UK designet med henblik på at give incitamenter til høj rådighed i mangelsituationer, og al kapacitet skal være klar med 4 timers varsel.

Overvejelser i dansk kontekst

De centrale faktorer for, hvad der bestemmer en mangelsituation i Danmark på nuværende tidspunkt, kan karakteriseres ved et sammenfald af flere hændelser:

Store begrænsninger/revisioner/havari på en eller flere udlandsforbindelser i kombination med lav vindproduktion, og evt. havarier/revisioner på kraftværker samt sæsonmæssigt højt forbrug²⁹

²⁸ Kapacitetsbetalingen i Danmark er grundbeløbet til decentrale kraftvarmeværker. Se mere på <http://energinet.dk/DA/EI/Vaerker/Vaerker-paa-markedsvilkaar/Sider/Vaerker-paa-markedsvilkaar.aspx>

Et kapacitetsmarked i Danmark bør derfor sikre, at der er tilstrækkelig med kapacitet i disse situationer til at overholde Energinet.dk's målsætning for effekt-mangel på gennemsnitlig 5 minutters afbrud pr. år for en gennemsnitsforbruger. I et dansk kapacitetsmarked med mange udlandsforbindelser er det desuden vigtigt at undersøge, hvorledes udlandsforbindelser og udenlandsk kapacitet bør håndteres. I UK er det besluttet, at selve udlandsforbindelserne skal kunne deltage med kapacitet i 2019 på samme vilkår som indenlandsk kapacitet. Indtil 2019 vil den prognosticerede import medtages i beregningen af kapacitetsmængden, der skal anskaffes via kapacitetsauktionen.

I UK er forpligtigelsen for kapacitet specificeret til at sikre, at den kontraherede kapacitet kan dække en mangelsituation. Specificeringen i UK er omfattende og har en høj grad af styring. En meget stram styring og forpligtigelse kan være uhensigtsmæssigt i dansk kontekst på grund af fx de særlige varmebindinger i det danske marked.

5.3.2.2 Kapacitetsmarked i Frankrig

Kontekst forud for kapacitetsmarked

I Frankrig har indførelsen af et kapacitetsmarked været motiveret af forventninger om en markant stigning i spidsforbruget drevet af et udbredt brug af elvarme. Også beslutningen om udfasning af atomkraft i Tyskland, hvorved Frankrig forventer færre importmuligheder fra Tyskland i stresssituationer har været en medvirkende faktor.

Frankrig har valgt et decentralt kapacitetsmarked for at integrere forskellige typer af fleksibelt forbrug. Forbrugsafkobling fra blandt andet elvarme og energintensiv industri, som Frankrig stadig har en del af, der kan imødegå forpligtigelsen i kapacitetsmarkedet, kan deltage og modtage kapacitetsbetaling.

Overvejelser i dansk kontekst

Et decentralt kapacitetsmarked kan struktureres således, at man kan handle på tværs af lande. Vælges et decentralt design i både Danmark og Tyskland vil kapacitetsmarkedet kunne laves således, at samhandel med kapacitetscertifikater på tværs af grænsen er muligt. Den markante stigning i spidslastforbruget i Frankrig, drevet af elvarmen, vurderes som nøglen til, at systemet kan fungere i en fransk kontekst set med investorøjne. En sådan stigning forventes ikke i Danmark. Det er derfor vigtigt, at et dansk kapacitetsmarked designes således, at det passer til de udfordringer, som Danmark står overfor i fremtiden.

I et decentralt kapacitetsmarked bestemmes kapacitetsmængden, som skal dækkes indirekte ved at forpligte de forbrugsbalanceansvarlige til at købe certifikater nok til at dække spidslastforbruget i deres portefølje. Et decentralt kapacitetsmarked giver derfor myndighederne en mindre grad af kontrol, fordi det er den forbrugsbalanceansvarlige, der bestemmer, hvornår (men ikke hvor mange) certifikater der købes. TSO'en får i denne situation en kontrolopgave for at sikre, at forbrugsbalanceansvarlige køber tilstrækkeligt med certifikater. Forpligtelsen kan sammenlignes med nuværende kontrol med CO₂-kvoter.

Da kapacitetsmarkedet pålægger de forbrugsbalanceansvarlige at købe certifikater nok til at dække deres realiserede spidsforbrug, forudsætter det, at den en-

²⁹ Effektsituationen er yderligere beskrevet i afsnit 2.2.4.

kelte forbrugsbalanceansvarlige kan forudsige elsystemets mangelsituationer. I det franske kapacitetsmarked er forbrugerforpligtelsen bygget op omkring foruddefinerede mangelsituationer bundet op på spidsforbruget i vintermånederne. En sådan specificering af mangelsituationer kan være svær i en dansk kontekst med de mange udlandsforbindelser.

5.3.3 Forventninger til Norge, Sverige og Tyskland

Elsystemet i Danmark påvirkes markant af Danmarks naboer, som dermed også spiller en stor rolle i forhold til kapacitetsmarkeder. I Norge og Sverige er der ingen planer om at introducere kapacitetsmarkeder. Norge har rigeligt med kapacitet gennem vandkraft, og Sverige foretrækker foreløbigt strategiske reserver blandt kapacitetsmekanismerne. Sverige har et lille kapacitetsoverskud. Den svenske regering har dog nedsat en energikommission³⁰, der i 2015-2017 skal arbejde med fremtidssikring af elforsyningen, herunder markedsforhold. Ved deadline for denne rapport er der ikke nogen indikationer på anbefalinger fra den svenske energikommission i forhold til kapacitetsmarkeder. I Tyskland foregår en lignende proces som Markedsmodel 2.0, hvor Tyskland ifølge hvidbogen fra juni 2015 vil satse på en opdateret energy only-model og en strategisk reserve.

5.3.4 EU's holdning til kapacitetsmarkeder

Europa-Kommissionen har kritiseret kapacitetsmarkeder, der ifølge Europa-Kommissionen forvrider det indre marked for el og kan være statsstøtte. Europa-Kommissionen har i sommeren 2015 igangsat en 'sector inquiry'³¹ for at få bedre forståelse for kapacitetsmekanismer og forhold, som potentielt diskriminerer teknologier eller samhandel på tværs af grænser. Den endelige rapport forventes at være klar i sommeren 2016. Desuden har Europa-Kommissionen iværksat en høringsproces med afslutning i oktober 2015 om nyt markedsdesign for elmarkedet med fokus på fx: Forbedrede prissignaler, markedsintegration af VE, regionalt samarbejde og forsyningssikkerhed.³²

Forslaget til kapacitetsmarked i denne rapport er udarbejdet i den tro, at Europa-Kommissionen kan godkende forslaget.

5.3.5 Erfaringer fra udlandet: Vurdering

Energinet.dk vurderer, at et centralt kapacitetsmarked passer bedst i dansk kontekst, fordi forbrugsbalanceansvarlige har begrænset mulighed for at forudsige mangelsituationer i det danske elsystem, og fordi potentialet for konkurrencedygtigt afbrydeligt forbrug vurderes begrænset.³³ Formålet med et decentralt kapacitetsmarked er at placere mere ansvar hos forbrugssiden, hvilket primært skaber værdi, hvis store dele af forbrugssiden med rimelighed kan forventes at reagere på kapacitetsmarkedets signaler. Desuden vil et isoleret dansk decentralt kapacitetsmarked formodentlig have lille likviditet på grund af markedets størrelse, hvilket er en potentiel udfordring for velfungerende løbende handel med certifikater. Vurderingen af likviditet er dog en grov overordnet vurdering uden dybtgående analyser.

³⁰ <http://www.regeringen.se/sb/d/19863/a/255272>

³¹ http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4892_en.htm

³² <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

³³ Jævnfør afsnit 3.3 om fleksibelt forbrug.

Fokus i arbejdet har været et centralt kapacitetsmarked med inspiration fra UK. Der er imidlertid mange lighedspunkter mellem et centralt og et decentralt kapacitetsmarked, da den primære forskel er, hvordan indkøbet af kapacitet foretages. Denne rapport foreslår derfor også designvalg for de områder, der er særlige for et decentralt kapacitetsmarked. Et decentralt kapacitetsmarked kan være det bedste valg, hvis naboområder indfører et decentralt kapacitetsmarked, som passer til det danske behov, og som danske aktører vil kunne deltage i.

På baggrund af udenlandske erfaringer beskriver nedenstående tabel overordnede fordele og ulemper ved kapacitetsmarkeder.

Fordele og ulemper ved kapacitetsmarkeder	
Fordele	Ulemper
- Markedsbaseret styring af effekttillstrækkelighed og potentielt større efficiens end strategisk reserve - Mindre prisvolatilitet for alle markedsaktører ift. en strategisk reserve - Sikkerhed for den indkøbte mængde af kapacitet - Stærke markedssignaler til producenter og forbrugere, som kan byde ind i kapacitetsmarkedet. Decentralt kapacitetsmarked giver særligt stærkt signal til forbrugssiden	- Risiko for indkøb af forkert mængde kapacitet, da TSOen ikke har fuld information om markedet. Risikoen er større end ved strategisk reserve, som giver mulighed for at 'teste' markedet, fx markedsresponsen ved høje priser, fordi strategisk reserve ikke påvirker elpriserne. Indførelsen af kapacitetsmarkeder reducerer prisudsving - Administrativt tungt i forhold til strategisk reserve - Decentralt kapacitetsmarked: Usikkert hvor meget kapacitet forbrugsbalanceansvarlige køber: Risiko for over- og underkapacitet - Politisk ulempe: Betaling til nogle anlæg, som alligevel vil være til stede (men anlæggene bidrager til forsyningssikkerheden som alle andre)

Infoboks 5 Fordele og ulemper ved kapacitetsmarkeder

5.4 Markedsoptimerende tiltag og kapacitetsmarkedet

Et kapacitetsmarked indføres for at sikre kapacitet i elsystemet, mens honorering af andre ydelser som fx spændingsregulering bør ske i særskilte markeder. De markedsoptimerende tiltag fx vedrørende nye systemydelser og balancemarked bør således indføres uafhængigt af, om et kapacitetsmarked indføres. Aktører forventes at indregne indtjening fra andre markeder i deres bud til kapacitetsmarkedet, som derfor afspejles i aktørens bud i kapacitetsmarkedet. Hvis en aktør forventer store indtægter fra andre markeder, forventes aktøren at melde et lavere bud ind i kapacitetsmarkedet. Kapacitetsmarkedet designes, således at kapacitet ikke honoreres 2 gange. Der forventes således ikke at være en dobbeltbetaling for fx systemydelser, hvis et kapacitetsmarked indføres. Endelig bemærkes det, at der i alle tilfælde vil være behov for at tilvejebringe funktionalitet, kapacitetsmarked eller ej, idet behovet for funktionalitet er uafhængigt af kapacitetsmarkedet.

5.5 Overordnede designparametre

Dette afsnit beskriver, hvordan et kapacitetsmarked kan sættes op i Danmark. Forslaget er ikke detaljeret på forskriftsniveau, og det vil være nødvendigt med

betydeligt arbejde og yderligere inddragelse af aktører for at afklare detaljer og implementere kapacitetsmarkedet gennem forskrifter. Der vil også være væsentlige krav til koordinering med naboområder og EU (se afsnit P14).

Hvad er en parameter?

Forslaget til et kapacitetsmarked er bygget op om parametre. En parameter svarer til et delelement af markedsdesignet, fx hvilken kontraktperiode der skal anvendes.

Forslag til parametre er fastsat ud fra en række principper, der beskrives nedenfor:

Principper for parametre i kapacitetsmarked

- Kapacitetsmarkedet skal sikre nødvendig kapacitet med minimale samfundsøkonomiske omkostninger til at overholde målsætning for effekttilstrækkelighed
- Kapacitetsmarkedet skal understøtte teknologineutralitet og give sammenlignelige vilkår for producent- og forbrugsside
- Kapacitetsmarkedet skal give mulighed for bred markedsdeltagelse, herunder nye anlæg og fleksibelt forbrug
- Ansvar skal deles imellem Energinet.dk og øvrige myndigheder i Danmark for at sikre bedst mulig governance
- Kapacitetsmarkedets påvirkning af øvrige markeder skal mindskes
- Kapacitetsmarkedet skal være transparent
- International harmonisering og markedsadgang på tværs af nationale grænser efterstræbes
- Designparametrene skal sikre en behovsdrevet kapacitetsmængde
- Værdiskaber aflønnes – belaster betaler ('polluter pays principle')
- Hold det simpelt

Infoboks 6: Principper for parametre i kapacitetsmarked

Forslag til parametrene har taget udgangspunkt i de britiske og franske valg af parametre og at holde det så simpelt som muligt. Kapacitetsmarkedet vil efter idriftsættelse kunne udvikles efterfølgende baseret på erfaringer og modenheten i markedet. Et eksempel kunne være en gradvis forøgelse af tidsopløsningen, hvis det passer bedre til den fysiske virkelighed – ligesom man har set i andre elmarkeder, hvor målsætningen på lang sigt er fx realtidsmarkeder.

Se parametrene i appendiks 8.1.

5.5.1 Forslag til parametre i kapacitetsmarked

Nedenfor ses en oversigt over principperne for designet af de mest centrale parametre. Det fremgår specifikt, hvis der er forskel i parametrene for et centralt og decentralt kapacitetsmarked. Efter oversigten analyseres og beskrives parametrene nærmere.

Tabel 5 Forslag til parametre i kapacitetsmarked (P står for parameter)

Parameter	Forslag til parameter
P1: Kapacitetsmængden	Energinet.dk bestemmer kapacitetsmængden ud fra politiske ønsker om forsyningssikkerhed
P2: Rolle- og ansvarsfordeling	En så bred som mulig fordeling af roller, men med det primære ansvar hos Energinet.dk og Energistyrelsen
P3: Produktdefinition	Forbrug: Porteføljeniveau Anlæg: Porteføljeniveau
P4: Certificering af kapacitet	Aktøren bestemmer selv kapacitetsmængden, der deltagere i markedet, men med eksisterende tekniske krav samt kontrol af kapacitet fra Energinet.dk
P5: Forwardperiode	Centralt kapacitetsmarked: En lang forwardperiode på omkring 3 år og en kortere periode på ca. 2 måneder for både anlæg og forbrug
	Decentralt kapacitetsmarked: En lang forwardperiode på 3 år og en kort periode på 2 måneder for kun nybyg og forbrug
P6: Kontraktperiode	Centralt kapacitetsmarked: Kontraktlængder fra 1-10 år for både anlæg og forbrug
	Decentralt kapacitetsmarked: kontraktlængder af 1 år
P7: Leveringsperiode	Kalenderår
P8: Forpligtelse for kapacitet	10 timers startvarsel
P9: Forbrugerforpligtigelse (decentralt kapacitetsmarked)	Købe certifikater svarende til forbrug ved prisområdets kollektive spids
P10: Auktionsdesign (centralt kapacitetsmarked)	'Sealed first-price auction' med marginalprissætning baseret på Net-CONE-beregninger
P11: Handelsdesign (decentralt kapacitetsmarked)	Løbende pay-as-bid handel som ved aktier
P12: Incitamentssystem	Bødestraf med den årlige kapacitetsbetaling som loft
P13: Finansiering (centralt kapacitetsmarked)	"Belasteren betaler"
P14: Udlandsforbindelser og udenlandsk kapacitet	Kort sigt (fx 1-2 år): Kun dansk kapacitet kan deltage i kapacitetsmarked. Udlandsforbindelser reducerer den indkøbte kapacitetsmængde. Langt sigt (fx 3+ år): Eksplicit inddragelse af udenlandsk kapacitet gennem implicitte auktioner som i spotmarkedet og reduktion af udlandsforbindelser i auktionerne for kapacitetsmarkedet

Forslagene til parametrene sikrer teknologineutralitet gennem ensartede krav til forbrug og produktion samt længere kontrakter til nyetablering.

Tabel 6 Designforslag for forbrug og anlæg

Udvalgte parametre	Designforslag
Produkt	Fuld levering af forpligtelse på porteføljeniveau
Forpligtigelse	10 timers varsling
Revisionsperiode/ Vedligeholdelsesperiode	5 uger
Varighed	Min. 5 timer
Forwardperiode	2 mdr. / 36 mdr.
Kontraktlængde	1-10 kalenderår

5.5.2 Integration af udlandet

I Danmark forventes den maksimale handelskapacitet på udlandsforbindelser at overstige kapaciteten på termiske kraftværker inden 2030 ifølge Energinet.dk's analyseforudsætninger. Udlandsforbindelser har således afgørende betydning for et kapacitetsmarked i dansk kontekst. Energinet.dk foreslår følgende:

Kort sigt (fx 1-2 år³⁴): Kun dansk kapacitet kan deltage i kapacitetsmarked. Udlandsforbindelser reducerer den indkøbte kapacitetsmængde. Dvs. den indkøbte mængde vil være fx 5 GW i stedet for fx 8 GW, hvis udenlandsk kapacitet deltog i auktionen.

Langt sigt (fx 3+ år): EksPLICIT inddragelse af udenlandsk kapacitet gennem de-rating af udlandsforbindelser og implicitte auktioner som i spotmarkedet.

³⁴ Med 1-2 år menes de 2 første leveringsperioder i et kapacitetsmarked. Hvis man fx beslutter et kapacitetsmarked i 2016 med 2022 som første leveringsperiode for kapacitet, forventes kun dansk kapacitet at kunne deltage i leveringsperioderne 2022/2023.

Eksplicit inddragelse af udenlandsk kapacitet

Kravene til udenlandsk kapacitet skal være ens med krav til dansk kapacitet.

Forudsætning: Allerede inden indførelse af et kapacitetsmarked vil der skulle indgås klare driftsaftaler med nabo-TSO'er for pressede situationer, så der er sikkerhed for (selv i pressede situationer), at der minimum kan importeres den tilgængelige indkøbte kapacitetsmængde i naboområdet. Ellers vil kapacitetsmarkedet ikke blive en langvarig løsning. Sikkerhed for levering af kapacitet kræver aftaler på ministerielt niveau, hvis fx Svenska Kraftnät skal slukke for strømmen i Malmø for at holde lyset tændt i København.

Kapacitet på tværs af grænser: Udlandsforbindelser udligner priser i kapacitet mellem områder ved implicitte auktioner (som i spotmarkedet for energi). Desuden må den samme kapacitet ikke deltage i flere kapacitetsmarkeder som anbefalet af Eurelectric³⁵.

Fx: (Hvis Tyskland og Danmark har kompatible kapacitetsmarkeder) vil Danmark købe kapacitet i Tyskland, hvis den er billigere end i Danmark. Omvendt vil Tyskland købe kapacitet i Danmark, hvis den er billigere end tysk kapacitet.

Udlandsforbindelsers kapacitet reduceres i auktionerne for kapacitetsmarked, så der maksimalt kan bydes en andel af udlandsforbindelsens nominelle kapacitet fra naboområdet ind i kapacitetsmarkedet. Denne metode svarer til det amerikanske PJM kapacitetsmarked, hvor deltagelsen fra naboområder begrænses. Der skal stadig købes den nominelle mængde kapacitet i naboområdet. Deratningen af udenlandsk kapacitet svarer til udetid på forbindelsen, og at man typisk putter flere æg (kapacitet) i samme kurv (en udlandsforbindelse).

Fx: Kontek er 600 MW, men ved reduktion svarer den måske til maksimalt 500 MW indenlandsk kapacitet på grund af teknisk udetid, og fordi man putter flere æg (kapacitet) i samme kurv (Kontek). Dvs. at der ikke kan bydes mere end 500 MW kapacitet ind fra Tyskland ind i DK2's kapacitetsmarked, når der købes 600 MW i Tyskland. Den indmeldte pris for tysk kapacitet i et dansk kapacitetsmarked hæves således med $600/500 = 1,2$. Dette skyldes, at der skal købes 1,2 MW i Tyskland for hver 1 MW, der bydes ind i et dansk kapacitetsmarked. Der købes således 600 MW i Tyskland, der sælges som 500 MW i det danske kapacitetsmarked.

Ved udetid på udlandsforbindelsen vil kapacitet i naboområdet ikke få reduceret deres kapacitetsbetaling, da det ikke er kapacitetens skyld, at den ikke kan nå frem til Danmark. Tilsvarende vil kapacitet ikke få reduceret deres kapacitetsbetaling, hvis interne netbegrænsninger umuliggør levering for dansk kapacitet. Ejeren af udlandsforbindelsen, der forårsager udetiden, forventes at skulle straffes efter samme princip som kapacitet ved manglende leverance i en presset situation. Derved skærpes det økonomiske incitament til at sikre høj rådighed på udlandsforbindelser.

Ulempen ved metoden (og at udenlandsk kapacitet deltager) er, at det kan være svært for Energinet.dk at vide, hvilket forsyningssikkerhedsniveau der realiseres af kapacitetsmarkedet, da en stor del af den indkøbte udenlandske kapacitet også ville være tilgængelig uden betaling.

³⁵http://www.eurelectric.org/media/169068/a_reference_model_for_european_capacity_markets-2015-030-0145-01-e.pdf

Såfremt et kapacitetsmarked skulle indføres i Danmark, er det forventningen at Danmark kun på kort sigt ville få lov af Europa-Kommissionen til dette uden deltagelse af udlandsforbindelser eller udenlandsk kapacitet. Europa-Kommissionen forventes at kræve konkrete planer for udenlandsk deltagelse på beslutningstidspunktet.

Udformningen vil dog være afhængig af håndteringen af udenlandsk kapacitet i det britiske og det franske kapacitetsmarked i de kommende år.

Ovenstående forslag af parametre vil skulle tilpasses eventuelle kapacitetsmarkeder i Danmarks naboømråder og erfaringer fra UK og Frankrig i forhold til at implementere udenlandsk kapacitet. Hvis der er et kapacitetsmarked i Danmarks naboømråder, og reglerne passer til dansk kontekst, kan Danmark med fordel tilpasse sig regler i nabolandene. Energinet.dk forventer dog ikke, at der vil være ensartede kapacitetsmarkeder i alle Danmarks nabolande. Energinet.dk vil følge den europæiske udvikling af kapacitetsmarkeder tæt.

5.5.3 Integration af afbrydeligt forbrug

Kapacitetsmarkedet understøtter integrationen af afbrydeligt forbrug. Forbrug kan deltage i kapacitetsmarkedet på lige fod med anlæg og kan derigennem modtage rådighedsbetaling. Kravene til kapacitet udelukker ikke forbrug, men kravet om 5 timers varighed og kalenderårskontrakter betyder dog, at det meste forbrug forventes at skulle puljes hos fx en tredjepartsaggregator, hvilket er særligt vigtigt for forbrug med kun 1-2 timers varighed og sæsonafhængigt forbrug. Denne type forbrug vil få lavere betaling end kapacitet med længere varighed. En stor del af det identificerede potentiale for afbrydeligt forbrug udgøres dog af nødstrømsanlæg, der ret beset er anlæg, som ikke begrænses af 5 timers varighed og kalenderårskontrakter. Nødstrømsanlæg kan meldes ind på lige fod med øvrige produktionsanlæg. Muligheden for længerevarende kontrakter kan give afbrydeligt forbrug en stabil indtjening til at dække opstartsomkostninger.

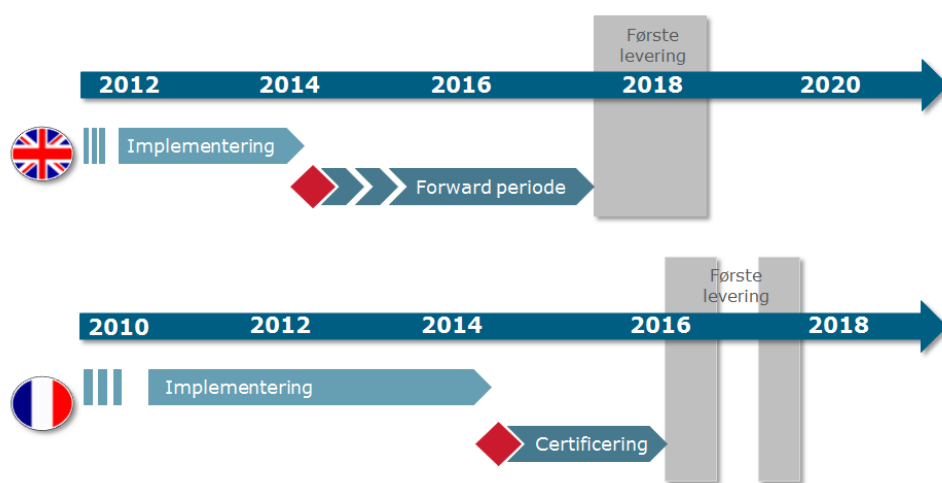
Kapacitetsmarkedet forventes at reducere prisspidser og betyder, at afbrydeligt forbrug sjældnere vil blive aktiveret end ved energy only, dvs. at aktiveringsomkostningen er mindre vigtig for afbrydeligt forbrug i et kapacitetsmarked. Fx hvis forbrug kan afbrydes til 1.000 kr./MWh, vil forbruget hyppigere blive afbrudt i fx spotmarkedet i energy only, fordi der forventes flere timer med priser over 1.000 kr./MWh. I et kapacitetsmarked forventes færre timer med priser over 1.000 kr./MWh, fordi der forventes mere kapacitet i markedet end i energy only. Derfor betyder aktiveringsomkostningen mindre for forbrug i et kapacitetsmarked end i energy only.

5.5.4 Implementering af kapacitetsmarked

Implementering

Implementering af kapacitetsmarkeder i UK og Frankrig eksklusive forwardperiode har taget imellem 3 og 5 år fra det øjeblik, at landene tog beslutning om at etablere kapacitetsmarkeder. Derudover kommer der en forwardperiode op til leveringen af kapacitetsforpligtigelsen på 3-4 år.

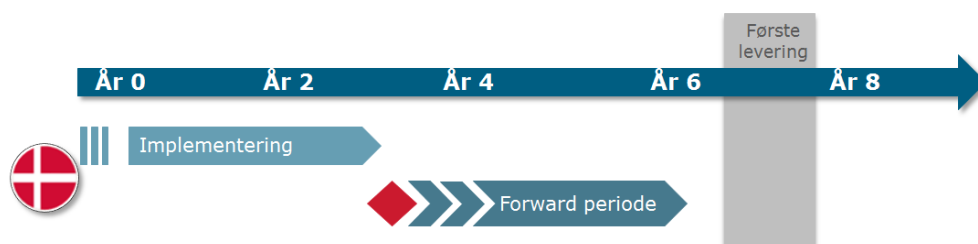
Figur 17 Implementeringshorisont for UK og Frankrig



For et dansk kapacitetsmarked forventes det, at implementering eksklusive forwardperiode vil tage ca. 3 år. Dette inkluderer udarbejdelse af markedsregler, aktørinddragelse, koordinering med nabolande, godkendelse i Energitilsynet samt udbud og installation af it-systemer til at håndtere kapacitetsmarkedet.

Danmark kan hente inspiration fra UK eller Frankrig, hvilket forkorter tiden i forhold til UK og Frankrig, men koordinering med Danmarks nabolande vil omvendt forlænge processen. Den største udfordring forventes at være håndtering af kapacitet i udlandet, herunder særligt indgåelse af driftsaftaler om leverance i pressede situationer med nabolande, hvilket formentligt skal ske på ministerielt niveau for at sikre troværdighed. Den konkrete håndtering af udlandsforbindelser i et dansk kapacitetsmarked forventes også at føre til væsentlige diskussioner med Danmarks nabolande. Godkendelsesproceduren i EU vil skulle køre sideløbende for ikke at forsinke processen. Forwardperioden er på 3 år, og implementeringshorisonten, fra start til levering, for et kapacitetsmarked i Danmark, forventes således at være i omegnen af 6 år.

Figur 18 Implementeringshorisont for Danmark



Udfasning

Et centralt kapacitetsmarked kan udfases. TSO'en vil stoppe auktioner og lade de allerede bortauktionerede kapacitetskontrakter ophøre efterhånden, som de udløber. Jo mere internationale markederne er, og jo flere tværnationale aftaler, der laves, jo sværere vil en udfasning dog være.

Et decentralt kapacitetsmarked, vurderes at være sværere at udfase. Hvis efterspørgslen efter certifikater forsvinder, vil værdien af et certifikat være nul. Man vil således ikke se en udfasning af modellen, men snarere et pludseligt ophør. Dette kan give problemer i forhold til længerevarende bilaterale kontrakter imellem aktørerne.

6. Konsekvensvurdering af effektløsningerne

I dette kapitel vurderes en række konsekvenser ved at gennemføre hhv. en 'klassisk' strategisk reserve, et kapacitetsmarked og en såkaldt 'strategisk reserve med varme'. For en del af konsekvenserne vil det være muligt at vurdere effekterne kvantitative. For andre konsekvenser er vurderingen foretaget kvalitativt.

6.1 Karakteristika ved de forskellige effektløsninger

6.1.1 'Klassisk' strategisk reserve

Den 'klassiske' strategiske reserve er, som beskrevet i kapitel 5, kendetegnet ved, at der engageres en given mængde kapacitet, som ikke deltager på spot og regulerkraft markedet. Hvis et kraftværk, der tidligere deltog i markedet indgår i en strategisk reserve trækkes hele værket (eller hele blokke) derfor ud af markedet, således at elkapaciteten kan aktiveres i pressede effektsituationer. Dette skyldes blandt andet ønsket om at fastholde kraftværker, som alligevel ville være faldet ud af markedet, og undgå at betale for kapacitet, som alligevel ville være forblevet i markedet. Kraftværket modtager en lump-sum betaling for at indgå i den strategiske reserve, men ingen betaling når reserven aktiveres.

Den strategiske reserve bydes ind i markedet til en pris svarende til prisloftet (enten i spot eller i regulérkraftmarkedet), dvs. kun i pressede effektsituationer.

De væsentligste elementer i vores beregninger er:

- Omkostningen ved at indgå i en strategisk reserve for forskellige værker. For nye værker er det de totale omkostninger ved etablering og drift. For eksisterende værker er det alternativomkostningen ved fortsat at forblive i markedet, dvs. den indtægt de 'går glip af' ved at trække sig ud af markedet og indgå i den strategiske reserve. Denne alternativomkostning beregner vi gennem elmarkedssimulationer og en model for kraftværkernes økonomi (se bilag for yderligere beskrivelse).
- Størrelsen på den strategiske reserve, for at kunne opretholde femminutters ambitionen, som defineres i kapacitetsfremskrivningerne i kapitel 2. Vi betragter 2030 som skæringsår.
- Eksisterende værkers varmegrundlag, da inddragelsen af et værk med stort varmegrundlag i en strategisk reserve vil medføre en forvriddingsomkostning i forhold til fx et kapacitetsmarked (dette beskrives yderligere i kapitlet).

6.1.2 Kapacitetsmarked

Et kapacitetsmarked er, som beskrevet i kapitel 6,³⁶ kendetegnet ved, at eksisterende aktører i markedet modtager en betaling for at være til rådighed ved siden af den traditionelle betaling for produktion af el gennem spot og regulerkraftmarkedet. Der stilles ingen krav til aktørerne i forhold til deres almindelige ageren på markedet. For at kunne modtage kapacitetsbetalinger skal en aktør overholde en række krav, der er med til at sandsynliggøre, at aktøren rent faktisk vil kunne være til stede i et konkret tilfældet med presset effektsituation. Markedet vil være teknologineutralt, og der vil derfor ikke være nogen forskel på betalingerne til fx et atomkraftværk og et spidslastværk, hvis de begge indgår i kapacitetsmarkedet.

De væsentligste elementer i vores beregninger er:

³⁶ Indbefatter hovedløsningen beskrevet i kapitel 5, nemlig en central kapacitetsauktion.

- Den pris forskellige værker vil byde sig ind i kapacitetsmarkedet med. Hvis et værk ikke er rentabelt på almindelige markedsvilkår, vil det byde sig ind i markedet med en pris på nul. Dette skyldes den valgte auktionsmekanisme, der giver værkerne incitament til at byde deres sande omkostning, da de modtager clearingprisen og ikke deres eget bud. Prisen for de enkelte værker beregnes gennem elmarkedssimuleringer og en model for kraftværkernes økonomi (se bilag for yderligere beskrivelse).
- Det samlede behov for kapacitet for at kunne opretholde fem-minutters ambitionen. Vi betragter 2030 som skæringsår.

I de følgende konsekvensvurderinger tager vi udgangspunkt i et *rent dansk kapacitetsmarked*. Da ingen af vores nabolande har indikeret interesse for at forfølge et kapacitetsmarked (undtagen UK) vil et dansk kapacitetsmarked givetvis skulle etableres som et nationalt marked i første omgang. I vores beregninger antager vi derfor, at danske kraftværker byder ind i et kapacitetsmarked og modtager den kapacitetsbetaling, som markedet clearer til. I dette marked har vi fortsat mulighed for at anvende udenlandsk kapacitet gennem elforbindelserne, hvilket har betydning for størrelsen af den nødvendige indenlandske kapacitet.

På sigt ventes EU's statsstøttere regler at føre til, at udenlandske værker skal kunne deltage i det danske kapacitetsmarked. Vi foretager derfor ligeledes konsekvensvurderinger af denne model, *kapacitetsmarked med udland*. Denne model er altså ikke et regionalt kapacitetsmarked, men et rent dansk marked, hvor udenlandske virksomheder får mulighed for at deltage.

I kapacitetsfremskrivningerne i kapitel 2 vurderes det, at DK1 ikke forventes at have effektproblemer i 2030. I DK2 forventes ikke at kunne overholde ambitionen om maksimalt fem afbrudsminutter. I et *rent dansk kapacitetsmarked* betyder dette, at prisen på kapacitet i DK1 vil blive tæt på 0, fordi der forventes tilstrækkelig kapacitet uden kapacitetsmekanismer. Prisen på kapacitet i DK2 vil blive højere, fordi der ikke forventes tilstrækkelig kapacitet. I et *rent dansk kapacitetsmarked* vil DK1 "eksportere" kapacitet til DK2 ud fra samme princip som det nuværende spotmarked, fordi prisen er lavere i DK1 end DK2. Eksporten begrænses dog af Storebæltsforbindelsens kapacitet.

I et *kapacitetsmarked med udland* er prisdannelsen mere kompleks, da udenlandsk kapacitet byder ind i det danske kapacitetsmarked. Den indkøbte mængde kapacitet vil være markant større end i et *rent dansk kapacitetsmarked*, fordi Danmark her skal betale for kapacitet i udlandet – kapacitet, som Danmark i et *rent dansk kapacitetsmarked* typisk kan trække på uden kapacitetsbetalinger. På grund af Danmarks store kapacitet på udlandsforbindelser har udlandet væsentlig betydning for resultatet i et *kapacitetsmarked med udland*, og beregningsforudsætninger som kapacitet på udlandsforbindelser og priser på kapacitet i udlandet er afgørende for resultaterne.

6.1.3 Strategisk reserve med varme

Når en hel kraftvarmeblok indgår i en klassisk strategisk reserve og dermed trækkes ud af markedet, mister kraftværket også sin indtægt fra varmeproduktion. Dette gør det mindre relevant for kraftværker med varmeindtægter at indgå i en strategisk reserve, da de skal kompenseres for den tabte indtægt for at være villig til at indgå i reserven. En strategisk reserve med varme giver kraftværker mulighed for at indgå i den strategiske reserve med dele af en blok, og

giver derfor mulighed for fortsat at levere varme gennem den resterende del af blokken. Modellen vil dog øge det såkaldte kannibaliseringsproblem, hvor ellers rentabel (ikkeadditional) kapacitet trækkes ud af markedet, da en række værker vil kunne finde det rentabelt at byde kapacitet fra en overdimensioneret blok ind i reserven. Dette vil betyde, at den strategiske reserve bliver nødt til at være større for at opretholde fem-minutters ambitionen.

6.2 Vurdering af klassisk strategisk reserve og kapacitetsmarked

En strategisk reserve og et kapacitetsmarked har ganske forskellige karakteristika og har derfor forskellige fordele og ulemper. Det gør det derfor vanskeligt at lave en entydig sammenligning. Derfor laves vurderingen på baggrund af en række forskellige kriterier, som til sammen giver et bredt billede af løsningernes fordele og ulemper. I afsnit 6.4 ses løsningerne på tværs af de forskellige kriterier, og sætter dem i forhold til den estimerede markedsudvikling i kapitel 2. Markedsudviklingerne i kapitel 2 angiver et mindre spænd i det forventede effektbehov i 2030 i de tre hovedscenarier. Der er dog illustreret en række mulige markedsbegivenheder, som kan øge effektbehovet og det forventede antal afbrudsminutter.

Følgende evalueringskriterier er blevet analyseret:

Evalueringskriterier	
Kriterie 1	Størrelsen på kapacitetsbetalinger
Kriterie 2	Omkostninger til at drive el- og varmesystemet
Kriterie 3	Risikoprofil i markedet
Kriterie 4	Risiko i investeringsbeslutningen
Kriterie 5	Transaktionsomkostninger
Kriterie 6	Lock-in
Kriterie 7	Efficiens i tilvejebringelse af forsyningsikkerhed

6.2.1 Kriterie 1: Størrelsen på kapacitetsbetalinger

De forskellige markeds løsninger sikrer ekstra kapacitet på forskellig vis og til forskellig pris. Fra et velfærdsøkonomisk synspunkt er kapacitetsprisen mindre væsentlig, da det 'blot' er en betaling mellem aktører i markedet. Størrelsen på betalingen kan dog være interessant ud fra andre hensyn – fx fordelingsmæssige hensyn.

En *strategisk reserve* er kendetegnet ved at give målrettede betalinger til konkrete produktionsanlæg eller forbrugere; nemlig dem som bliver en del af reserven. Kapacitetsbetalingen holdes derfor nede til at være den merbetaling det kræver for at holde nogle konkrete anlæg i live i reserven. Idéen er, at produktionsanlæggene ville falde ud af markedet uden betalingen, og at de betales for at være tilgængelige i pressede effektsituationer.

Et *kapacitetsmarked* er kendetegnet ved at tildele en kapacitetsbetaling til alle anlæg og forbrug, der tilbyder kapacitet i markedet; også dem som ikke ventes at falde ud af markedet uden et tiltag, men som bidrager til effektsituationen. Prisen bestemmes i et centralt kapacitetsmarked som det marginale anlægs bud. Den samlede betaling til elproducenter (og fleksibelt forbrug) i et kapacitetsmarked er dermed clearingprisen ganget med det *samlede* effektbehov.

Estimaterne peger på, i et *rent dansk* kapacitetsmarked vil betalingerne til aktørerne kunne være ca. 750 mio. kr. om året i næsten alle de opstillede scenarier og begivenheder. Dette dækker over en clearingpris i DK2 på ca. 300.000 kr. / MW som sættes af et spidslastværk i alle scenarier, samt en betydeligt lavere clearingpris i DK1. I scenariet International/blå er forretningsøkonomien tilstrækkelig god i de danske kraftværker til at clearingprisen kan sættes af et nødstrømsanlæg med en omkostning på ca. 20.000 kr./MW, hvilket markant reducerer de samlede betalinger ved et kapacitetsmarked.

I et kapacitetsmarked, hvor udenlandsk kapacitet også kan bydes ind ventes betalingerne at stige betydeligt. Det skyldes, at Danmark i et kapacitetsmarked med udland betaler for en del udenlandsk kapacitet, som Danmark har adgang til uden at betale i et nationalt kapacitetsmarked. Der vil derfor være behov for at indkøbe mere kapacitet end i et rent dansk kapacitetsmarked. Estimaterne peger på, at den indkøbte mængde kapacitet i 2030 vil stige fra ca. 5 GW til ca. 9 GW. Betalingerne til kapacitet kan godt falde i et kapacitetsmarked med udland, hvis den udenlandske kapacitet har meget lav pris, men beregningerne peger på, at betalingerne samlet set vil stige betydeligt til over 2 mia. kr. i 2030, jf. Tabel 7. Resultaterne for *kapacitetsmarked med udland* påvirkes dog i høj grad af antagelser om kapacitetspriser i udlandet. Resultaterne skal derfor betragtes som beregningseksempler med stor usikkerhed.

Tabel 7 Betalinger til aktører i et kapacitetsmarked, 2030

mio. kr. / år (afrundet)	Kapacitetsmarked uden udland (hele landet)	Kapacitetsmarked med udland (hele landet)
Basisscenarie	750	2.300
National/grøn	750	2.300
International/blå	40	1.500
Lave priser til 2020	750	2.700
Lave priser til 2030	750	2.700
Frit brændselsvalg	750	2.300

Hvis der i forvejen er et kapacitetsmarked i fx Tyskland, forventes danske aktører at kunne sælge deres kapacitet ind i et tysk kapacitetsmarked, fordi Tyskland også forventes at skulle leve op til EU's statsstøtteregler. Muligheden for at sælge til et tysk kapacitetsmarked vil være til stede uanset om der er et kapacitetsmarked i Danmark eller ej. Derfor er der ikke indregnet en samfundsøkonomisk gevinst af fx tyske kapacitetsbetalinger til danske kraftværker i resultaterne for *kapacitetsmarked med udland*.

For en *strategisk reserve* er betalingerne betydeligt lavere i alle situationer, da der her kun betales for den faktisk købte kapacitet. Jo større effektbehovet bliver, desto større bliver betalingen: Fra at være ca. 60 mio. kr. i basisscenariet, vokser betalingerne til ca. 100-130 mio. kr. i de tre vurderede markedsbegivenheder. Det dækker over en estimeret indkøbt effekt, der stiger fra godt 200 MW til 300-400 MW, jf.

Tabel 8. Betalingen for den marginale reserve estimeres til at være den samme som ved et kapacitetsmarked, dvs. et spidslastværk i alle situationer bortset fra scenariet International/blå, hvor det er et billigt nødstrømsanlæg, der sætter den marginale pris.

Tabel 8 Betalinger til strategisk reserve, 2030

Mio. kr. / år (afrundet)	Strategisk reserve	Estimeret indkøbt effekt
Basis scenarie	60	220
National/grøn	60	230
International/blå	0	120
Lave priser til 2020	110	350
Lave priser til 2030	130	410
Intet kraftvarmekrav for decentrale kraftvarmeværker (DC)	100	330

6.2.2 Kriterie 2: Omkostninger til at drive el- og varmesystemet

De samlede omkostninger til at drive el- og varmesystemet er et vigtigt samfundsøkonomisk kriterie for markedsløsningerne. Løsningerne skal vurderes på, hvor mange samfundsmæssige ressourcer der skal anvendes til at levere en given værdi; nemlig el i stikkontakterne og varme i bygningerne. Mere specifikt handler det om, hvor mange produktionsanlæg – og af hvilken type – der skal investeres i, og hvor godt dette kapitalapparat udnyttes. Her er samspillet med varmemarkedet væsentligt. Hvis et kraftvarmeanlæg erstattes af ren elproduktion fra fx en vindmølle eller et spidslastværk, vil der opstå et varmeproduktionsbehov, der skal dækkes af ny varmeproduktionskapacitet.

De anlæg, der i en '*klassisk*' strategisk reserve, trækkes ud af markedet, vil ikke længere kunne levere samproduceret varme. Dermed vil der opstå et behov for at etablere nye kilder, der kan understøtte varmeefterspørgslen: Dette betegnes senere som en *forvridningsomkostning*, som skal ses i forhold til et kapacitetsmarked, der vil kunne holde kraftvarmekapaciteten i det regulære marked.³⁷ Herudover vil en strategisk reserve kun sikre *additional* kapacitet, hvis den faktisk indkøbte kapacitet ville være lukket eller have været utilgængelig alligevel. En effektiv strategisk reserve sikrer derfor anlæg, som der ikke er plads til i markedet, og bibeholder dem til at levere i pressede effektsituationer. Der er en risiko for, at de anlæg, der indkøbes ville have været forblevet i markedet i forvejen. Dette kan betyde, at der bliver behov for at sikre mere kapacitet end egentlig nødvendigt for at sikre en forsyningssikkerhedsambition.³⁸ Dette er kendt som 'kannibaliseringsproblemet'. Dette problem skal ses i lyset af prisloftet i elmarkedet. Jo højere prisloftet er, desto større er den indtægt som anlæggene vil gå glip af ved at trække sig ud af markedet, og kannibaliseringsproblemet reduceres dermed.

I et *kapacitetsmarked* er der ikke samme forvridningsomkostning, da kapacitetsbetalingerne kan fastholde kapacitet uden krav om, at kapaciteten trækkes ud af markedet. Dermed har anlægget fortsat mulighed for at samproducere el og varme, hvis det har et varmegrundlag. I modsætning til en strategisk reserve (og et hævet prisloft), som vil tendere mod et system af ufleksibel grundlast

³⁷ Forvridningsomkostningen skal kun ses i sammenligning med et kapacitetsmarked, da denne omkostning også ville opstå i scenariet, hvor kapaciteten ville lukke alligevel.

³⁸ Illustrativt eksempel: 300 MW kapacitet ventes at lukke, og der er behov for netop disse 300 MW til at sikre forsyningssikkerheden. Ved at købe 300 MW strategisk reserve er det muligt, at 50 MW af disse ville have overlevet i markedet alligevel, og at nettoeffekten af indkøbet på 300 MW kun er 250 MW.

kombineret med spidslastværker, vil et kapacitetsmarked formentlig føre til en markedsstruktur med flere kraftvarmeanlæg.

Der vil dog være en anden type samfundsøkonomisk omkostning i et kapacitetsmarked, hvor også udenlandske aktører kan byde ind (*kapacitetsmarked med udland*). Disse omkostninger består i at, det danske samfund nu betaler penge over landets grænser for en ydelse, det allerede delvist får tilbudt. Estimaterne peger på, at denne omkostning kan udgøre 600-900 mio. kr. om året i scenariefremskrivningerne, stigende til op til 1.400 mio. kr. om året i markedsbegivenhederne, jf. tabellen.

Beregningerne peger på, at meromkostningerne til at drive el- og varmesystemet ved en strategisk reserve i forhold til et kapacitetsmarked er forholdsvis lav i de tre scenarier på mellem 5-15 mio. kr. om året, jf. tabellen. Denne meromkostning kan vokse i de vurderede markedsbegivenheder op til ca. 20 mio. kr. i begivenheden med lave priser til 2020.

Denne beregning er baseret på den meromkostning, der skal til for at levere den samme mængde varme i et decentralt værk med ren varmeproduktion fra andre varmekilder, herunder varmepumper, i stedet for det værk, som opkøbes som strategisk reserve.³⁹

Tabel 9 Meromkostningen ved en strategisk reserve ift. et kapacitetsmarked

mio. kr. / år	Forvridningsomkostning ved strategisk reserve ift. kapacitetsmarked	Samfundsøkonomisk omkostning ved et kapacitetsmarked med udenlandsk deltagelse
Basis scenarie	5-15	900
National/grøn	5-15	900
International/blå	0	600
Lave priser 2020	5-20	1.300
Lave priser 2030	NA	1.400
Intet kraftvarmekrav for decentrale kraftvarmeværker (DC)	5-15	900

Diskussionen om omkostningerne til at drive el- og varmesystemet er tæt knyttet til fremtiden for modellen om samproduktion af el og varme i et elsystem domineret af subsidieret vind.

6.2.3 Kriterie 3: Risikoprofil i markedet

I et elmarked med en høj andel af ufleksible produktionskilder vil der alt andet lige opstå større volatilitet i markedspriserne, dvs. flere timer med meget høje priser samt flere timer med meget lave priser. Med omfanget af de ufleksible kilder som vind og sol fortrænges oftere og oftere den grundlast, som tidligere er blevet leveret af fleksible kraftværker. Dermed bliver der færre timer i markedet til den tilbageværende fleksible produktions- og forbrugskapacitet. Dette vil for det første betyde, at den fleksible kapacitets samlede indtjening kommer til at finde sted på færre af årets timer. Dermed udsættes disse aktører som udgangspunkt for en større risiko i forhold til indtjeningen, da den samlede ren-

³⁹ I beregningerne opkøbes det nødvendige MW decentrale værker med kombineret el- og varmeproduktion. Forvridningstabene ophører efter ca. 350 MW indkøbte reserver, da det antages, at indkøbte anlæg derefter vil være spidslastværker uden eksisterende varmegrundlag.

tabilitet bliver afhængig af få timers afregning. *For det andet* øges risikoen tilsvarende på forbrugssiden på grund af den øgede prisvolatilitet.

Elmarkedet er kendetegnet ved, at der i høj grad anvendes finansielle markedsprodukter til at afdække risikoen om elprisernes volatilitet typisk op til 2-3 år frem. Finansiell afdækning finder sted både til at udjævne volatilitet i indtjeningen ved at producere el, og for at udjævne volatilitet i omkostningen til at forbruge el (primært brændselspriser). Når en producent ønsker at afdække sin risiko, opgiver han muligheden for at få prisspidser til gengæld for en fast pris, der indeholder en præmie for denne option. Omvendt betaler forbrugerne (enten slutbrugerne, eller elleverandørerne på slutbrugernes vegne) en præmie for ikke at blive udsat for prisspidser. Størrelsen på denne præmie afhænger af to faktorer:

1. Den underliggende prisvolatilitet
2. Muligheder for at forsikre sig mod prissvingninger

Jo større prisvolatilitet i et marked, desto højere vil risikopræmierne være *som udgangspunkt*. Men da mange prisområder i elmarkedet er karakteriseret ved at give mulighed for såkaldte naturlige hedges, så kan risikopræmien alligevel være meget lav.

En naturlig hedge er, når der foreligger en automatisk gardering af risiko. Som eksempel: 'I modsætning til en forsikring mod fx brand eller biluheld, hvor risikoen kun går én vej, så er gevinster og tab for aktører i elmarkedet omvendt korreleret.⁴⁰ Når forbrugere betaler en høj pris, så modtager producenterne en høj pris. Dette giver aktørerne mulighed for at indgå kontrakter, der udligner risikoen for begge parter; i tilfælde af perfekt korrelation vil denne kontrakt i princippet kunne indgås uden betaling af risikopræmier; også i et marked med mange pristoppe.

En *strategisk reserve* er kendetegnet ved, at reserven udelukkende aktiveres til den maksimalt tilladte pris (prisloftet) – typisk i spotmarkedet.⁴¹ Dermed bevarer en afregningsprofil med flere pristoppe og dermed højere volatilitet. *Hæves prisloftet* yderligere, vil volatiliteten som udgangspunkt stige, da pristoppene kan blive større.⁴²

Da et *kapacitetsmarked* fastholderholder mere kapacitet i markedet, end der ville være på almindelige markedsvilkår, reduceres antallet af perioder med pristoppe. Dermed kommer kapacitetsmarkedet til at fungere som en slags forsikring mod pristoppe. Værdien af den forsikring, et kapacitetsmarked skaber, er afhængig af, i hvor høj grad der findes en 'naturlig hedge' i markedet, jf. afsnittet ovenfor. I prisområder, hvor der er stor korrelation mellem forbrugernes tab og producenterens gevinster (og tilstrækkelig likviditet i markedet for afdækning) vil risikopræmien i markedet være lav, og den gevinst som et kapacitetsmarked tilfører tilsvarende lav.

⁴⁰ Der er ingen vindere ved et biluheld. Der er modsat en vinder og en taber i en prisspids, hhv. producenterne og forbrugerne, som dermed kan forhandle sig frem til en forsikringskontrakt med lav (eller ingen) risikopræmie.

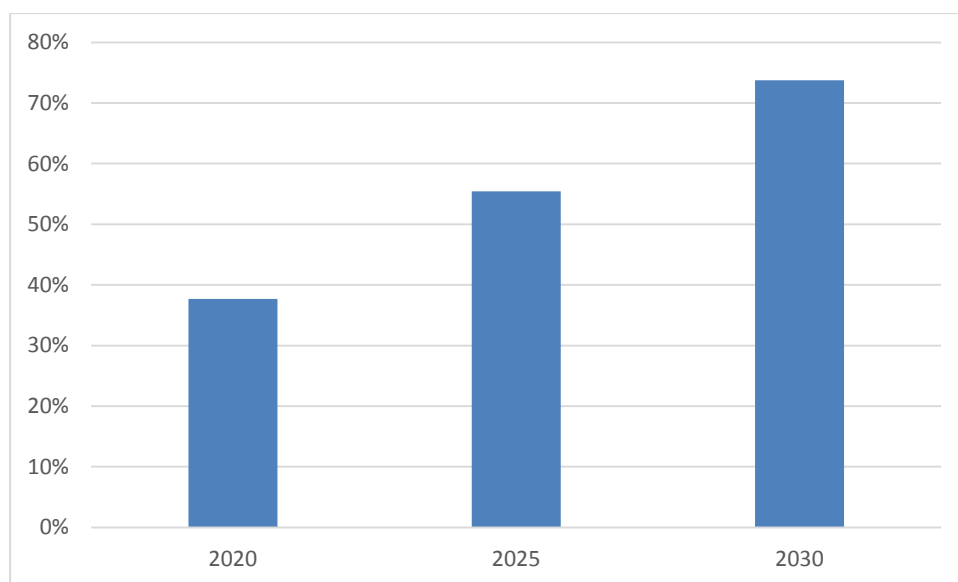
⁴¹ Der findes også varianter, hvor den strategiske reserve først aktiveres i regulerkraftmarkedet.

⁴² I et perfekt energy only-marked vil man kunne forestille sig, at antallet af prisspidser vil blive reduceret, da afregningen pr. time vil være højere.

6.2.4 Kriterie 4: Risiko i kraftværkers investeringsbeslutning

En lang række aktører skal over de næste år træffe beslutning om investeringer i elproduktionskapacitet – enten gennem vedligehold eller gennem nye anlæg. Op mod 40 pct. af den eksisterende kapacitet, som ikke er levetidsforlænget for nylig, ventes at stå over for en større investering (fx en levetidsforlængelse) inden 2020, op mod 55 pct. inden 2025 og ca. 75 pct. i 2030, jf. Figur 19.

Figur 19 Andel af kraftværksparken, der står overfor en levetidsforlængelse



Denne beslutning afhænger af forventningen til indtjeningsprofilen over hele anlæggets levetid, som igen afhænger af en række faktorer. Nogle faktorer er markedsdrevne som fx teknologiudvikling og brændselspriser, mens andre faktorer er af regulatorisk karakter som fx udbygningen af vedvarende energi og udbygningen af elforbindelser. Desto større usikkerhed om den fremtidige indtjening, desto større bliver kravet til det risikostregerede afkast for at investere i produktionsanlæg

Et *kapacitetsmarked* kan reducere risikoen om den fremtidige indtjening. Et kapacitetsmarked vil som udgangspunkt på forhånd lægge efterspørgslen fast i et enkelt år, men kan også garantere en minimumsefterspørgsel efter kapacitet over en årrække. Eksempelvis er en af designovervejelserne i kapitel 5 at tildele en garanteret betaling til nye anlæg i 10 år. Dette vil reducere anlæggenes afkastkrav og føre til mere indenlandsk fleksibel kapacitet. Til sammenligning vil fx et hævet prisloft alt andet lige øge indtjeningen for kraftværkerne, men vil ikke skærme anlæggene for usikkerheden om, at en kraftig udbygning med elforbindelser vil kunne reducere denne indtjening igen på grund af færre prisspidser. En garanteret kapacitetsefterspørgsel vil derimod sikre indtjening i en årrække på trods af fx den udbyggede elforbindelse.

En strategisk reserve fungerer lidt som en kombination af et kapacitetsmarked og energy only afregning. En strategisk reserve tilbyder – som et kapacitetsmarked – en fast betaling til de aktører, som bliver en del af den strategiske reserve. Dette kan både være producenter, herunder nye anlæg, samt fleksible forbrugere. For disse aktører tilbyder en strategisk reserve i princippet lige så

stor investeringssikkerhed som et kapacitetsmarked (afhængigt af længden af afregningsperioden).

For eksisterende værker vil et kapacitetsmarked 'kun' tilbyde en fast betaling i et år ad gangen. Hvis effektbehovet reduceres gennem fx udbygningen med en ny elforbindelse, vil kapacitetsbetalingen i den efterfølgende auktion – alt andet lige – falde.

6.2.5 Kriterie 5: Transaktionsomkostninger

Et vigtigt kriterie i vurderingen af markedsløsningerne er, hvilke transaktionsomkostninger de medfører for aktørerne. Dette er blandt andet administrative omkostninger afholdt af myndighederne til at gennemføre markedsløsningerne samt omkostninger afholdt af markedsaktørerne. Disse omkostninger er et rent dødvægtstab set fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Omkostningerne vokser jo:

- Flere aktører der bliver berørt.
- Ofte, aktørerne bliver berørt.
- Større kompleksitet der er i løsningen og eventuel budgivning.

En *strategisk reserve* vil have omkostninger i form af ressourcer til at designe og gennemføre en indkøbsproces – eksempelvis ved et udbud – samt ressourcer fra markedsaktørerne til at deltage i udbudsprocessen. Antallet af deltagere i et udbud om strategisk reserve er typisk begrænset til de mindst profitable anlæg i markedet, da disse vil have størst gevinst ved at indgå som strategisk reserve.⁴³

Et *kapacitetsmarked* vil have omkostninger i form af ressourcer til at designe og gennemføre en indkøbsproces eksempelvis ved en auktion og certificere deltagere, samt ressourcer fra markedsaktørerne til at deltage i auktionsprocessen. Transaktionsomkostningerne vil typisk være højere i et kapacitetsmarked end i en strategisk reserve. *For det første* berøres en større del af markedet; nemlig alle de aktører, som ønsker kapacitetsbetalinger – både producenter og forbrugere. *For det andet*, vil en auktion formentlig skulle afholdes ganske hyppigt, fx én gang årligt. For det tredje kan auktioner være komplekse, og designet af selve auktionen samt en god budstrategi for aktørerne kan være ressourcekrævende.

Estimater fra den for nyligt afholdte britiske kapacitetsauktion peger på, at den har været forbundet med engangsomkostninger på ca. 130 mio. kr. samt ca. 180 mio. kr. årligt til at gennemføre auktionen.⁴⁴ Anvendes samme metode på forventede danske forhold estimeres engangsomkostningerne til at være i omegnen af 50 mio. kr. og de årlige omkostninger til at være ca. 18 mio. kr. årligt.⁴⁵ Dette er blandt andet baseret på en skalering af omkostningerne i forhold til behovet for MW i UK. I bilag 8.6.8 sammenlignes forudsætninger for de danske og britiske estimater.

⁴³ I en strategisk reserve hvor varmeproduktion er tilladt, ventes det at flere aktører vil kunne byde en del af sine blokke ind.

⁴⁴ Energinet.dk baseret på erfaringer fra UK.

⁴⁵ En af grundene til at de danske årlige omkostninger ventes at være mindre end i UK er, at der vil være betydeligt færre aktører i Danmark, der ventes at byde ind i markedet og derfor ikke skal afholde transaktionsomkostninger.

Foreløbige estimater for en strategisk reserve peger på, at der kan være transaktionsomkostninger for myndighederne i omegnen af 4-5 mio. for ét udbud.⁴⁶ Hertil kommer omkostninger for aktørerne til at deltage i udbuddet.

6.2.6 Kriterie 6: Lock-in

Et yderligere kriterie at vurdere markedsløsningernes på er, hvor meget samfundet binder sig til en bestemt løsning, hvilket kan hæmme fleksibilitet til at tilpasse sig en ændret markedssituation og kapacitetsbehovet fremadrettet (lock-in).

Beslutningen om at indkøbe en *strategisk reserve* er relativt fleksibel i den forstand, at indkøbene ikke forudsætter store omkostninger på forhånd. Dermed er samfundet ikke 'forhåndsinvesteret' til at fortsætte med en strategisk reserve, hvis markedsforholdene skulle ændre sig. Dog vil samfundet være bundet til indkøbet af den allerede indkøbte reserve i kontraktens resterende levetid, som kunne være ca. 2-3 år.

Beslutningen om at etablere et *kapacitetsmarked* er relativt mindre fleksibel i den forstand, at der skal etableres en række systemer for at kunne afholde disse auktioner samt etableres viden og information hos både myndigheder og markedsaktører. Dette skaber til dels en lock-in effekt, hvor samfundet kan have mere vanskeligt ved at vælge en anden løsning efterfølgende. Ved et kapacitetsmarked finder man ikke ud af, hvad elmarkedet selv kan understøtte af kapacitet, da kapacitetsmarkedet medvirker til at reducere elpriserne. Et kapacitetsmarked har således en indbygget lock-in effekt, hvor der opstår et kapacitetsbehov, fordi kapacitetsmarkedet medfører reduceredereducerer priser i markedet.

6.2.7 Kriterie 7: Efficiens i betaling for forsyningssikkerhed

Fleksible elproduktionsanlæg leverer to effektrelaterede produkter til markedet:⁴⁷ 1) produceret el på et givent tidspunkt, og 2) sikkerhed for at der vil kunne produceres el på et givent tidspunkt. Betalingen for det første produkt er gennem energimarkederne, fx day-ahead-markedet. Betalingen for det andet produkt finder sted gennem høje afregningspriser i pressede effektsituationer, som netop kun tilfalder de anlæg, der rent faktisk er til stede i pressede effektsituationer. I et velfungerende energy only-marked med et højt prisloft prissættes begge produkter derfor gennem energimarkederne, sådan at forsyningssikkerheden tilvejebringes ved, at produktions- eller afbrydelige forbrugsanlæg stilles høje priser i udsigt i pressede effektsituationer.

En *strategisk reserve* bevarer markedets efficiente prissætning af forsyningssikkerhed, idet den strategiske reserve aktiveres til en pris svarende til prisloftet.⁴⁸ Dermed udsættes den markedsbaserede kapacitet for høje prissignaler i spidsperioder. I en situation med prisloft over spotprisen, dæmpes den faktiske prissætning af forsyningssikkerhed i forhold til en situation uden et prisloft.

Et *kapacitetsmarked* medfører, at prisen er lavere i de perioder, der ellers ville have været pressede effektsituationer uden markedstiltag. I stedet betales for en forventning om, at aktører er til stede – ikke for dem der faktisk er til stede.

⁴⁶ Energinet.dk's eget skøn.

⁴⁷ Anlæggene leverer også en række andre ydelser til elmarkedet, fx muligheden for at kunne genstarte elsystemet efter et nedbrud.

⁴⁸ Jo højere prisloft, desto mere efficient prissætning af forsyningssikkerhed.

Efficient tilvejebringelse søges i stedet ved at stille krav til deltagerne om, at de skal være til stede under pres. Herudover udsættes forbrugssiden ikke for den faktiske omkostning forbundet med forbrug i pressede effektsituationer, og efterspørger derfor typisk for meget el i forhold til en samfundsøkonomisk optimal situation. Dette gælder også, selv om betalingen for kapacitet differentieres mellem forbrugerne er afhængig af deres spidsforbrug, som beskrevet i P12, afsnit 8.1.1.

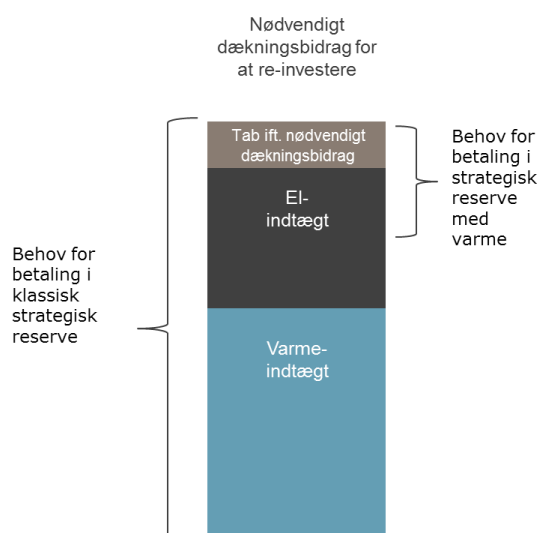
6.3 Vurdering af strategisk reserve med varme

Som beskrevet i kapitel 4 vil en *strategisk reserve med varme* gøre det muligt for kraftværker at byde ind med en del af en bloks elkapacitet i reserven, og dermed bevare muligheden for at producere varme så længe, at der reserveres en hvis mængde elkapacitet til aktivering i den strategiske reserve. Overordnet er der to implikationer af denne variation: 1) Det vil være billigere for flere lukningstruede værker at byde ind i den strategiske reserve, hvilket vil kunne reducere omkostningen ved en strategisk reserve, 2) Der er en større risiko for at engagere ikkeadditional kapacitet i den strategiske reserve (kannibalisierung).

Billigere kapacitet i den strategiske reserve

For at det skal være attraktivt for et kraftværk at indgå i en strategisk reserve skal betalingen forbundet hermed som minimum udgøre den samme indtægt, som værket ville have kunnet opnå gennem almindelig drift i el og varme markedet. Anlæg med en stor varmeindtægt vil altså i en klassisk strategisk reserve skulle kompenseres for denne varmeindtægt for at ville indgå. Dette er ikke tilfældet i en strategisk reserve med varme, da anlægget fortsat vil kunne opnå indtægterne fra varmeproduktionen, og derfor vil skulle have en mindre betaling for at indgå med en del af sin elkapacitet i reserven, jf. figuren.

Figur 20 Illustration af 'behov for betaling' ved de to strategiske reserver



Energinet.dk har foretaget en række modelsimulationer for at illustrere, hvor store omkostningerne for kraftværkerne vil være ved at reducere elkapaciteten på nuværende udtagstværker uden at reducere varmekapaciteten. Baseret på den nuværende dimensionering af værker med relativt lille varmegrundlag viser resultaterne, at det vil være muligt at opgive ca. 10 pct. af elkapaciteten for en

omkostning på ca. 0,1-0,2 mio. kr. pr. MW. Yderligere neddimensionering af de betragtede værker medfører væsentligt større omkostninger givet den nuværende kraftværksstruktur og efterspørgselsprofil. For modtrykskraftværker med en fornuftig dimensionering ift. varmebehovet vil omkostningen ved at reservere elkapacitet være større, da varmekapacitet opgives i samme forhold som den opgivne elkapacitet. Modelresultaterne peger på, at det for sådanne modtryksværker ikke vil være interessant at deltage i den strategiske reserve.

For kraftværker der i forvejen har en positiv indtjening, vil omkostningen på omkostningen på 0,1-0,2 mio. kr. pr. MW udtrykke deres bud i en strategisk reserve med varme. Men kapaciteten vil i så tilfælde være ikkeadditionel, med mindre at betalingen vil kunne forhindre en eventuel neddimensionering af kapaciteten. Hvis værket ikke har positiv indtjening, vil buddet i en strategisk reserve med varme være større, da værket også skal have dækket denne omkostning, jf. ovenstående figur.

Beregningerne peger på, at omkostningen til en strategisk reserve (både klassisk og med varme) ikke vil overstige 0,3 mio. kr. pr. MW, da dette er omkostningen til at etablere et nyt spidslastanlæg. Derfor vil der kun være en forskel på strategisk reserve med varme og en klassisk strategisk reserve, hvis modellen med varme giver anledning til bud på under 0,3 mio. kr. pr. MW.

For et illustrativt større kraftværk på ca. 400 MW, der byder ca. 40 MW ind i den strategiske reserve med varme vil det altså give en omkostning på 0,1-0,2 mio. kr. pr. MW og en indtægt på 0,3 mio. kr. pr. MW. Merindtægten vil her være ca. 4-8 mio. kr. ($40\text{MW} \cdot 0,1\text{-}0,2\text{ mio. kr. pr. MW}$). Kun i de tilfælde, hvor denne indtægt er stor nok til at dække omkostningerne ved fortsat drift (i stedet for at lukke) vil en strategisk reserve med varme gøre en forskel i forhold til en almindelig strategisk reserve.

Modellsimulationerne for 2030 peger på, at en strategisk reserve med varme i det år ikke vil have nogen ekstra effekt i forhold til en klassisk strategisk reserve på grund af den pågældende kraftværksstruktur på det tidspunkt. Her ventes den strategiske reserve primært at bestå af nye spidslastværker. Derimod vil den strategiske reserve kunne være relevant på andre tidspunkter, hvis kraftværker med et større varmegrundlag er i risiko for at lukke.

Større risiko for kannibalisering

Risikoen for såkaldt kannibalisering vurderes til at være større i modellen med varme end i den klassiske strategiske reserve. Det følger af, at modellen øger sandsynligheden for, at flere kraftværker vil finde det attraktivt at indgå i reserven i forhold til en klassisk strategisk reserve. Dette gælder netop også for værker, som under almindelige markedsvilkår ville have positiv indtjening.

Kannibaliseringen forudsætter en grad af overdimensionering af værkernes elkapacitet. For perfekt dimensionerede værker til det givne elmarked, vil det nemlig være for dyrt at opgive en del af elkapaciteten. Kannibaliseringsproblemet vil derfor være størst, hvis der er en del ellers rentable værker, hvis elkapacitet er overdimensioneret. I det tilfælde, at en strategisk reserve betaling vil kunne føre til, at et værk ikke neddimensioneres i forbindelse med en større renovering, vil kapaciteten være additionel. Det kræver dog givetvis en betydeligt større betaling, da betalingen over 2-3 år (den forventede længde på en strategisk reserve kontrakt) skal kunne dække investeringsomkostninger, der normalt tjenes ind over 10-30 år.

Praktiske udfordringer

Hvis et kraftværk reserverer en del af sin elkapacitet (fx den del, der overstiger kraftværkets maksimale elproduktion ved modtryksdrift/den ekstra opnåelige kapacitet ved hel eller delvist kondensdrift), opgiver det samtidig muligheden for at producere en vis mængde varme, når den strategiske reserve aktiveres. Hvis kraftværkets varmekapacitet kan erstattes af anden varmeproduktion, er det uproblematisk, men dog omkostningsfyldt i forhold til varmesiden at reservere en del af elkapaciteten som strategisk reserve. Omkostningen vil dog forventeligt være minimal, da aktiveringen af de den strategiske reserve forventeligt vil være relativt sjælden. Men hvis der ikke findes anden varmekapacitet, der kan erstatte kraftværkets varmekapacitet, kan kraftværket få svært ved at leve op til sin forpligtelse via varmekontrakten til at levere varme, hvis den strategiske reserve aktiveres på et tidspunkt, hvor der er behov for kraftværkets maksimale varmeproduktion. Der er altså risiko for, at den nødvendige varme ikke kan leveres på grund af den strategiske reserve med varme. Dette forhold udgør altså en ekstra omkostning for kraftværket, som måtte byde på en strategisk reserve med varme. Hvordan omkostningen opstår, det vil afhænge af, hvordan problemstillingen håndteres, fx ved genforhandling af varmekontrakten eller etablering af alternativ varmekapacitet. Disse omkostninger indgår ikke i omkostningsopgørelsen for den strategiske reserve med varme.

Herudover giver en strategisk reserve med varme anledning til en monitoreringsproblematik i forhold til, om kraftværkerne rent faktisk opererer sine blokke således, at der er den lovede kapacitet til rådighed, hvis der måtte blive behov for den. Ved delvise havarier, som reducerer et kraftværks elkapacitet, skal kraftværket sørge for, at ændre sin budafgivning i spotmarkedet, sådan at den del af kraftværkets elkapacitet, der indgår i den strategiske reserve, fortsat er reserveret, selv ved høje elpriser. Der er her et vist overlap med Nord Pools regler om offentliggørelse af Urgent Market Messages (UMM), som dog kun er relevante for kapacitetsændringer på mindst 100 MW. Delvise havarier som fx kun omfatter 90 MW er ikke omfattet af reglerne, og der vil derfor være behov for at vurdere, hvordan det kan sikres, at kraftværkerne rent faktisk holder deres andel af den strategiske reserve tilbage.

6.4 Evaluering på tværs af kriterierne

De forskellige markedsløsninger scorer forskelligt på de forskellige evalueringskriterier, hvilket afspejler fundamentalt forskellige måder at adressere et forsyningssikkerhedsproblem på. Hvor stor vægt, hvert kriterie skal have for den samlede vurdering af løsningerne, er ikke oplagt, da værdien blandt andet kan være forskellig i forskellige effektsituationer.

Overordnet set er en *klassisk strategisk reserve* en enkel måde at håndtere en relativt begrænset effektudfordring. Med en strategisk reserve betales der kun for den ekstra effekt, dvs. den faktisk 'købte' reserve, og løsningen er forbundet med relativt få transaktionsomkostninger og begrænset lock-in effekt. Omvendt fører denne løsning blandt andet til forvridningsomkostninger på grund af tabt mulighed for at producere varme, hvis den indkøbte reserve servicerede et eksisterende varmegrundlag. Hertil kommer en potentiel 'kannibaliseringseffekt' ved at en strategisk reserve risikerer at købe ikkeadditional kapacitet.

Overordnet set vil et *kapacitetsmarked* reducere risikoen i markedet både i forhold til den konkrete afregning af kapacitet i et givent år, og potentielt i forhold

til den fremtidige efterspørgsel efter kapacitet.⁴⁹ Omvendt vil kapacitetsbetalingerne være høje, da der betales til alle deltagende kraftværker og afbrydeligt forbrug, og ikke kun til de marginale anlæg som i en strategisk reserve. Herudover er kapacitetsmarkedet forbundet med højere grad af lock-in og større transaktionsomkostninger end en strategisk reserve. Yderligere vil der være en væsentlig samfundsøkonomisk omkostning når kapacitetsmarkedet åbnes for aktører i andre lande. Det vil nemlig betyde, at danske forbrugere skal betale kapacitetsbetalinger til udenlandske producenter.

Den overordnede vurdering er, at en strategisk reserve vil være det bedste udgangspunkt for at håndtere effektudfordringer, men at 'den rette løsning' afhænger både af et eventuelt effektbehovs størrelse samt den konkrete kraftværksstruktur på tidspunktet med et effektbehov.

6.4.1 Effektbehovets størrelse

En *klassisk strategisk reserve* fungerer godt for at dække et relativt lille kapacitetsbehov. Dette skyldes blandt andet, at der er få transaktionsomkostninger, en lav lock-in samt relativt lave betalinger for kapacitetstilvejebringelsen. Men i takt med at kapacitetsbehovet øges, vil ulemperne ved en strategisk reserve træde mere i forgrunden; nemlig større forvridningsomkostninger og potentiel kannibalisierung af ellers levedygtige anlæg. Omvendt gælder det for et *kapacitetsmarked*, hvor store kapacitetsbetalinger samt mindre fleksibilitet gennem større transaktionsomkostninger og høj grad af lock-in gør et kapacitetsmarked mindre hensigtsmæssigt til at dække et lille kapacitetsbehov. I takt med at et eventuelt kapacitetsbehov bliver tilstrækkeligt stort, bliver et kapacitetsmarked relativt mere interessant.

Baseret på den estimerede markedsudvikling beskrevet i kapitel 2, er det den umiddelbare vurdering, at det effektbehov, der estimeres i basisscenariet og de alternative scenarier vil være tilpas begrænset til at kunne imødekommes gennem en strategisk reserve. Udviklingen i effektbehovet frem mod 2030 er naturligvis behæftet med stor usikkerhed, og enkelte begivenheder kan potentielt ændre forretningsgrundlaget for mange elproducenter. Derfor er det vigtigt løbende at monitorere udviklingen, og træffe beslutninger, der kan tilpasses den faktiske udvikling.

6.4.2 Den konkrete kraftværksstruktur

En af de mest udtalte forskelle på en klassisk strategisk reserve og et kapacitetsmarked er den såkaldte forvridningsomkostning, der følger af at et kraftværk med et varmegrundlag mister muligheden for at producere varme på en blok, som indgår i en strategisk reserve. Størrelsen af denne forvridningsomkostning er meget afhængig af, hvilke værker der vil indgå i en strategisk reserve og et kapacitetsmarked på det pågældende tidspunkt for interventionen. Hvis et større centralt værk med stort varmegrundlag vil indgå i en strategisk reserve vil det medføre et større forvridningstab end hvis det primært er spidslastværker uden varmeproduktion, som vil indgå i den strategiske reserve.

I et lille land som Danmark, vil tidspunktet for indgrebet have stor betydning for hvilke anlæg, som vil indgå i en klassisk strategisk reserve. De værker, som billigst muligt vil kunne indgå i en strategisk reserve på kort sigt er netop dem, der har størst sandsynlighed for at lukke uden et indgreb. Foretages indgrebet

⁴⁹ Hvis der garanteres et indkøb af kapacitet i en given tidsperiode fremover.

10 år senere, vil det derfor være nogle andre værker, som vil indgå i den strategiske reserve, hvilket vil medføre et andet forvriddingstab.

6.4.3 Strategisk reserve med varme

En strategisk reserve med varme er potentielt en interessant variation af den strategiske reserve for kraftværker med relativt stort varmegrundlag. Disse kraftværker vil ikke finde det attraktivt at byde ind i en klassisk strategisk reserve, da de i denne situation skal trække sig ud af markedet og opgive både sin varmeindtægt og elindtægt. I den strategiske reserve med varme vil de kunne opretholde varmeproduktionen og indtægten herfra.

Modellen ventes dog at medføre et betydeligt større kannibaliseringsproblem idet, at ellers rentable værker vil kunne finde det attraktivt at byde dele af en overdimensioneret elkapacitet ind.

Modellen ventes umiddelbart ikke at være samfundsøkonomisk relevant for specielt mange værker. Det skyldes, at værkerne skal opfylde en række karakteristika, jf. Figur 21.

Figur 21 Krav til værker i elsystemet, der skal opfyldes for at modellen med varme kan være relevant

Strategisk reserve med varme kan være relevant, hvis elsystemet har værker, der opfylder:	
Krav til værker	Overvejelser
A Skal være i markedet på tidspunktet	• Energinet simuleringer peger på, at mange potentielt relevante værker er lukket inden 2030
B Skal have 'overdimensioneret' elkapacitet	• Hvis elkapaciteten er veldimensioneret er det 'for dyrt' at reservere den til reserven
C Vil lukke eller nedskalere uden indgreb	• Ellers vil det ikke være additional kapacitet, der købes
D Betalingen skal være stor nok til at fastholde kapaciteten	• Ellers lukker værket alligevel. Reservebetaling er typisk få år, hvor kapacitet betales hjem over måske 30 år
E Betalingen må ikke være større end alternativer	• Hvis betalingen bliver for stor købes der fx nye spidslastanlæg i stedet

På den baggrund vurderes det, at en klassisk strategisk reserve kan være den foretrukne løsning i udgangspunktet, men at det er hensigtsmæssigt at vurdere, den konkrete kraftværksstruktur på tidspunktet, hvor en strategisk reserve overvejes. Hvis der findes værker, som forventes at opfylde ovenstående krav, kan det være relevant at genoverveje en strategisk reserve med varmemodel.

I øvrigt anbefales det, at der i en kommende evaluering af den kommende strategiske reserve i 2016-2018 ('klassisk model'), foretages en vurdering af, hvordan 'varmemodellen' ville have fungeret.

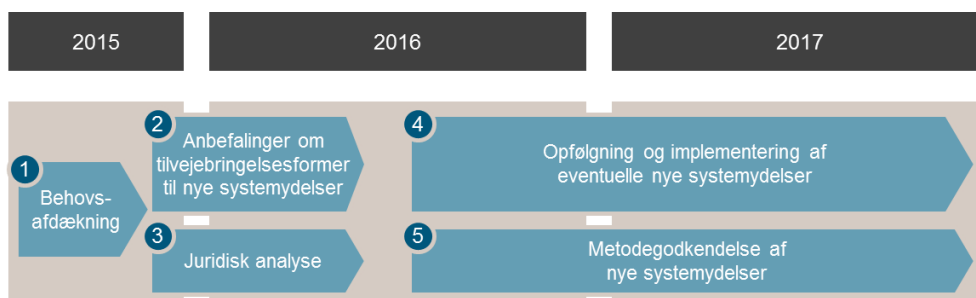
7. Opfølgning på hovedinitiativer efter fase 2

7.1 Initiativer i forhold til kritiske egenskaber/funktionalitet

Energinet.dk har igangsat en analyse, der præcist skal afdække, hvilke tekniske egenskaber og funktionaliteter der er behov for i fremtiden og i hvilket omfang. Analysen af fremtidigt omfang og behov forventes afsluttet sidst i 2015. Herefter vil Energinet.dk undersøge muligheden for nye tilvejebringelsesformer for tekniske egenskaber.

Afhængigt af undersøgelserne vil Energinet.dk sidst i 2016 eller i begyndelsen af 2017 igangsætte implementering af eventuelle nye systemydelser for funktionalitet. En forudsætning for dette er opnåelse af de nødvendige metodegodkendelser hos Energitilsynet. Løsningsforslagene skal være i overensstemmelse med de fælles europæiske network Codes.

Figur 22 Opfølgning på initiativer omkring funktionalitet



7.2 Initiativer i forhold til balancemarkedet og udvikling af markedet til handel tættere på driftsøjeblikket

Energinet.dk arbejder på at tilpasse markedsforskriften om balance før driftsdøgnet. Praksis er allerede i løbet af de seneste år blevet blødt op, så kravet ikke længere fremstår som en pligt, men en service.

Energinet.dk arbejder på, at reglerne omkring effektubalanceafregning forsimples. Ændringerne i effektubalanceafregningen skal koordineres med det arbejde, der allerede er i gang i nordisk regi om at udvikle markedet for automatiske reserver.

Energinet.dk vil sammen med de nordiske TSO'er arbejde for at indføre handel tættere på driftsøjeblikket. Arbejdet skal ske i tråd med udviklingen af network codes, som sideløbende er i gang med at blive udviklet i EU.

Energinet.dk arbejder på, i samarbejde med de nordiske TSO'er, at ensrette ubalanceafregningen. Priser på ubalancer skal som udgangspunkt afspejle den marginale omkostning til håndtering af ubalancer. Energinet.dk vil arbejde på en énprismodel. Udviklingen i balancemarkedet skal ses i sammenhæng med Energinet.dk's indkøb og brug af reserver, herunder prissætningen af reserverne i markederne samt størrelsen på ubalancer. Arbejdet skal ske under hensyntagen til de øvrige markedsdesignændringer, og i tråd med network codes, som sideløbende udvikles i EU.



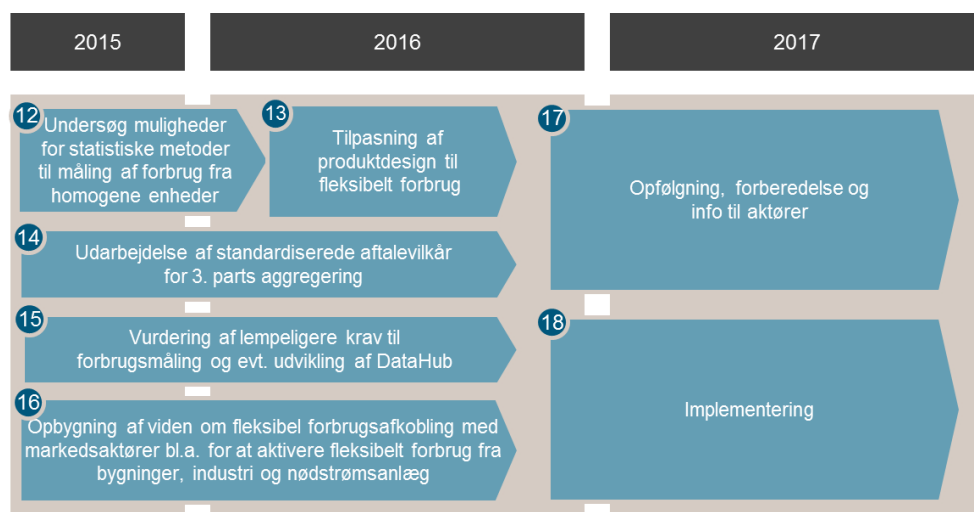
7.3 Nedbrydelse af barrierer for fleksibelt forbrug

Energinet.dk vil via dialog med branchen arbejde videre med at fastlægge rammer og skabe grobund for en tredjepartsaggregator ved at analysere mulighederne for at reducere adgangsbarrierer og løbende omkostninger til aggregering. Erfaringer fra Storbritannien og det øvrige udland inddrages i vurderingen. Dette indbefatter ligeledes en vurdering af mulighederne for, at udvide brugen af den eksisterende DataHub. Med afsæt dette arbejde vil Energinet.dk ændre forskrifterne, så det bliver muligt at indføre tredjepartsaggregatorer i det nuværende markedsdesign. Ændringerne skal godkendes af Energitilsynet.

Energinet.dk vil arbejde på at ændre regler, der vil gøre markedet mere tilgængeligt for fleksibelt forbrug, fx ved at mindske budstørrelsen i markedet til 1 MW og fjerne kravet om "symmetriske bud" – altså at man skal byde ind med balance til både op- og nedregulering, da en tredjepartsaggregator ikke kan leve op til dette krav. Da nogle markeder er internationale, er det nødvendigt at harmonisere med vores nabolande.

Energinet.dk vil i nationalt regi arbejde for at anvende statistiske metoder til måling af mange homogene enheder, så hver enkelt af de individuelle varmepumper ikke skal kvalificeres for at kunne deltage på markedet for systemydelser.

Energinet.dk vil understøtte branchen i temadage, kurser, besøg hos relevante aktører mv. for at opbygge viden om fleksibelt forbrug hos forbrugere, virksomheder, bygningsejere og elleverandører mv.



7.4 Hævelse af prisloft

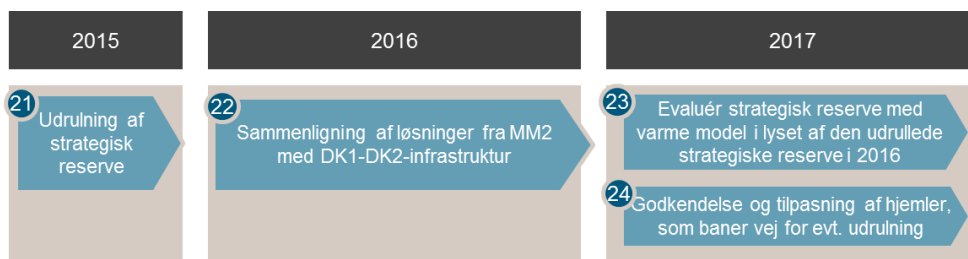
Energinet.dk vil arbejde for at hæve prisloftet fra 3.000 EUR pr. MWh til et niveau, der i højere grad afspejler forbrugernes reelle værdi af strøm. Energinet.dk vil indlede dette arbejde med en analyse af, hvilket prisloft der bør foreslås.



7.5 Effekt – afgrænset kapacitetsbetaling og infrastruktur

Der arbejdes på at anvende en strategisk reserve som udgangspunkt for at løse et eventuelt effektilstrækkelighedsproblem. Løsningen skal holdes op mod andre alternativer, fx en ny elforbindelse mellem Vestdanmark og Østdanmark, samt en ny variant af en strategisk reserve, som i højere grad muliggør, at kraftvarmeverker kan deltage i en strategisk reserve, samtidig med at de kan deltage i varmemarkedet mv.

Energinet.dk følger effektudviklingen nøje og redegør for den i den årlige Forsyningssikkerhedsredegørelse for at kunne vurdere, om effektløsningen fortsat er hensigtsmæssig.



7.6 Specialregulering

Energinet.dk vil arbejde for, at principperne og metodikken omkring specialregulering gøres mere transparente over for markedsaktørerne.

Energinet.dk afventer resultaterne af et dansk-tysk pilotprojekt om at koble regulerkraftmarkederne tættere. De kan på sigt overflødiggøre behovet for noget specialregulering.

Energinet.dk tager reglen om specialregulering op til vurdering med de nordiske TSO'er, evt. med henblik på at revurdere denne. Ændringerne skal laves i overensstemmelse med udviklingen af network codes, der sideløbende sker i EU-regi.

I de kommende uger og måneder vil Energinet.dk, i samarbejde med branchen og myndigheder, tage initiativ til at udmønte de beskrevne forslag, herunder hvilke konkret samarbejdsmodeller, der bedst kan realisere initiativerne.

I tillæg til anbefalingerne inden for funktionalitet, fleksibilitet og effekt har Markedsmodel 2.0-projektet yderligere beskæftiget sig med varmesiden og støtte-modellerne til VE. Resultaterne af disse undersøgelser beskrives i de følgende afsnit.

7.6.1 Bedre samspil mellem el og varme

På trods af en bred enighed i energibranchen om at store varmepumper er samfundsøkonomisk attraktive, er de ikke blevet særlig udbredt i dag. Det skyldes langt hen ad vejen, at afgiften på el til opvarmningsformål tidligere har været for høj til at gøre elvarmepumper driftsøkonomisk attraktive. Denne afgift blev reduceret i forbindelse med finansloven for 2013 og påvirker i dag fremtidige investeringsprojekter i positiv retning, således at der allerede i dag i flere tilfælde findes driftsøkonomisk incitament til at investere i elkedler eller varmepumper.

Elkedler etableres i dag med henblik på varmeproduktion i spids- og reservelast og for at udnytte overskudsproduktion af el, når vindmøllestrøm presser markedsprisen i bund. På den måde bidrager elkedler positivt til fleksibilitet i retning af opregulering af elforbruget, når elektriciteten er billig. Samtidig giver øget elforbrug i lavprisperioder anledning til en øget markedspris på el. Endelig kan en del af den eventuelt varmembundne elproduktion fortrænges ved varmeproduktion på elkedler, hvilket reducerer udbuddet i elmarkedet og derved også øger markedsprisen.

Imidlertid producerer elkedler med en varmevirkningsgrad under 100 pct., hvilket betyder, at de bidrager positivt til den forudsatte elektrificering af blandt andet varmeproduktionen, men ikke i nævneværdig grad til den energieffektivisering, som en samfundsøkonomisk tilgang til den grønne omstilling fordrer på længere sigt.

Effektivitet gennem udnyttelse af omgivelsesvarme og dermed øget brændselsfortrængning er varmepumpernes store force i forhold til elkedler, hvilket også anerkendes i energipolitiske kredse, hvor omstillingen til varmepumpeproduktion ønskes fremmet. Samtidig er der implicit politiske mål om opretholdelse af en god effektbalance og høj forsyningssikkerhed, hvilket taler for, at den samfundsøkonomisk mest effektive del af kraftvarmeanlæggene bevares til elproduktion i spids- og reservelast.

Alle analyser på området viser, når et naturgasfyret kraftvarmeanlæg kombineres med en varmepumpe, vil varmepumpen få relativt mange driftstimer, og samproduktionen eller kedeldriften (og derved brændselsforbruget) reduceres markant. Ved skifte fra kraftvarmeproduktion til varmepumpeproduktion med en virkningsgrad på 300-500 pct. kan den høje energieffektivitet i varmeproduktionen opretholdes og endda forbedres; men etablering af varmepumper vil ikke nødvendigvis medføre, at kraftvarmeanlæg bliver stående, idet forholdet mellem el- og naturgasprisen betinger, at nogen af de naturgasfyrede kraftvarmeanlæg har så høj marginal elproduktionspris (og dermed så få driftstimer), at de ikke uden tilskud vil kunne opnå tilstrækkelige indtægter til at dække drift og vedligehold samt investeringer i eventuelle levetidsforlængelser.

I forhold til kapacitetssituationen er udfordringen at bevare den samfundsøkonomisk rentable del af elkapaciteten til spids- og reservelast i elmarkedet.

Der er flere forskellige tiltag, der kan begunstige driftsøkonomiske investeringer i varmepumper og samtidig sikre rentable kraftvarmeanlægs fortsatte deltagelse i elmarkedet.

Et af dem er en nettoafregningsmodel tilsvarende den, der i dag gælder for industrielle kraftvarmeanlæg, som pålægges reducerede PSO-betalinger og nettariffer af den elektricitet, som produceres til eget forbrug.

I henhold til Energinet.dk's forskrift om *Nettoafregning af kraftvarmeanlæg* skal en varmepumpe placeret på et kraftvarmeværk i et fjernvarmesystem afregne afgifter, PSO-betaling og eltariffer med elnettet, uafhængigt af kraftvarmeanlæggets drift. Er varmepumpen i drift samtidigt med kraftvarmeanlægget, har det ingen afregningsmæssig betydning, om kraftvarmeanlægget leverer varmepumpens elforbrug direkte, eller om elforbruget leveres fra det kollektive elnet, hvilket er en klar forskel i forhold til de industrielle kraftvarmeanlægs vilkår^[3].

En nettoafregningsmodel for kraftvarmeværker i et fjernvarmesystem vil betyde, at i perioder med lavt eller moderat varmebehov vil kraftvarmeanlægget optimere driften, så der køres flest mulige driftstimer ved høje elpriser og flest mulige driftstimer på varmepumpen alene ved relativt lave elpriser. Løsningen vil sikre, at kraftvarmeanlægget forbliver på det kollektive net, tilpasser produktion og forbrug efter elmarkedsprisen samt giver tilstrækkeligt med driftstimer til dækning af faste omkostninger og drift og vedligehold på anlægget. Modellen med fortsat nettilsluttede kraftvarmeanlæg kan også betyde, at naturgas-elproduktion fortrænger billigere elproduktion på elmarkedet på grund af, at naturgas-elproduktionen subsidieres gennem reduceret PSO-afgift og nettariffer. Der er dog ikke tale om en markedsbaseret løsningsmodel til sikring af tilstrækkelig elkapacitet i Danmark, men derimod en ændring i opkrævningsprincipperne for skatter/afgifter/tariffer, som bør tænkes sammen med Skatteministeriets analyse af området.

Nettoafregningsmodellens virkninger på el- og varmemarkedet eller samfundsøkonomien kan diskuteres. Synspunkterne i arbejdsgruppen, der har diskuteret emnet, spænder vidt, lige fra modellen vil betyde optimal indpasning af varmepumper i kraftvarmesystemer, over at den betyder en samfundsøkonomisk dårlig drift af det samlede energisystem, til at den vil udhule varmegrundlaget, som er af afgørende betydning for opretholdelse af den centrale elproduktionskapacitet.

Det anbefales, at de samfundsøkonomiske konsekvenser af nettoafregning bør afdækkes. Et alternativ til nettoafregningsordningen kunne f.eks. være direkte investeringstilskud til varmepumper, reduktion af PSO- og/eller elafgift osv.

Et andet tiltag, der kan begunstige driftsøkonomiske investeringer i varmepumper på kraftvarmeværker, er at lade netto-brændselsbesparelsen ved varmepumpens drift tælle som energibesparelse i det første driftsår.

^[3] Dansk Energis nye model for distributionsnettariffer, som er sendt til godkendelse i Energitilsynet, pålægger en såkaldt rådighedsbetaling på elforbrug, der dækkes af lokal elproduktion, dvs. elforbrug som ikke forsynes fra elnettet. Rådighedsbetalingen svarer til nettariffen minus besparelsen ved reduceret tab i nettet. Modellen indebærer, at industrielle producenter også skal betale rådighedsbetaling, hvilket på sigt vil fjerne forsølsbehandlingen for distributionsnettariffernes vedkommende.

Endelig har det været fremført, at tilslutningsbidrag til elnettet for varmepumper og elpatroner udgør en ikke uvæsentlig del af det samlede investeringsbehov i konkrete projektvurderinger. Bidraget afhænger af spændingsniveauet i tilslutningspunktet og opkræves typisk uafhængigt af om eksisterende eller nye kabler anvendes. Gunstigere tilslutningsvilkår i forbindelse med varmepumpe projekter i fjernvarmeområder, er muligt i henhold til § 73 i elforsyningsloven, som giver mulighed for "prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og forsyningssikkerhed.". Incitamentet for netselskaberne, som i givet fald skal yde denne rabat, vil ligge i øget elforbrug og dermed tarifgrundlag.

Der skal fremhæves, at der i projektet ikke har været enighed om vurderingen af tilslutningsbidragenes størrelse eller betydning for anlægskalkulen.

Konklusion – fleksibelt elforbrug i varmesektoren

Følgende virkemidler vil øge incitamenterne til investering i varmepumper og elkedler i forbindelse med fjernvarme:

- Investorsikkerhed gennem forudsigelige og stabile rammebetingelser fremadrettet.
- Stabile regulatoriske rammebetingelser for allerede foretagne investeringer.
- Varmepumper i fjernvarmesystemer (eventuelt også elkedler) kan som etableringstilskud tælle som energibesparelse det første år.
- Lempelse af vilkårene omkring tilslutningspunkt og -bidrag.

Hertil kommer øgede incitamenter til både etablering og fleksibel drift af varmepumper, som en sænkning af de marginale varmeproduktionsomkostninger for varmepumper kan give. Sænkning af varmeproduktionsomkostningerne for varmepumper kan fx ske ved:

- Ændringer i regelsættene omkring energiafgift, PSO-betaling eller nettariffer på el til varmepumper
- Nettoafregning af egenproduceret el til varmepumper i fjernvarmesystemer

Ændringer i eksisterende ordninger for energibesparelser, tilslutningsbidrag, energiafgifter, PSO-betaling, nettariffer eller nettoafregning vil føre til en grad af omfordeling mellem samfund, producenter, distributører og forbrugere, som ikke er analyseret i detaljer.

Derfor anbefales det, at de samfundsøkonomiske konsekvenser og velfærdsvirkningerne ved nettoafregning af kraftvarmeværker i både centrale og decentrale områder undersøges til bunds i andet regi.

7.6.2 Støttemodeller til vedvarende energi og fleksibilitet i elsystemet
Inden for de næste 15-20 år forventes andelen af vedvarende energi i elsystemet at stige til op i mod 100 pct., hvor produktion fra vindmøller og sol kan udgøre 80 pct. af elproduktionen. Produktionen fra vind og sol er volatil, til dels uforudsigelig og har lave variable omkostninger, hvorfor det er vigtigt, at der er tilstrækkelig tilskyndelse fra aktørerne til at agere fleksibelt, således at VE-produktionen kan indpasses på effektiv vis. Da el ikke kan lagres i større mængder, må der kontinuerligt sikres balance i elsystemet. Dette gøres gennem tilpasninger af forbrug og produktion og forudsætter, at forbrug og/eller produktion er tilpas fleksibel i forhold hertil. Fx ved at nedregulere produktion, hvis der er overproduktion. Hidtil er fleksibiliteten i høj grad blevet leveret af termiske kraftværker i Danmark og via udlandsforbindelserne. I de senere år er VE-

anlæg, primært havvind, også begyndt at bidrage med fleksibel regulering. Dette bidrag fra VE bliver afgørende, når andelen nærmer sig 100 pct.

Markedshåndtering af elsystemet har vist sig velegnet til at frembringe fleksibilitet og sikre en effektiv produktionsfordeling time for time. Dette forudsætter imidlertid, at aktørerne reagerer på prissignalerne i elmarkedet, netop fordi disse signaler afspejler systemets aktuelle tilstand i forhold til udbud og efterspørgsel.

Støtteordninger vil, sammen med betaling fra elmarkederne, udgøre det økonomiske grundlæg for en stor del af elproduktionen, hvorfor det er vigtigt, at støttesystemerne ikke unødigt slører prissignalet fra elmarkedet og således modvirker fleksibel adfærd fra VE-anlæg og omkostningseffektiv indpasning af elektriciteten.

Det er i projektet blevet vurderet, om det er relevant at foretage tilpasninger af de støtteordninger, der kan forventes at blive benyttet fremadrettet med udgangspunkt i nedenstående kriterier:

- At producenter af volatil vedvarende energi bidrager bedst muligt til sikring af balance og fleksibilitet i elsystemet (day-ahead, intra-day og i driftstimen).
- At VE-produktionen integreres omkostningseffektivt, dvs. indgår korrekt i den omkostningsrækkefølge, hvor anlæg startes op (merit order dispatch) i day-ahead-markedet og i regulerkraftmarkedet, med (samfundsøkonomiske) marginalomkostninger.
- Støttesystemerne ikke unødigt bidrager til, at flere regulerbare elproduktionsanlæg vil blive taget ud af drift, end der ellers ville blive gjort alt andet lige (med den samme energipolitiske målsætning).

Arbejdet har kun fokuseret på sammenhængen mellem VE-støtteordningerne og funktionen af elsystemet og således ikke inddraget andre relevante kriterier, som naturligvis bør inddrages, når støtteordninger fastlægges fremadrettet. Således er det fx ikke blevet vurderet, om støtteordningerne sikrer, at de danske VE-målsætninger nås med lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger, lav investor-risici, bidrager til teknologimodning eller bæredygtig energianvendelse.

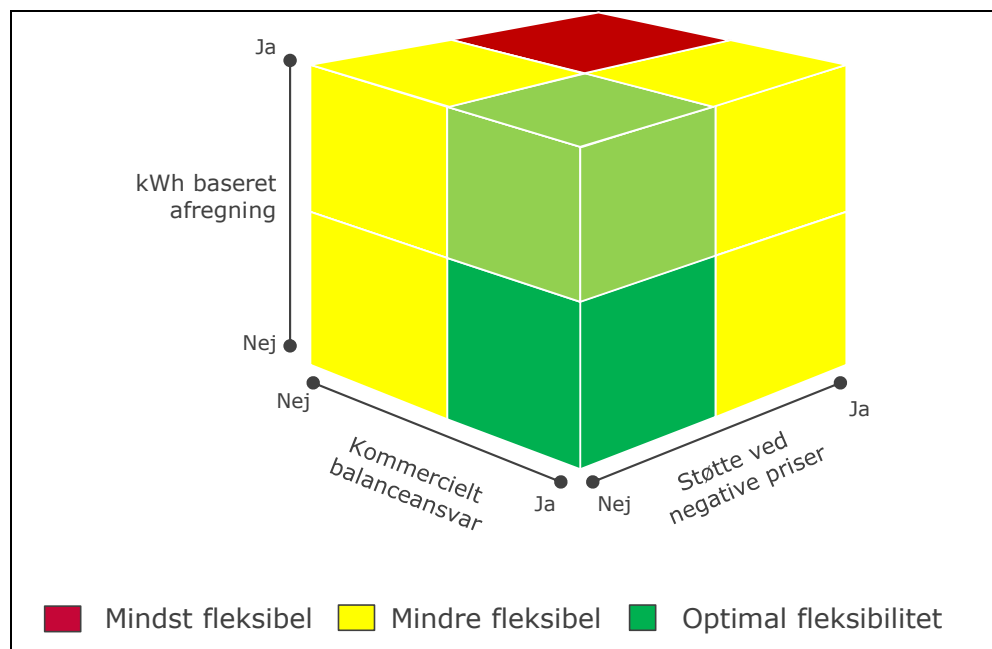
Hovedkonklusionen omkring fleksibilitet er, at tre parametre er vigtige for graden af fleksibilitet:

- **kWh-baseret afregning (agerer på prissignaler):** Når støtte er en funktion af produceret mængde (kWh-baseret afregning), kan det føre til beslutninger om produktion til ulempe for elsystemet.
- **Kommercielt balanceansvar:** Hvis producenten i stedet for selv at være ansvarlig for afsætning af elproduktionen på elmarkedet samt det medfølgende balanceansvar blot kan overlades til TSO'en i kraft af aftagepligten indeholdt i feed-in tariffen, så har producenten intet incitament til at agere fleksibelt via afgivelse af prisafhængige bud.
- **Støtte ved negative priser:** Det er vigtigt for markedets fleksibilitet, at kWh-baserede afregningsmodeller ikke medfører udbetaling af støtte, når der er negative priser i markedet

Støttemodellers fleksibilitet i relation til elmarkederne skal i denne sammenhæng forstås som krydsfeltet mellem disse tre parametre, som illustreret i nedenstående Figur 23. Figuren illustrerer ved den røde farve, at en model, hvor

balanceansvaret fortsat ligger hos TSO, hvor der ydes støtte ved negative priser, hvor anlægget modtager støtte pr. kWh (ikke udsættelse for markedspriser), er den mindst fleksible model.

Figur 23 Tre parametre til forståelse af støtteordningers markedsfleksibilitet



Hovedkonklusion omkring de to sidste kriterier, omkostningseffektiv integration (merit order dispatch) og støtteordninger ikke bidrager unødigt til nedlukning af regulerbare anlæg, relaterer sig til VE-anlæg med relativt høje marginal omkostninger, dvs. biogas og biomasse.

Støtte til VE, baseret på en kWh-afregning, reducerer de privatøkonomiske marginalomkostninger og dermed den pris, som bioanlæggene bydes ind til i elmarkedet. Det kan have to effekter.

For det første kan det forhindre effektiv integration af disse anlæg, da de privatøkonomiske marginalomkostninger opleves lavere end de faktiske. I praksis er det uklart, om manglende effektiv integration er resultatet, da formålet med en kWh-baseret afregning netop er at stille disse anlæg (på marginalen) bedre end kul og gas, da de samfundsøkonomiske variable omkostninger (inklusive eksternaliteter) ved bio kan være lavere.

For det andet kan det bidrage til, at regulerbare (ikke-støttede) anlæg trækkes ud hurtige end ellers, da elprisen bliver lavere sammenlignet med støtte, som ikke er kWh-baseret. Kapitalomkostningerne ved produktionsanlæg i et "energy-only market" er tiltænkt dækket i timer, hvor elprisen er relativt høj. kWh-baseret støtte kan netop erodere dette, hvorfor det alternativt kan være specielt hensigtsmæssigt at udforme støtten til bioanlæg som investeringsstøtte.

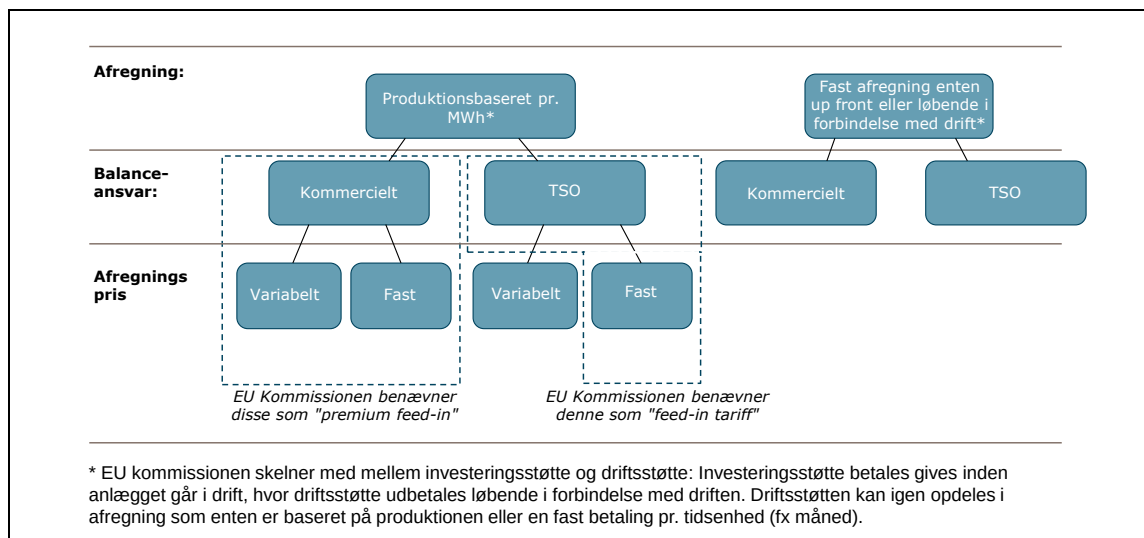
7.6.2.1 Uddybning af resultater

To overordnede typer af støtteordninger er vurderet, med følgende grundkarakteristika:

1. Produktionsbaseret støtteordning med enten variabel afregning pr. kWh, hvor der udbetales et fast pristillæg i tillæg til spotprisen, eller en fast afregning pr. kWh, hvor støtten er variabel, således at der "fyldes op til" en garanteret afregningspris.
2. Fast afregning (pr. periode), hvor støtten ikke afhænger af produktionen, men fx kalibreres i forhold til forventet årlig produktion og spotprisen. Denne model anvendes ikke i dag til støtte af VE, men kun til støtte af gasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg (grundbeløb).

I den første model baseres støtten på faktisk produceret elektricitet. Hvis denne kobles med et kommercielt balanceansvar, benytter Europa-Kommissionen betegnelsen feed-in premium, da elproduktion således afsættes på elmarkedet, støtten udbetales som en "premium" i tillæg til elprisen. Denne premium kan, jf. Europa-Kommissionens terminologi, derfor både være variabel og fast. I nedenstående Figur 24 gives en oversigt over betegnelserne for de forskellige støtteordninger.

Figur 24 Oversigt over betegnelser og sammenhæng i relation til støtteordninger



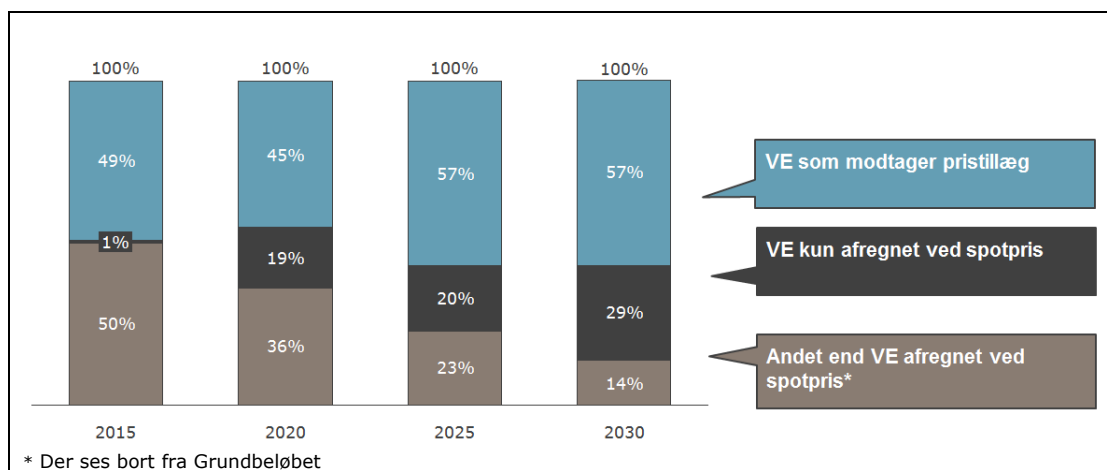
Resultatet af arbejdet peger på, at i forhold til ovenstående kriterier og de tre afgørende parametre i relation til fleksibilitet er behovet for tilpasninger af de støttemodeller der kan forventes fremadrettet, minimalt. Denne konklusion bygger på fem delvist overlappende forhold, som gennemgås nedenfor.

7.6.2.2 Kun halvdelen af VE er på en støtteordning i 2030

Næsten samtlige støtteordninger løber i kortere tid end anlæggets tekniske levetid. Energinet.dk's fremskrivninger af elproduktion og elforbrug indikerer derfor, at kun halvdelen af VE-produktionen i 2030 (som er fokusåret i dette projekt) modtager støtte, jf.

Figur 25.

Figur 25 Prognose for elproduktion fordelt på støtteordninger, pct. af indenlandsk forbrug



Note: Godtgørelse af balanceringsomkostninger er holdt ude af opgørelsen.

Det betyder, at knap halvdelen af elproduktionen må forventes at reagere fuldt ud på prissignaler i spot- og regulerkraftmarkedet og derfor har det korrekte incitament til at agere fleksibelt, når der er behov for dette. Af de 57 pct., som modtager pristillæg i 2030, forventes størstedelen ikke at modtage pristillæg ved negative priser, samt have kommercielt balanceansvar, hvorfor de agerer fleksibelt. Problemet med VE og fleksibilitet afgrænser sig derfor til en lille del af den samlede produktionskapacitet i 2030 (bio + sol). Konklusionen forudsætter dog, at den nuværende afregningsmodel for biogas og solceller ændres, samt at disse anlæg ikke vil udgøre en væsentlig større andel end forudsat i de nuværende energifremskrivninger (under 10 pct.).

7.6.2.3 Støttemodeller modvirker ikke fleksibilitet i pressede situationer

Den konkrete udformning af støttemodeller er afgørende i pressede situationer, primært hvor VE-produktionen fra sol og vind er meget høj, og det medfører afkortning af salgsbud i spotmarkedet og/eller meget stort nedreguleringsbehov i regulerkraftmarkedet. Den nuværende udformning af de produktionsbaserede støtteordninger for landvind indeholder et incitament til stoppe produktionen, hvis spotprisen er lavere end ca. minus 100 DKK/MWh, således langt højere end minimumsprisen på minus 500 EUR/MWh.

En række af de nyeste større anlæg, som afregnes med fast afregning pr. produceret kWh, modtager ikke støtte ved negative spotpriser og må derfor forventes at stoppe produktionen ved spotpriser lavere end 0. Dette er sagen for de nyeste havmølleparker, Anholt og Horns Rev 3, hvor fremtidige havmøller i Danmark må forventes at blive stillet overfor lignende vilkår.

Støtteordninger på variabel afregning pr. kWh slukker ved den negative værdi af støtten. Landvind modtager i dag 250 DKK/MWh i støtte, men værdien heraf kan falde helt ned til 100 DKK/MWh⁵⁰. Landvind i Danmark vil således ikke produce-

⁵⁰ Der skelnes mellem den faktiske støtte på fx 250 DKK/MWh for landvind og værdien af støtten. Da anlæggene kun får støtte i et bestemt antal fuldløstimer, medfører negative priser, at anlægget sandsynligvis stoppes i disse timer. Det betyder, at støtten udskydes og først modtages senere. Derfor falder nutidsværdien af støtten med diskonteringsrenten. Hvis diskonteringsrente er 10% og diskonteringsperioden er 10 år, medfører det at værdien reduceres til 100 DKK/MWh, svarende til at anlægsejer skal indreg-

re, når spotprisen nærmer sig minimumsprisen på -500 EUR/MWh eller med andre ord, landvind vil agere fleksibelt og ikke bidrage til, at spotprisen når så langt ned.

Eneste nuværende ordninger, som medfører, at anlæg ikke har incitament til at reagere ud fra spotprisen, er biogas og solceller. Anlæg på ren biogas og sol modtager en fastafregning pr. kWh uanset, om der produceres helt uafhængigt af den faktiske spotpris. Det må dog forventes, at denne ordning bliver justeret med bortfald af støtte ved negative priser, når/hvis den skal fornyes og godkendes af EU, jf. afsnit nedenfor om EU's statsstøttere regler.

I relation til regulerkraftmarkedet vurderes det også, at den nødvendige fleksibilitet er til stede. Hvis et VE-anlæg skal nedregulere, må det forventes, at anlægsejer vil kompenseres for værdien af bortfald af den produktionsbaserede støtte, justeret med faktiske variable marginalomkostninger. Dvs. hvis værdien af støtten til anlægsejeren er 10 øre/kWh, og den variable marginalomkostning er 5 øre/kWh, vil anlægsejeren kun være villig til at nedregulere, hvis han betales minimum 5 øre/kWh. Denne betaling afspejler dog ikke de sparede faktiske marginalomkostninger (ved nedregulering), men det er dog muligt, at markedet kan finde en pris, der sikrer, at aktøren agerer fleksibelt. Det betyder således, at regulerkraftprisen giver det nødvendige og tilstrækkelige incitament til nedregulering.

7.6.2.4 Balanceansvaret er på kommercielle hænder

De fleste VE-anlæg i Danmark har ikke længere TSO'en som balanceansvarlig, men en kommerciel aktør. Det sikrer for det første et korrekt incitament til at give bud i spotmarkedet, som afspejler bedste prognose på morgendagens produktion. Bud, der ikke afspejler bedste prognose, kan medføre øget ubalanceafregning for den kommercielle balanceansvarlige aktør. Det sikrer for det andet et korrekt incitament til at holde balancen gennem driftsdøgnet og agere fleksibelt eller alternativt håndtere denne ubalance via intra-day-markedet. I så fald der ikke er fokus på tiltag, der kan opretholde balancen, kan det ligeledes medføre øget ubalanceafregning.

Ulempen med TSO'en som balanceansvarlig er, at ubalanceomkostningen socialiseres via PSO-tariffen og ikke afholdes af anlægsejer. En mindre del af VE-anlæggene har fortsat TSO'en som formel balanceansvarlig, jf. Elforsyningsloven. Energinet.dk har imidlertid udliciteret udarbejdelse af prognoser og drift af anlæg til kommercielle aktører. I udliciteringsmodellen er der indbygget en økonomisk tilskyndelse til at udarbejde gode prognoser mv., idet den kommercielle aktør har budt på varetagelsen af opgaven med en fast pris, der indeholder omkostninger til balancering. Aktøren modtager således en gevinst, der bestemmes af, hvor godt arbejdet udføres.

7.6.2.5 EU's statsstøttere regler bidrager til fleksibilitet

EU's nye statsstøttere regler, som træder i kraft løbende over perioden 2014-2016, sætter rammerne for, hvordan støtteordningerne kan udformes fremadrettet. I Danmark vil reglerne få betydning for støtteordningen til landvind, når den revideres og senest i 2023, hvor tilladelsen udløber.

ne en marginalomkostning på 150 DKK/MWh i budgivningen, hvis der skal produceres i dag til negative priser. Således er det ikke profitabelt at producere ned til negative priser på -250 DKK/MWh, men kun -100 DKK/MWh.

EU's nye statsstøttere regler specificerer på en række væsentlige punkter regler, som sikrer øget fleksibilitet fra VE-anlæg. Således skal al VE, der støttes via driftsstøtte, som hovedregel støttes ved feed-in premium. Det betyder, at produktionen skal afsættes på markedet via en kommerciel balanceansvarlig. Samtidig specificerer reglerne, at det skal undgås, at der udbetales støtte, hvis spotprisen er negativ.

7.6.2.6 Justeringer af danske støtteordninger

Selv om den nuværende udvikling i design af VE-støtteordninger peger i en retning, der er forenelig med (økonomisk) en velfungerende drift af elsystemet, peger arbejdsgruppen på to elementer, der med fordel kan være en del af fremtidens støtteordninger.

For det første kan det anbefales at begrænse omfanget af støtte via feed-in-tarif, hvor TSO'en er balanceansvarlig, for derved fremadrettet at reducere antallet af VE-anlæg uden noget fleksibilitetsincitament. Der vil naturligvis være en række små VE-anlæg, hvor det ikke er hensigtsmæssigt at pålægge dem at være aktive i elmarkedet. Hvor den hensigtsmæssige størrelsesgrænse går, vil variere på tværs af de forskellige teknologier. Men det vurderes, at det i mange tilfælde bør overvejes at sætte grænsen lavere end de 500 kW, som fremgår af EU's statsstøttere regler, hvilket Danmark da også har gjort på fx vindmøller, hvor TSO'en kun har aftagepligt for møller på til 25 kW.

For det andet kan der være bortfald af støtte ved negative spotpriser i forbindelse med kWh-baserede støtteordninger. Det sikrer et optimalt incitament, når prisen er negativ, og "strømmen ikke er noget værd", og er samtidig i overensstemmelse med (intentionen i) EU's statsstøttere regler.

7.6.2.7 Fortsat uafklarede udfordringer fra udlandet

Velfungerende støtteordninger i Danmark sikrer ikke nødvendigvis, at der ikke kommer meget negative priser og/eller afkorting af salgsbud⁵¹. Netop fordi Danmark i nogle situationer med høj vindproduktion kan have fuld import fra nabolandet Tyskland, kan negative priser således importeres. De beskrevne løsningsmodeller kan åbne op for fuld import. Dette skyldes, at tyske møller – med godkendelse fra EU – kan producere el med støtte i op til seks sammenhængende timer med negative priser. Det vil de facto betyde, at støtten kan udbetales, også ved negative priser, da det er sjældent, at der er seks sammenhængende timer med negative priser.

Dette påvirker de danske priser negativt over de næste 10 år, indtil det tyske elnet sydover er tilstrækkeligt udbygget, og det vil i praksis betyde, at de danske møller står stille i perioder, hvor Danmark importerer tysk VE. Det kan have driftsøkonomiske konsekvenser for danske vindmølleejere, medmindre de tyske regler harmoniseres med EU's retningslinjer.

⁵¹ Afkorting af salgsbud betyder, at den samlede mængde elektricitet, som bydes ind i day-ahead-markedet den pågældende time, må administrativt forbydes at blive solgt, da der ikke kan opnås balance mellem udbud og efterspørgsel til day-ahead-markedets minimumspris på 500 EUR/MWh.

8. Appendiks

8.1 Bilag til kapacitetmarked

8.1.1 Forslag til parametre

Nedenfor ses en oversigt over principperne for designet af de mest centrale parametre. Det fremgår specifikt, hvis der er forskel i parametrene for et centralt og decentralt kapacitetmarked. Efter oversigten analyseres og beskrives parametrene nærmere.

Parameter	Forslag til parameter
P1: Kapacitetsmængden	Energinet.dk bestemmer kapacitetsmængden ud fra politiske ønsker om forsynings sikkerhed
P2: Rolle- og ansvarsfordeling	En så bred som mulig fordeling af roller, men med det primære ansvar hos Energinet.dk og Energistyrelsen
P3: Produktdefinition	Forbrug: Porteføljniveau Anlæg: Porteføljniveau
P4: Certificering af kapacitet	Aktøren bestemmer selv kapacitetsmængden, der deltager i markedet, men med eksisterende tekniske krav samt kontrol af kapacitet fra Energinet.dk
P5: Forwardperiode	Centralt kapacitetmarked: En lang forwardperiode på omkring 3 år og en kortere periode på ca. 2 måneder for både anlæg og forbrug.
	Decentralt kapacitetmarked: En lang forwardperiode på 3 år og en kort periode på 2 måneder for kun nybyg og forbrug
P6: Kontraktperiode	Centralt kapacitetmarked: Kontraktlængder fra 1-10 år for både anlæg og forbrug.
	Decentralt kapacitetmarked: kontraktlængder af 1 år
P7: Leveringsperiode	Kalenderår
P8: Forpligtelse for kapacitet	10 timers startvarsel
P9: Forbrugerforpligtigelse (decentralt kapacitetmarked)	Købe certifikater svarende til forbrug ved prisområdets kollektive spids
P10: Auktionsdesign (centralt kapacitetmarked)	'Sealed first-price auction' med marginalprissætning baseret på Net-CONE ⁵² -beregninger
P11: Handelsdesign (decentralt kapacitetmarked)	Løbende pay-as-bid handel som ved aktier
P12: Incitamentssystem	Bødestraf med den årlige kapacitetsbetaling som loft
P13: Finansiering (centralt kapacitetmarked)	"Belasteren betaler"
P14: Udlandsforbindelser og udenlandsk kapacitet	Kort sigt (fx 1-2 år): Kun dansk kapacitet kan deltage i kapacitetmarked. Udlandsforbindelser reducerer den indkøbte kapacitetsmængde. Lang sigt (fx 3+ år): EksPLICIT inddragelse af udenlandsk kapacitet gennem implicitte auktioner som i spotmarkedet og reduktion af udlandsforbindelser i auktionerne for kapacitetmarkedet

Tabel 10 Forslag til parametre i kapacitetmarked (P står for parameter)

⁵² Net-CONE udtrykker den forventede nettoomkostning til det billigste generiske nye kraftværk. Dvs. det er omkostningen til at etablere et nyt kraftværk fratrasket forventede indtægter fra andre markeder end kapacitetmarkedet.

Forslagene til parametrene sikrer teknologineutralitet gennem ensartede krav til forbrug og produktion samt længere kontrakter til nyetablering.

Udvalgte parametre	Designforslag
Produkt	Fuld levering af forpligtelse på porteføljeniveau
Forpligtigelse	10 timers varsling
Revisionsperiode/ Vedligeholdelsesperiode	5 uger
Varighed	Min. 5 timer
Forwardperiode	2 mdr. / 36 mdr.
Kontraktlængde	1-10 kalenderår

Tabel 11 Designforslag for forbrug og anlæg

P1: Kapacitetsmængden

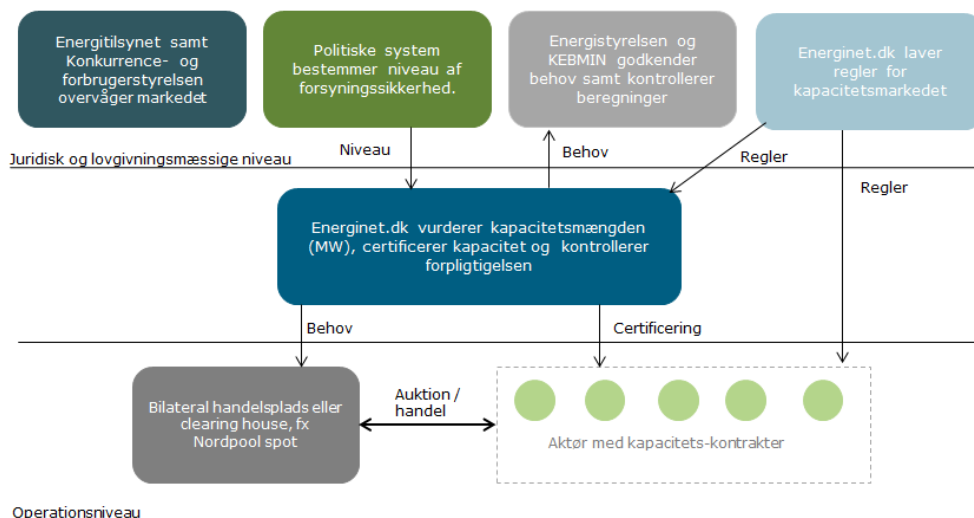
Energinet.dk vurderer kapacitetsmængden i MW på baggrund af ønsker fra det politiske system om et niveau af forsyningssikkerhed (afbrudsminutter som følge af effektmangel). Det er vigtigt, at det politiske system tager stilling til afbrudsminutter og ikke MW, da Energinet.dk har bedre mulighed for at vurdere, hvad X MW kapacitet betyder for forsyningssikkerhed.

Energitilsynet godkender metoden og Energistyrelsen og Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet godkender behovet og kontrollerer beregningerne. Transparens om den anvendte metode for bestemmelse af kapacitetsmængden skal sikre gennemskuelighed for aktører, således at de kan lave grove vurderinger af kapacitetsmængden ved forskellige udviklinger.

P2: Rolle- og ansvarsfordeling

Princippet omkring en bred fordeling af roller skal følges. Reglerne for kapacitetsmarkedet bør udarbejdes i tæt koordinering med andre elmarkeder for at sikre bedst muligt samspil. Energinet.dk er ansvarlig for elmarkedsudvikling i dansk regi. Derfor foreslås det, at Energinet.dk udarbejder regler for kapacitetsmarkedet med bred inddragelse, herunder Energistyrelsen og det politiske system til at understøtte 'checks and balances'. Reglerne skal godkendes af Energitilsynet. Energitilsynet samt Konkurrence- og forbrugerstyrelsen overvåger markedet og sikrer, at der ikke udøves markedsmagt. Energinet.dk certificerer kapaciteten, mens handelen foregår bilateralt eller hos et clearinghouse. Nedenstående figur illustrerer rolle- og ansvarsfordelingen.

Figur 26 Rolle og ansvarsfordeling i kapacitetsmarked



P3: Produktdefinition

Produktdefinitionen for forbrug og produktionsenheder designes således, at kapaciteten har mulighed for 'pooling' ved at lade forpligtigelsen være på porteføljeniveau. Derved kan forbrug og anlæg hjælpe hinanden i forhold til forpligtigelsen.

Forpligtigelsen for kapacitet er fast og varierer således ikke med forbruget. Dette skyldes, at kapacitetsbehovet i Danmark i højere grad påvirkes af tilgængelighed af kapacitet, fx udlandsforbindelser, end selve forbruget.

P4: Certificering af kapacitet

Aktøren bestemmer selv hvor meget kapacitet, der bydes ind i markedet men med følgende tekniske krav:

- Reaktionsevne (opstartstid): 10 timer
- Minimum varighed: 5 timer i træk
- Nybyg: dokumentation og sikkerhedsstillelse

Derudover foretager Energinet.dk kontrol af enhederne på basis af tekniske muligheder, historik samt tests i praksis. På denne måde sikres det, at enhedens deltagelse ikke begrænses af, hvorledes andre enheder med samme teknologi performer.

Anlæg med længerevarende rådighedsbetaling kan ikke deltage. Dvs. at alle støtteberettigede VE-kilder kan deltage, men på lige vilkår med andre anlæg. Det skal undersøges, om der skal korrigeres for salg af kapacitet til andre markeder, fx systemydelse for at undgå, at den samme kapacitet honoreres to gange, og at eksisterende markeder potentielt forvrides.

Minimum varighed på 5 timer sikrer bred deltagelse i markedet og kapacitet med værdi for elsystemet. Ved at opføre residualforbruget (forbrug minus vind og sol) fremgår det, at elsystemet har behov for en vis mængde kapacitet flere uger i træk, en vis mængde kapacitet flere dage i træk og en vis mængde kapacitet flere timer i træk. På lang sigt vil kapacitetsmarkedet måske skulle opdeles i forskellige typer af kapacitet afhængig af varigheden.

P5: Forwardperiode

I det centrale kapacitetsmarked afholdes auktionen af 2 omgange:

- En auktion med en lang forwardperiode på 3 år
- En auktion med en forwardperiode på 2 måneder

Eftersom den samlede opførelsestid for et kraftværk inklusiv miljøgodkendelse kan tage mere end 3 år, antages det med en forwardperiode på 3 år, at eksistensen af et kapacitetsmarked giver sikkerhed for, at investeringssignalet kan blive dækket, samt at levetidsforlængelser er mulige i forwardperioden. En auktion på en mindre del af kapacitetsmængden foretages 2 måneder før leveringsperioden. Kapacitetsmængden i auktionen 2 måneder før leveringsperioden fastsættes ud fra potentialet for afbrydeligt forbrug, som forventes at kunne konkurrere med Net-CONE. Formålet er at mindske usikkerheden i forwardperioden for forbruget og dermed øge deltagelse af forbrug. Anlæg kan dog også deltage i denne auktion.

I et decentralt kapacitetsmarked med inspiration fra Frankrig sker certificeringen for levetidsforlængede og eksisterende anlæg med en lang forward periode på 3 år for at give markedet mulighed for at prognosticere den fremtidige effektsituation og deraf prissignaler. Nye anlæg og forbrugsafklobling derimod kan certificeres helt hen til 2 måneder før leveringsperioden. Dette giver mulighed for at reducere risikoen mht. færdiggørelse til tiden samtidig med, at risikoen for forbrugssiden mindskes.

P6: Kontraktperiode

I det centrale kapacitetsmarked gives der kontrakter af forskellig længde:

- Nye anlæg og nyt forbrug: op til 10 år
- Eksisterende anlæg og forbrug: 1 år
- Levetidsforlængelser:⁵³ op til 5 år

Med kontrakter på op til 10 år, får nye enheder mulighed for at blive dækket af investeringssignalet, og det sænker den årlige omkostning for nye enheder. Erfaringer fra hidtidige lange kontrakter i elsystemet er, at kontrakter på mere end 10 år typisk vil være utidssvarende, også selv om der indarbejdes forskellige klausuler. Auktionsteknisk vil det skulle afklares, hvorvidt og evt. hvordan producenter kan lægge bud af varierende længde på den samme kapacitet, og at disse bud ikke aktiveres samtidig.

I det decentrale kapacitetsmarked er kontraktperioden for alle typer af enheder 1 år, men markedsaktørerne kan selv indgå længerevarende kontrakter.

P7: Leveringsperiode

Leveringsperioden er et kalenderår, hvilket støtter et system, der kan opleve mangelsituationer hen over hele året. Samtidig passer et kalenderår til de eksisterende finansielle produkter i elmarkedet, og det sikrer et mere likvidt marked.

⁵³ Levetidsforlængelse kræver, at investeringen er større end $0,5 \cdot \text{Net-CONE}$ (forklares under P10), og at investeringen har karakter af en reinvestering.

Sæsonafhængigt forbrug kan ikke levere hele året og vil skulle puljes med andre typer af forbrug, fx via en tredjepartsaggregator, for at kunne leve op til forpligtelsen. Det forventes dog generelt, at forbrug vil skulle puljes via en tredjepartsaggregator. Det kan være et problem for anlæg med varmebindinger at skulle levere samme effekt et helt år. Det vil for disse anlæg være at foretrække at benytte fx sæsonkontrakter. Anlæggene har dog mulighed for at pulje sig med andre typer anlæg, og varmelageret kan for de fleste aktører udvides mod en omkostning, der så må medregnes i budgivningen i kapacitetsmarkedet. Kapacitetsmarkedet kan på sigt udvikles til at have kortere leveringsperioder, men vil ikke have det i udgangspunktet.

P8: Forpligtelse for kapacitet

Kapaciteten er forpligtet til at kunne være klar med 10 timers varsel. Energinet.dk forpligtes til løbende at offentliggøre effektbalancer for de kommende timer/dag. Hvis effektbalancen forventes at være presset, så varsler Energinet.dk dette og enhederne skal i disse situationer lægge bud ind. Et sådan bud skal opfylde kapacitetens forpligtelse (fx 50 MW), men aktøren bestemmer selv sin budpris. Buddet lægges ind for de pågældende timer, der er mindst 10 timer ude i fremtiden, og kapacitet risikerer således ikke at skulle starte op uden et aktiveret bud i day-ahead-, intra-day- eller regulerkraftmarkedet.

Såfremt kapacitet får bud aktiveret, skal kapaciteten fysisk levere – ellers reduceres kapacitetsbetalingen. Med 10 timers varsel sikres det, at de fleste enheder kan deltage samtidig med, at en 10 timers startvarsel giver mulighed for at kræve tilgængelighed af værker inden for døgnet.

Alternativt kunne forpligtelsen være, at al kapacitet skulle indgive bud på day-ahead-markedet, hvilket dog ikke vil sikre, at enheder kan aktiveres inden for døgnet, såfremt pressede situationer skulle opstå. Der er samtidig risiko for, at timerne med høje priser i day-ahead-markedet ikke svarer til timerne, hvor el-systemet er fysisk mest presset. Fordelen ved et day-ahead-krav er, at det kan være mere simpelt, da aktører bliver målt på deres budgivning i kun ét marked. Ved et krav om 10 timers startvarsel kan aktører blive målt på budgivning i både day-ahead-, intra-day- og regulerkraftmarkedet.

Al kapacitet har en revisionsperiode/vedligeholdelsesperiode på 5 uger/år, hvor de er fritaget for forpligtelse. Kræves der længere udetid, skal denne godkendes af Energinet.dk, og kapacitetsbetalingen reduceres 1:1 i forhold til mer-udetiden. Energinet.dk udarbejder en rimelighedsvurdering af mer-udetiden for kapacitet, således at kapacitet ikke år efter år kan have lang mer-udetid.

P9: Forbrugerforpligtelse (decentralt kapacitetsmarked)

Den forbrugsbalanceansvarliges forpligtelse fastsætter, hvor mange kapacitetscertifikater den forbrugsbalanceansvarlige skal købe i det decentrale kapacitetsmarked. Forpligtelsen bestemmes ud fra den forbrugsbalanceansvarliges forbrug ved prisområdets kollektive spidsforbrug. I praksis foreslås gennemsnittet af de 25 timer med højest forbrug i elområdet. Et gennemsnit reducerer risikoen, således det ikke er fx 1 time, hvor elsystemet er presset, som bestemmer forpligtelsen. Det er en stor ulempe, at kravet ikke knyttes direkte til mangelsituationen, men et krav direkte tilknyttet mangelsituationen øger risikoen for den forbrugsbalanceansvarlige markant, fordi den forbrugsbalanceansvarlige har svært ved at prognosticere få timer med mangelsituationer.

Uden udenlandsk deltagelse i et dansk kapacitetsmarked vil forpligtigelsen blive reduceret med en faktor svarende til bidraget fra udlandsforbindelserne. Reduktionsfaktoren vil afhænge af konkrete analyser, men kunne være ca. 0,7, svarende til, at en forbrugsbalanceansvarlig med et gennemsnitligt spidsforbrug på 100 MW skal købe 60 MW certifikater. Hvis udenlandsk kapacitet kan deltage i auktionen, kan forpligtigelsen være fx 1,2 i stedet for 0,7. Forpligtigelsen vil være højere med udenlandsk kapacitet, fordi der vil skulle betales til kapacitet i nabolande, som det danske elsystem ellers kan trække på uden betaling.

P10: Auktionsdesign (centralt kapacitetsmarked)

Auktionen følger samme princip som på spotmarkedet, dvs. en 'sealed first price auction' med marginalprissætning. Net-CONE udtrykker den forventede omkostning til det billigste generisk nye kraftværk. Prisen burde således ikke blive markant højere end dette, da der teoretisk set vil kunne bygges nye kraftværker til denne pris. I dansk kontekst foreslås en nypris for det billigste spidslastanlæg med 10-årig kontrakt, hvilket groft estimeret forventes at være i omegnen af ca. 0,3 m DKK/MW/år.

En hældende efterspørgselskurve ud fra Net-CONE sikrer en afvejning mellem pris og mængde i et defineret interval. Et prisloft på $1,5 \cdot \text{Net-CONE}$ sikrer, at omkostningen til kapacitetsmarkedet ikke vil overstige dette og dermed ligge inden for et på forhånd kendt interval. Prisloftet er væsentligt højere end prisen på nybyggede anlæg, og en pris på $1,5 \cdot \text{Net-CONE}$ bør således kunne tiltrække nødvendige investeringer. Det vil være vigtig information til det politiske system.

Eksisterende anlæg, der vurderes som prissættere af Energitilsynet og Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen, må ikke byde ind over $0,5 \cdot \text{Net-CONE}$. Dette begrænser muligheden for markedsmagt og sikrer, at disse anlæg ikke bliver prissættende. Et anlæg kan dog undtages, men skal ansøge specifikt om det.

Det er nødvendigt med 2 auktionsområder, DK1 og DK2, da områderne er separate fysiske systemer og behovet er forskelligt. Der anvendes samme auktionsform i auktionerne både 3 år og 2 måneder før leveringsperioden. Prissætning og den indkøbte mængde i auktionerne 3 år før og 2 måneder før er uafhængige af udfaldet på den anden auktion.

P11: Handelsdesign (decentralt kapacitetsmarked)

Handelen vil være løbende handel med pay-as-bid, dvs. som aktiemarkedet. Handlen kan foregå fra certificeringen og igennem leveringsperioden. Der kan dog ikke certificeres yderligere ressourcer i leveringsperioden, men de forbrugsbalanceansvarlige kan reducere deres spidsforbrug og dermed kravet om certifikater.

Ud fra prissætningen er det op til den forbrugsbalanceansvarlige at vurdere, om vedkommende vil satse på at reducere sit spidsforbrug eller købe certifikater.

På samme måde som i det centrale kapacitetsmarked overvåges markedet og ved mistanke om markedsmagt informeres Energitilsynet og Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen. Ligeledes vil det være nødvendigt med 2 auktionsområder, DK1 og DK2.

P12: Incitamentssystem

Incitamentssystemet kombineret med certificerings- og kontrolprocesser skal sikre, at markedsaktører pålægges tilstrækkeligt incitament til at have den solgte kapacitet til rådighed for elsystemet efter de aftalte regler om aktivering.

Incitamentssystemet skal således sikre, at aktører har incitament til fysisk rådighed, men samtidig ikke være så rigid, at aktører byder meget høje priser ind i kapacitetsmarkedet. For at sikre dette kan en deltager i kapacitetsmarkedet højst fratages sin kapacitetsbetaling og ved gentagen mangel på leverance udelukkes fra kapacitetsmarkedet. Ved alm. revision pålægges ingen straf.

Ved overperformance i en presset situation (dvs., at kapacitet stiller flere MW tilgængelig end solgt i kapacitetsmarkedet) foreslås der at ske en pro-rata fordeling af den samlede pulje for bødestraf. Dvs. kapacitet, der overperformer, modtager en ekstra indtægt fra puljen af bødestrafte fra anden kapacitet. Såfremt der ingen bødestraf har været, vil der ikke ske en betaling for overperformance. Betaling for overperformance skaber ekstra incitament til at hjælpe systemet, hvis nogle enheder ikke kan levere deres forpligtigelse. Betalingen skal koordineres med ubalanceafregningen, således ubalanceafregningen ikke forvrides.

Straffen er på porteføljeniveau for, at produktdefinition på porteføljeniveau kommer til at fungere. Porteføljen mister ikke hele porteføljebetalingen, hvis porteføljen leverer 1 MW mindre end budt ind. Det foreslås at bruge en skaleringsfaktor på fx 0,5, så 10 pct. manglende leverance i én time straffes med 5 pct. af porteføljets kapacitetsbetaling, dog med et loft på 50 pct. af betalingen pr. presset situation. 10 pct. manglende leverance i 5 timer i streg svarer til 25 pct. af kapacitetsbetalingen. Alternativt kunne man lave en model, hvor kapacitet ved manglende leverance på 1 MW mister MW svarende til én blok i porteføljen på mindst 1 MW.

Bødestrafen i et decentralt kapacitetsmarked er defineret som markedsprisen for kapacitet med et incitamentstillæg, hvor tillægget sættes til Net-CONE for de forbrugsbalanceansvarlige. Markedsprisen er den gennemsnitlige certifikatbetaling for den forbrugsbalanceansvarlige.

P13: Finansiering (centralt kapacitetsmarked)

En flad tarif skaber ikke et incitament for forbrugere til aktivt at agere fleksibelt. Det foreslås derfor, at finansieringen af kapacitetsmarkedet sker via et profiltillæg ud fra "polluter pays principle". Dette setup kan være administrativt tungt, og der kræves politisk accept. En flad tarif (ensartet øre/kWh for alle) er et muligt alternativt, hvis udfordringerne bliver for store.

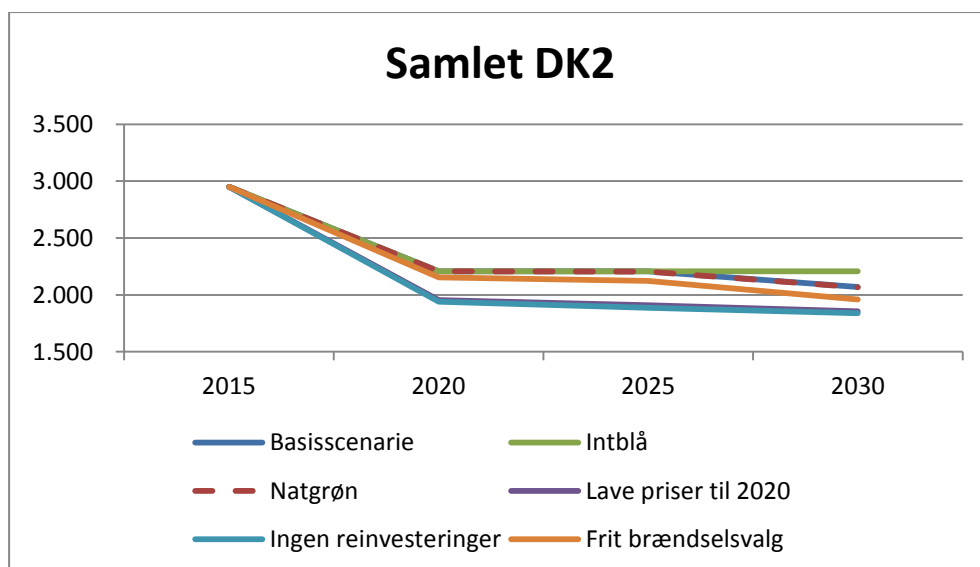
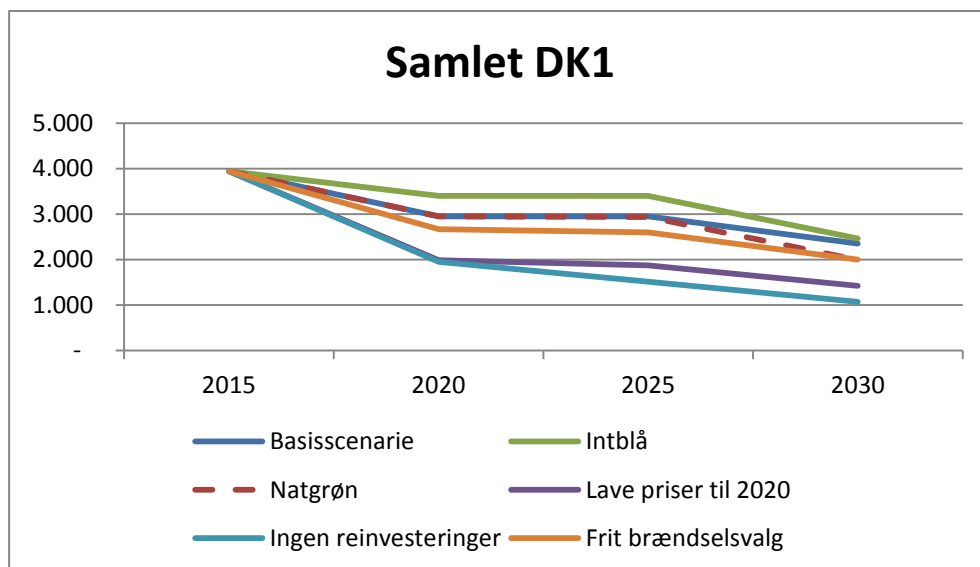
P14: Udlandsforbindelser og udenlandsk kapacitet

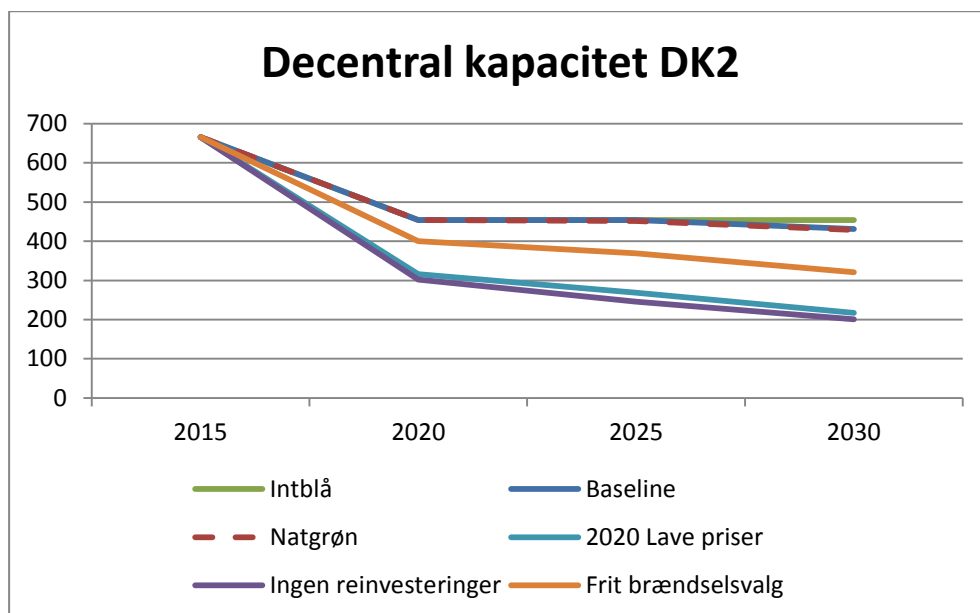
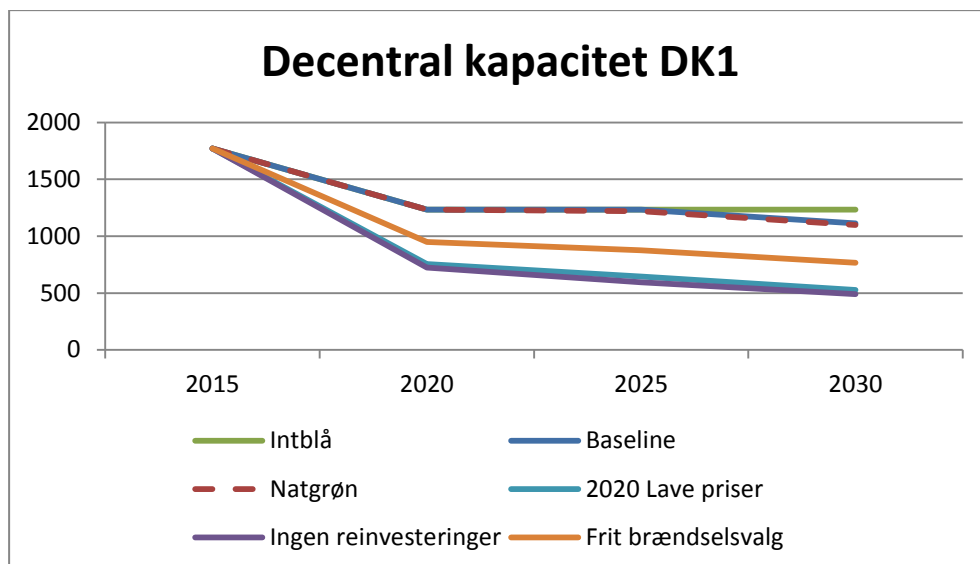
Denne parameter beskrives i afsnit 5.5.2.

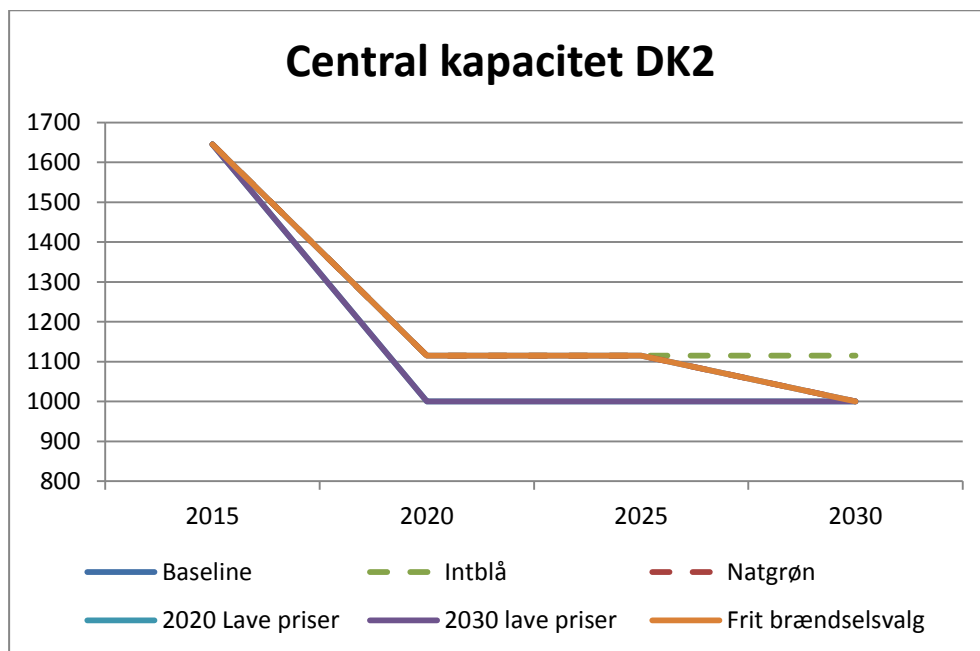
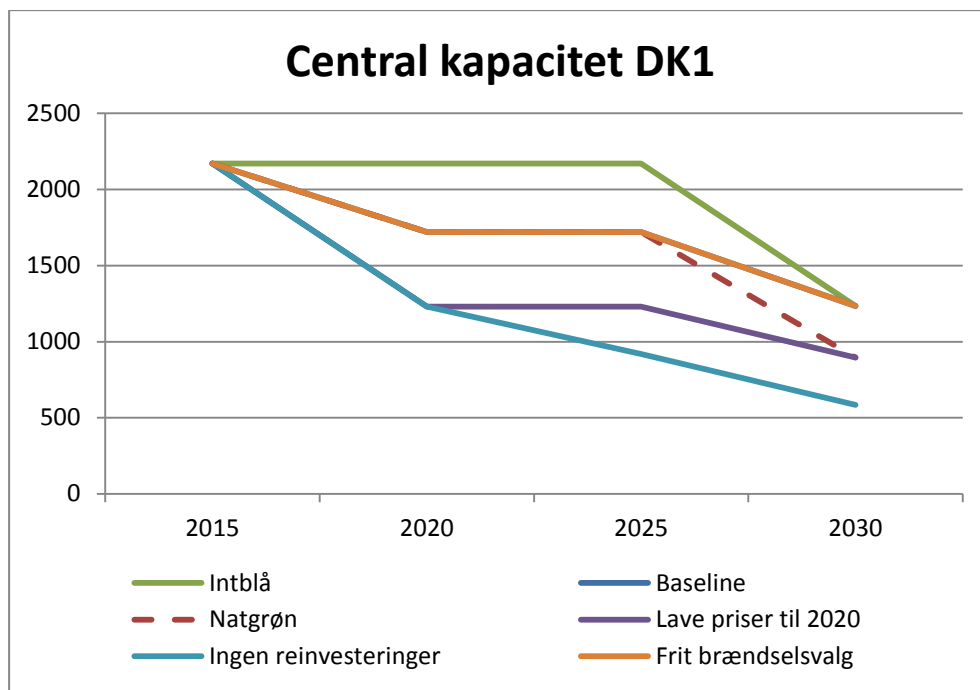
8.2 Bilag til kapacitetsfremskrivninger og konsekvensanalyser

8.2.1 Fremskrivning af kraftværkskapacitet

I dette afsnit illustreres de detaljerede kapacitetsfremskrivninger.







8.2.2 Kapacitetsfremskrivninger og konsekvensanalyser – Metode

Der er foretaget beregninger for 2020, 2025 og 2030. Udviklingen mellem disse år er antaget ske ved overgangen til et beregningsår. Kraftværkslukninger, der måtte ske mellem fx 2020 og 2025 er således antaget ske ved indgangen til 2025.

I konsekvensanalysen er driftsøkonomien for principielt samtlige energiproducerende anlæg forsøgt vurderet. Der er selvsagt foretaget en række forsimplede antagelser, særligt i forhold til de decentrale anlæg, som er præget af stor diversitet ift. forretningsmodeller og regulering. I forhold til diskontering er beregningerne for de centrale anlæg foretaget med såvel 4 pct. som 8 pct. real dis-

kontering. Dette afspejler usikkerheden ift. aktørernes forrentningskrav, da disse forventes at være forskellig alt efter om der er tale om en kommerciel eller fx kommunal ejer. Desuden er der usikkerhed om den korrekte diskontering, når fx et centralt kraftværk levetidsforlænges og biomassekonverteres, hvor et varmeselskab betaler en stor del af kapitalomkostningen og derpå agerer via en varmeaftale.

For at kunne simulere driftsøkonomien er det nødvendigt at simulere anlæggenes driftsmønstre. Dette er gjort på forskellig vis for de centrale (og de største decentrale anlæg) og de decentrale anlæg.

8.2.3 Modellering af centrale anlæg

De centrale anlægs driftsmønstre er gjort i Energinet.dk's markedssimuleringsmodel SIVAEL⁵⁴. SIVAEL optimerer time-for-time-driften af de el- og varmeproducerende anlæg, der er tilsluttet offentligt net i Danmark. En central parameter for SIVAEL er prisen i udlandet, da de danske udlandsforbindelser betyder, at Danmark indgår i de internationale elmarkeder via Nord Pool Spot. Udlandets timepriser er simuleret i BID-modellen, som er en model udviklet af Pöyry, et internationalt konsulenthus og rådgivende ingeniør. Modellen simulerer det europæiske elmarked og inkluderer de væsentligste europæiske markeder. Input til modellen stammer fra Energinet.dk's analyseforudsætninger.

Outputtet fra SIVAEL er blandt andet driftsmønstre, produktionsomkostninger, flows på udlandsforbindelser og elpriser. Disse oplysninger efterbehandles derpå under hensyntagen til afgifter og tilskud for at give et estimat på driftsøkonomien.

SIVAEL udregner ikke en varmepris, hvorfor en sådan skal estimeres på anden vis. Varmeproduktion prissættes i alle tilfælde som varme fremstillet med kul med 125 pct. varmevirkningsgrad + 2 kr./GJ i drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. For varme baseret på træpiller tillægges 60 kr./GJ, omtrent svarende til afgiftsforskellen mellem varmeproduktion baseret på kul og varmeproduktion baseret på træpiller. Denne antagelse skal ses som en gennemsnitlig beregning af værdien af varme for alle kraftværker. Den faktiske betaling for varmen afhænger af varmekontrakterne for det pågældende kraftværk, som kan afvige fra de 125 pct., men Energinet.dk har ikke viden om detaljerne i varmekontrakterne.

Dertil bruges Teknologikataloget til at indregne faste og variable omkostninger (ikkebrændselsomkostninger).

Kraftværkerne antages at have en levetid på 30 år, som via en levetidsforlængelse kan forlænges til 40 år. Omkostningerne hertil, samt til at biomassekonvertering og nyinvesteringer stammer også fra Teknologikataloget.

Driftsindtjeningen på kraftværkerne består dermed af elsalg, varmesalg og eltilskud, hvis kraftværket er biomassefyret. Kraftværkernes indtjening på systemydelser er ikke indeholdt i beregningerne.

Den estimerede driftsøkonomi under hensyntagen til usikkerhederne danner grundlag for et skøn for kraftværkets bud i et kapacitetsmarked, som derpå indgår i beregningerne for kapacitetsmarkedet.

⁵⁴ <http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analysemodeller/Sider/Sivael.aspx>

8.2.4 Modellering af decentrale anlæg

Det afgørende for behovet for investering i en eksisterende gasmotor er antallet af driftstimer, da en motor typisk omkring 50.000 driftstimer har behov for en hovedrenovering. Energinet.dk besidder ikke viden om fuldlasttimetallet for de eksisterende anlæg, hvorfor en forsimpelende antagelse er nødvendig. Energinet.dk antager derfor, at motorerne har en 20 års levetid og anvender på den baggrund data fra Energinetproducenttællingen til at lave en fordeling over værkerne, sådan at timingen af investeringsbehovet fastlægges.

Driftsmønstre for de decentrale anlæg er ikke simuleret i SIVAEL, da modellen ikke er tilstrækkeligt detaljeret ved disse kapaciteter. Energinet.dk er i gang med at udvikle en ny model, SIFRE, som på sigt skal erstatte SIVAEL. SIFRE vil på sigt kunne lave en fuld modellering på lige fod med SIVAEL, men er endnu ikke så langt. Modellen kan dog simulere enkelte enheder, som er antaget at være pristagere. Denne tilgang er valgt for de decentrale kraftværker, da den giver mulighed for at beregne på flere mulige stier for de decentrale kraftværker.

I modellen er der regnet på to grundlæggende værkstyper. Det ene værk dækker med en 1 MW motor og en gaskedel et relativt lille varmegrundlag, imens det andet værk med en 4 MW motor og en gaskedel dækker et relativt stort grundlag. Begge værker har mulighed for at investere i en varmepumpe, der kan dække halvdelen af værkets spidsforbrug.

Baseret på beregningsårene 2020, 2025 og 2030 er der opstillet en Excelmodel, hvor kraftværkerne optimerer deres varmepris. Værkerne kan i modellen løbende vælge, om de vil investere i en varmepumpe, om de vil hovedrenovere motoren, hvis den fortsat har levetid tilbage, eller om de vil skrotte motoren, når den levetid er udløbet. Disse beslutninger træffes på baggrund af en 20 årig nutidsværdi (med forbehold for 2035-målsætningen om fossilfri el- og varmeproduktion). Der er således en væsentlig indlåsning i modellen, sådan at hvis en varmepumpe ser rentabel ud i 2020, er den der i resten af den betragtede periode.

Mange decentrale kraftværker modtager i dag støtte via grundbeløbet, som udgøres af to støtteordninger, der udløber i henholdsvis 2018 og 2019. Over 60 pct. af de gasfyrede anlæg runder 20 års levetid før 2018. For flere anlægs vedkommende er grundbeløbet af en sådan størrelse, at grundbeløbsbetalinger i relativt få år, er nok til at nutidsværdien af en hovedrenovering i fx 2016 er positiv. Når man er ejer af en motor med behov for en hovedrenovering vil det dog formentlig være mere attraktivt at udskyde hovedrenoveringen for derigennem at modtage grundbeløbet indtil dets udløb og derpå vurdere rentabiliteten i en hovedrenovering. Af den årsag er alle hovedrenoveringer, der "burde" finde sted før 2020 udskudt til 2020, for ikke at være overoptimistisk mht. hovedrenoveringernes omfang før udfasningen af grundbeløbet.

Modelresultaterne peger generelt på, at det vil være attraktivt at investere i en varmepumpe. En biomassekedel vil være særdeles attraktiv, hvis værkerne tilales at investere i en sådan enhed.

Der eksisterer en yderligere usikkerhed omkring den decentrale kapacitetsudvikling i DK1, idet indkøbet af manuelle reserver sker på korte kontrakter. I DK2 sker indkøbet på lange kontrakter. Det nuværende indkøb har således som konsekvens, at kapaciteten ikke skal indregnes i kapaciteten, der eksisterer på almindelige markedsvilkår. Når indkøbet i DK1 sker på korte kontrakter, betyder

det, at det principielt kan være forskellige anlæg, der indgår i reserven fra dag til dag. Det er derfor uklart, hvordan kapaciteten, der eksisterer på almindelige markedsvilkår udvikler sig. De værker, der i dag indgår i den manuelle reserve, indgår i bruttokapaciteten fra Energiproducenttællingen, der ligger til grund for beregningen af udviklingen i den decentrale kapacitet. Uden hensyntagen til indkøbet af manuelle reserver i DK1 antages det implicit, at reservekøbet ikke påvirker kapaciteten, da der ikke indgår en reservebetaling i kapacitetsfremskrivningen for den decentrale kapacitet.

I beregningerne er det antaget, at indkøbet sikrer 300 MW kapacitet i DK1, som ellers ville være lukket i beregningerne for de decentrale kraftværker.

8.2.5 Kapacitetstilpasning

En given kapacitetssammensætning skaber en prissætning, som er bestemmende for kraftværkernes indtjening. Hvis et kraftværk lukker, sker der en anderledes prissætning, som ændrer de øvrige kraftværkers indtjening. Der er således behov for en iterativ beregningstilgang for at estimere, hvilken kraftværkskapacitet der vil eksistere i de forskellige beregningsår. Principielt skal alle beregninger gentages, hver gang der sker selv den mindste ændring i systemet. I praksis er dette ikke muligt af hensyn til beregningstiden.

Generelt vil det være tilfældet, at en stor kraftværkspark vil betyde lave priser, da der i en sådan situation typisk er mere kapacitet til rådighed, sådan at de dyreste enheder ikke aktiveres og skaber en høj elpris. Faldende elkapacitet har således en balancerende effekt på elkapaciteten, idet forretningsgrundlaget for de resterende kraftværker forbedres deraf.

I praksis har Energinet.dk lavet beregninger for den nuværende kraftværkspark (en relativt stor elkapacitet) ud fra en worst-case betragtning for kraftværkerne. Denne er suppleret med beregninger for kraftværksparken, som den ser ud, når urentable kraftværker er lukket på baggrund af beregningerne baseret på den nuværende kraftværkspark. Nedgangen i elkapaciteten forbedrer den driftsøkonomi, et lukket kraftværk ville have haft, hvis det ikke var lukket, og kan tænkes at betyde, at et eller flere kraftværker alligevel ikke ville lukke. Denne påvirkning er skønnet ud fra forskellen i driftsøkonomi for de overlevende kraftværker. Via en enkelt iteration er det derpå skønnet, om prisændringerne ændrer på konklusionerne.

Usikkerhederne forbundet med beregningerne i form af fx diskonteringsatser og prispåvirkning af kapacitetsnedgang, betyder, at beslutningen om kraftværkernes fremtid ikke er truffet ud fra en simpel nutidsværdiberegning, men snarere er et kvalificeret skøn baseret på ovenstående beregninger.

8.2.6 Prisen på nye anlæg i et kapacitetsmarked og en strategisk reserve

Prisen på ny produktionskapacitet har stor betydning for størrelsen på såvel betaling som omkostning i et kapacitetsmarked og en strategisk reserve. Hvis ny kapacitet bliver prissættende, bliver det prisen på denne kapacitet, der bestemmer betalingen til al indkøbt kapacitet i et kapacitetsmarked. Grundet den købte mængde vil selv små ændringer i prisniveauet betyde store ændringer i betalingerne. Afhængigt af mængden af ny kapacitet kan også omkostningen ved et kapacitetsmarked eller en strategisk reserve være stærkt påvirket af prisen på ny kapacitet.

Det billigste anlæg vurderes at være en spidslast dieselmotor, som antages at have en kapitalomkostning på 2,75 mio. kr./MW. Dertil skal lægges årlige omkostninger til drift og vedligehold.

Et nyt anlæg vil, jf. punkt P6 i afsnit 9.1.1., kunne opnå en kontrakt på 10 år i et kapacitetsmarked. Hvis anlægget skal tilbagebetales over denne periode, og der antages en real diskonteringsrente på 5 pct., bliver den årlige omkostning 360.000 kr./MW. Hvis omkostningerne til drift og vedligehold antages at udgøre 50.000 kr./MW/år, bliver den totale årlige omkostning 410.000 kr./MW. Anlægget vil forventes at opnå en vis indtjening, som vil reducere omkostningen, men den marginale omkostning ved en dieselmotor er så høj, at dette bidrag vil være yderst begrænset.

En dieselmotor forventes typisk at have en 20 års levetid. I praksis er dog ikke alderen som sådan, der gør et anlæg udtjent, men derimod dets driftstimer. Givet det forventeligt lave antal driftstimer for et spidslastanlæg, må anlægget forventes at have en betragtelig levetid tilbage ved udløb af dets 10-års kontrakt. Denne levetid har en værdi, enten som salgsværdi eller som vindende bud i en ny kapacitetsrunde, som skal modregnes i budprisen. Det er meget usikkert, hvordan aktørerne vil indregne denne værdi.

I det nyligt indførte engelske kapacitetsmarked blev clearingprisen ca. 0,2 mio. kr./MW af et nyt anlæg. Det engelske marked er præget af højere priser, hvorfor værkerne formodentlig har indregnet en større indtjening, end der kan forventes i et dansk kapacitetsmarked, hvilket taler for en højere pris for et nyt anlæg i Danmark. Der er antaget en total omkostning til et spidslastanlæg på 0,3 kr./MW/år. Opgjort som gensalgsværdi efter 10 år, svarer det til ca. 1,4 mio. kr./MW for anlægget efter 10 års drift i et kapacitetsmarked.

Grundet det forventeligt meget lave antal driftstimer i et dansk kapacitetsmarked forventes prisen at være den samme i en strategisk reserve.

8.2.7 Energinet.dk's langsigtede strategi for kraftværkskapacitet

Energinet.dk vurderer, at det er muligt for Danmark at fastholde en høj elforsyningssikkerhed med en internationalt set lav kraftværkskapacitet. Internationalt set er den danske udbygning med primært vind og de mange udlandsforbindelser unik og giver også Danmark unikke udfordringer og muligheder. Den store vindkapacitet lægger et stort prispres på kraftværkerne, hvilket alt andet lige betyder, at flere kraftværker må lukke end ellers. Udlandsforbindelserne giver Danmark mulighed for at indpasse den megen vindkapacitet via adgang til store internationale markeder. Det er således til dels to sider af samme mønt. På samme tid giver udlandsforbindelserne mulighed for at importere energi, sådan at udlandet kan hjælpe Danmark, når vinden ikke blæser.

Det er dog ikke altid muligt at importere fra udlandet. Nogle gange havarerer kabler, andre gange har et naboland også svært ved at dække sit eget elforbrug og kan derfor ikke eksportere. Energinet.dk's beregninger tager højde for et stort udfaldsrum, hvor forbruget varierer, kraftværker havarerer, udlandsforbindelser havarerer og nabolande ikke kan levere energi. Disse beregninger viser, at Vestdanmark kan fastholde en høj forsyningssikkerhed uden ekstraordinære tiltag fra Energinet.dk's side. I Østdanmark viser beregningerne, at Danmark vil have et mindre behov for at sikre ekstra kapacitet i 2030.

Udlandsforbindelserne er i drift hele tiden, hvor de sikrer, at strømmen regionalt produceres billigst muligt og så transporteres derhen, hvor den forbruges. Når

kraftværkskapaciteten reduceres i Danmark, vil energiimporten stige i samme omgang. Det er naturligvis forbundet med en importregning at importere energi fra udlandet, men idet importen medfører en samfundsøkonomisk besparelse for Danmark, fordi strømmen produceres billigere end i Danmark, er det som sådan ikke problematisk.

Det er et politisk spørgsmål, i hvor stor grad det danske elforbrug skal kunne dækkes af national kraftværkskapacitet. I den politiske beslutning er det dog væsentligt, at omkostningerne ved beslutningen står klart, så der træffes et oplyst valg. Danmark vil formodentlig blive et af de lande i verden med den største afhængighed af udlandet. Dette gør naturligvis Danmark sårbart over for tilgængeligheden af udlandet. Hvis den udenlandske kraftværkskapacitet også reduceres kraftigt, vil det blive sværere at sikre den nødvendige import. En konsekvens vil være, at det vil blive dyrere at importere strøm, når effektsituationen er presset i Danmark, en anden kan blive, at det ikke vil være muligt at importere tilstrækkeligt energi, selv om importkapaciteten via kablerne er tilgængelig, sådan at dansk forbrug i sidste ende må afkobles. Denne risiko er prisen for at være afhængig af udlandet, men til gengæld kan der spares store investeringer i den danske elinfrastruktur.

8.2.8 Håndtering af fleksibelt forbrug

Arbejdsgruppe 3 har identificeret en række sektorer, hvor der eventuelt findes et forretningsmæssigt potentiale for frivillig forbrugsafkobling. Nødstrømsanlæg har såvel det største potentiale, som den laveste realiseringsomkostning. Disse anlæg indgår som kapacitet, der kan købes i en strategisk reserve eller et kapacitetsmarked. Det yderligere potentiale inden for bygninger, el-intensiv industri og industrigasser udgør ca. 165 MW. Hvis realiseringsomkostningen for denne kapacitet viser sig tilstrækkeligt lav og aggregatorerne formår at opsamle potentialet, ligger der således en potentiel samfundsøkonomisk upside i forhold til at sikre tilstrækkelig kapacitet.

På grund af usikkerheden omkring realisationen er dette potentiale udeladt i beregningerne. Derudover eksisterer der også et potentiale inden for det øvrige klassiske forbrug, hvis egentlig fleksibelt forbrug (prisdrevet forbrugsforskydning) realiseres. Der foreligger i øjeblikket ikke potentialeestimer af en kvalitet, som vurderes tilstrækkelig til at inddrage i Markedsmodel 2.0. Dette potentiale er der derfor også set bort fra i beregningerne.

8.2.9 Transaktionsomkostninger i kapacitetsmarked

Antagelser i UK og Danmark:

	UK	Danmark
Vurderet tidsperiode	10 år	10 år
Omkostninger pr. aktør, medarbejder	1-2 FTE	1 FTE
Omkostninger pr. medarbejder, inklusive overhead	0,5 mio. kr.	1 mio. kr.
Antal selskaber (antal store balanceansvarlige + 2 nye forbrugsansvarlige)	77-277	10
Institutionelle omkostninger (færre stor-driftsfordele). Tal for Danmark inkluderer international koordinering.	34 mio. kr.	14 mio. kr.
Indkøbt mængde	49.000 MW	5.000 MW
Administrative omkostninger pr. MW/år, DKK	4.000	4.800

Behandling af udlandsforbindelser: Markedsmodel 2.0 og analysen "Elforsyningssikkerhed i Danmark."

I Markedsmodel 2.0. behandles udlandsforbindelsers værdi for forsyningssikkerheden på baggrund af Energinet.dk's almindelige praksis via FSI-modellen. I analysen der ligger til grund for rapporten "Elforsyningssikkerhed i Danmark" videreudvikles der på denne tilgang ved at inkludere nabolandenes kraftværkskapacitet endogent i modellen. Nedenfor beskrives tilgangen i før nævnte analyse mere præcist, hvor der konkluderes at Energinet.dk's almindelige praksis omkring sandsynlighederne for at udlandet kan levere har en de facto mere konservativ tilgang til at fastlægge udlandsforbindelsers værdi end videreudviklingen i konsensusanalysen.

I analysen "Elforsyningssikkerhed i Danmark" beregnes effekttilstrækkeligheden i det danske elsystem med SISYFOS modellen. SISYFOS er samme modeltype som FSI-modellen, som også stammer fra SISYFOS. SISYFOS beregner hyppigheden af forventet effektmangel (LOLP) samt to versioner af ikkeleveret energi (EUE med og uden følgeeffekter ved effektmangel). SISYFOS beregner desuden gennemsnitlig effekttilgængelighed, importafhængighed og en række andre nøgletal.

Nedenfor ses en kort gennemgang af nogle af de forudsætninger som ikke er helt ens mellem SISYFOS og FSI.

Forudsætninger for geografisk opløsning, herunder haverier

Der arbejdes med tre datasæt med forskellig geografisk opløsning:

- Data2: Dækker kun Danmark (fordelt på to elområder: DK1 og DK2).
- Data16: Dækker Danmark (2 områder), Norge (5 områder), Sverige (4 områder), Finland (ét område), Tyskland (2 områder), Holland (ét område) og Storbritannien (ét område).
- Data9: Forenklet version af Data 16 med kun 9 elområder: Danmark (2 områder), Norge (ét område), Sverige (3 områder), Finland (ét område), Tyskland (ét område) og Holland (ét område).

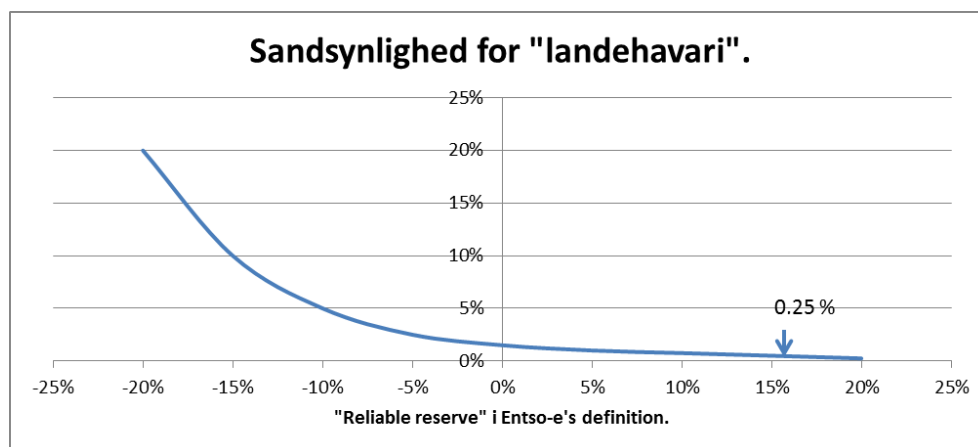
Forbindelser til lande uden for datasættet repræsenteres ved et antal forbindelser til lande, der kan "havarere" med en vis sandsynlighed (ud over at forbindelserne også kan havarere). Dvs. at lande uden for datasættet beskrives som "kraftværker" med en vis havarisandsynlighed (der afhænger af kapacitetssituationen i landet).

For både Data16, Data9 og Data2 er der en række forbindelser mellem områder i modellen og områder uden for modellen. Disse modelleres ved tilfældige haverier af ledningerne til disse områder/lande kombineret med tilfældige "haverier" af de områder/lande, hvorfra ledningerne kommer – i det følgende kaldet "landehaverier" og forkortet LH. Der benyttes kun en LH-værdi for lande uden for modellen.

I den regionale beregning på DK, NO, SE, FI, DE, NL og GB benyttes LH for landene Rusland, Polen, Frankrig, Estland, Litauen, Tjekkiet, Schweiz, Belgien, Østrig, Irland, Nordirland og Luxembourg.

For den nationale beregning benyttes LH for de lande, Danmark er forbundet til eller bliver forbundet med, dvs. Norge, Sverige, Tyskland, Holland og (måske) Storbritannien.

Størrelsen af LH vurderes ud fra en beregning af landenes "available reserve", således som den angives i SOAF-B. Der antages en funktionel sammenhæng mellem available reserve og landehavaritallet som vist i Figur 27.



Figur 27 Den antagne sammenhæng mellem LH og "Reliable reserve" fra ENTSO-E's Scenario Outlook & Adequacy Forecast

Der kan knyttes en række bemærkninger til de beregnede tal ud fra denne metode:

- Som hovedregel stiger LH over tid, fordi de fleste lande får lavere "reliable reserve" fremover.
- For Tyskland regner Energinet.dk med 1,5 pct.. Det stemmer med SISYFOS værdien i 2020. I 2025 regner SISYFOS med en større LH for Tyskland (5 pct.).
- For Norge er LH 0,25 pct. gennem hele perioden. Det stemmer med den værdi, der antages af Energinet.dk.
- For Sverige i gennemsnit bliver LH 0,25 pct. i dag, stigende til 0,50 pct. fra 2020. Da der imidlertid er forbindelse til SE3 og SE4, og da der er netbegrænsninger i Sverige ("snit 3" og "snit 4"), regnes med højere LH for SE3 og SE4. Her er anvendt Energinet.dk's værdier.
- For Holland regner SISYFOS med 0,25 pct. i hele perioden. Det er mindre end de 1 pct., som Energinet.dk regner med.
- For Storbritannien regner SISYFOS med 0,5-0,75 pct. Det er mindre end de 2 pct., som Energinet.dk regner med.

Forudsætninger vedrørende havari, revision og varmebinding

Der benyttes en række faktorer, som bestemmer sandsynligheden for, at værker og ledninger er til rådighed i det enkelte tidsskridt. To parametre beskriver varmebindingen: DH_constant er den andel af kapaciteten, som ikke er temperaturafhængig og derfor er til rådighed året rundt (med undtagelse af havari og revision). DH_variable er den temperaturafhængige andel af kapaciteten, som betyder mindre rådighed om sommeren. Se Tabel 3.

Vindkraft, solceller og uregulerbar vandkraft modelleres ved en årsenergimængde og en timeserie. Der optræder derfor ikke havarital m.m. for disse teknologier.

Timeværdier

Der er benyttet normerede timeværdier i MW/TWh af elforbrug, vindkraftproduktion, solcelleproduktion og uregulerbar vandkraft. Timeværdierne er simultane fra året 2013 eller 2014.

8.2.10 Beregningsoversigter – følsomhedsanalyser

8.2.11 Analyse af udfordringerne for elproduktion fra dansk kraftvarme

Flere analyser af det fremtidige energisystem (fx Klimakommissionen, 2010 og Energistyrelsens forligsanalyser, 2014) peger på eldrevne varmepumper til at producere både individuel opvarmning og fjernvarme på langt sigt. Dette hviler på, at varmepumper giver mulighed for at anvende stigende mængder vindkraft, øget VE-varmeproduktion og samtidig bidrager til energieffektivisering i samfundet ved elektrificering af varmeproduktionen.

Som udgangspunkt giver fjernvarme god mulighed for fleksibel varmeproduktion, som fungerer i samspil med fluktuerende elproduktion. Eksempelvis kan fjernvarmeleverandører have en kombination af varmepumpe og kraftvarmeanlæg eller kedler, så der ved relativt lave elpriser kan produceres på varmepumpe og ved høje elpriser på kraftvarmeanlæg eller kedel. Varme (og køling) er desuden relativt omkostningseffektivt at lagre i timer og op til et par dage hvilket giver en yderligere fleksibilitet i anvendelsen af varmepumperne.

Varmepumper og elkedler kan effektivt anvende strøm fra fx vindmøller. Dette sikrer imidlertid kun fleksibilitet i anvendelse af el til varme og ikke elproducerende kapacitet. Dermed er det også vigtigt at se på barrierer for opretholdelse af elproducerende kapacitet i fjernvarmesektoren.

Energistyrelsens analyse af fjernvarmens fremtidige rolle indeholder blandt andet en kortlægning af det fremtidige varmebehov i hele Danmark. Ifølge dette "varmeatlas" forventes fjernvarme i 2025 at dække ca. 55 pct. af varmebehovet i hele landet, og denne dækning vurderes at stige op til 62 pct. frem mod 2050. En del af denne udvidelse forventes at ske i områder, der i dag er forsynet med naturgaskedler, mens størstedelen af udvidelsen forventes at ske som følge af øget tilflytning til større byområder.

Udfordringen er imidlertid, at udbygningen af vedvarende energi samtidig resulterer i faldende samproduktion af el og varme. For at opretholde høj energieffektivitet er der behov for at øge samspillet mellem el- og varmesektoren, ikke kun ved fortsat samproduktion på VE-brændsler, men også i form af effektiv produktion af varme. I kraft af et mindre behov for elproduktion til grundlast består udfordringen i høj grad i at bevare den høje energieffektivitet i varmeproduktionen ved indfasning af elkedler og store varmepumper i fjernvarmeforsyningen og bevarelse af den elproducerende kapacitet som spidslast hvis det samfundsøkonomisk er fornuftigt.

Der i projektet diskuteret mulighederne for opretholdelse af kraftvarmekapaciteten og vilkårene for at øge fleksibelt elforbrug til varmeproduktion på elkedler og varmepumper frem mod 2030. Diskussionerne er sammenfattet nedenstående.

8.2.11.1 Opretholdelse af elkapaciteten på kraftvarmeværker

For alle kraftvarmeværker gælder det særlige forhold, at el og varme produceres i forening, men afsættes på forskellig markeder. El og relaterede produkter som fx reserver afsættes på markeder med fri prisdannelse, hvorimod varmen for de

centrale kraftvarmeværkers vedkommende afsættes på et marked med regulerede vilkår til forhandlede priser. Varmeprisen er i konkurrence fra varmekundernes alternative muligheder. Dette giver den forretningsøkonomiske udfordring, at når elpriserne falder, kan det blive umuligt at opnå et tilstrækkeligt dækningsbidrag til dækning af elsidens andel af de faste omkostninger. Et manglende dækningsbidrag på elsiden, påvirker konkurrencedygtigheden på varmeprisen. Endvidere er producenten bundet af varmetaften ligesom muligheden for overvæltning af omkostninger på varmekunderne skal vurderes ift. varmeforsyningsloven.

For de *decentrale kraftvarmeværkers* vedkommende sælges varmen typisk på hvile-i-sig-selv-vilkår, hvor varmeprisen sættes efter produktionsprisen, efter omsætningen i elmarkedet er indregnet. Den forretningsøkonomiske problemstilling omkring decentral varmeproduktion er forankret i de nuværende lovfæstede krav i projektbekendtgørelsen om at ny brændselskapacitet i naturgasfyrede decentrale kraftvarmeområder skal etableres som kraftvarme. De nuværende lave elpriser medfører, at kraftvarmen bliver en sekundær varmekilde, og at den primære varmekilde er de eksisterende naturgaskedler. Såfremt fjernvarmeområdet udvides må man dog etablere rene biomassekedler. For små kraftvarmeområder betyder kravet i praksis, at fjernvarmeværket kan vælge mellem fortsat drift af naturgaskraftvarmeværker (evt. med røggaskondensering) eller etablering af varmepumper samt solvarme. I større kraftvarmeområder er der også økonomi i at etablere biomasse kraftvarme og i nogle tilfælde geotermi.

Den forretningsøkonomiske udfordring opstår på grund af, at nogle af de naturgasfyrede kraftvarmeværker i de seneste år haft svært ved at levere en konkurrencedygtig varmepris på grund af lave elpriser og miljøafgifter^[1] sammenlignet med fx individuel naturgasvarme. Bortfaldet af grundbeløbet for de fleste decentrale naturgaskraftvarmeværker ved udgangen af 2018, vil forøge varmeprisen^[2], medmindre billigere alternativer til de eksisterende naturgaskraftvarmeværker kan etableres. De decentrale naturgasfyrede fjernvarmeområder er derfor i gang med at undersøge alternativerne. For de større decentrale områder som for nuværende har CCGT-værker ser det allerede ud til, baseret på udmeldinger fra værkernes ejere, at disse værker i vid udstrækning vil blive erstattet af biomassekraftvarme med mindre elproduktion, solvarme, biomassekedler og geotermi.

En komplikation i denne sammenhæng er en stigende tendens til, at varmemarkedets kraftvarmevolumen på kort sigt bliver mindre på grund af ny alternativ varmeproduktion baseret på afgiftsfritaget biomasse, solvarme eller overskudsvarme som ny grundlastenheder.

På elsiden er udviklingen gået mod et generelt lavere prisniveau, hvilket bevirker, at kraftvarmeværkerne har svært ved at opnå et dækningsbidrag fra elproduktionen, som kan bidrage til dækning af værkernes faste omkostninger.

Tendensen lige nu er, at kraftvarmeværkerne allerede er godt i gang med at forberede sig på en fremtid med begrænset dækningsbidrag fra elproduktion, og fokuserer på tilpasning af kraftvarmeværksporteføljen, fx ved omstilling til bio-

^[1] Dansk Energi, Analysenotat nr. 9, Muligheder for den fremtidige fjernvarmeproduktion i decentrale områder.

^[2] Grøn Energi, Frafald af grundbeløb – konsekvenser for varmepris, 2014.

massevarmeproduktion med lille eller ingen elproduktion på eksisterende kraftvarmewærker og supplement fra solvarme, elpatroner og/eller varmepumper til varmeproduktion ved lave elpriser. I de centrale kraftvarmeområder er det i høj grad varmegrundlaget, der afgør hvilke værker, der lukkes, og hvilke der ombygges og levetidsforlænges til fortsat kraftvarmedrift.

Senest har forligskredsen bag den nugældende energiaftale i efteråret 2014 besluttet, at de 50 dyreste decentrale kraftvarmewærker skal have bedre forudsætninger for at planlægge og få godkendt nye projekter med store varmepumper. Derfor er forudsætningerne for de samfundsøkonomiske beregninger for varmepumpeprojekter ændret, så det fremadrettet bliver indregnet rigtigt i projektforslagene, at varmepumperne kan udnytte perioder med lave elpriser. Ændringen, som betyder en beregningsmæssig lavere elpris, vil gøre det lettere for værkerne at lave de samfundsøkonomiske beregninger, der kræves, for at kommunerne kan godkende varmepumpeprojekterne. De små værker, der ikke kan få god økonomi i et varmepumpeprojekt, får i stedet mulighed for at opstille en lille biomassekedel.

De nye tiltag skal ses i tilknytning til Finanslovsaftalen for 2015. Heri blev der afsat midler til et rejsehold for varmepumper og demonstration af storskalavarmepumper. Den samlede pakke forventes af energiforligskredsen at kunne give et markant løft i udbygningen med eldrevne varmepumper til supplerende varmeproduktion på de decentrale kraftvarmewærker.

For de danske kraftvarmewærker med udtags-teknologi kompliceres situationen også af, at der på europæisk plan stilles krav indenfor områder som energieffektivisering, miljø- og konkurrenceforhold, som skal sikre lige vilkår for producenter i de enkelte lande; men som ikke tager hensyn til de danske kraftværkers kombinerede el- og varmeproduktion. Fx i BREF-regi (*Best available technology REFERENCE*) arbejdes der i EU-direktiver udelukkende med 2 anlægstyper indenfor store kraftværker: Modtryks- eller kondensanlæg. I Danmark er de fleste centrale kraftværker udtagsanlæg, hvilket betyder, at de i praksis ofte producerer som modtryksanlæg i varmesæsonen og som kondensanlæg i sommermånedene. Denne fleksibilitet i produktionen ligger udenfor EU-direktivernes begrebsverden, der slet ikke tager hensyn til udtagsværkernes teknologi og muligheder for teknisk substitution af output fra produktionsprocessen.

Følgende elementer kan bidrage til at elproduktionskapaciteten på kraftvarmewærker fastholdes:

- Økonomiske indtjeningsmuligheder på både el- og varmesiden
- Investorsikkerhed gennem forudsigelige og stabile rammebetingelser fremadrettet
- Stabile regulatoriske rammebetingelser for allerede foretagne investeringer
- Lige konkurrenceforhold på europæisk plan ved at undgå forvridende, nationale særregler

Specielt for de centrale kraftvarmewærker kan det bidrage til fastholdelse af elkapacitet, at der skabes:

- Hensyntagen i EU-forordninger til udtagsanlæg og ikke blot kategorisering i kondens- og modtryksanlæg.
- Fælles/koordineret regulering af el og varme, så varmekunderne forsat er interesseret i et fælles ejerskab til de centrale varmeanlæg. Pt kan Energinet.dk principielt set regulere/påbyde på el siden uden hensyn til eller ansvar overfor varmekunderne, hvilket potentielt kan skabe usik-

kerhed omkring investeringer vedrørende økonomi og varmemforsynings-sikkerhed.

8.3 Bilag til fleksibel forbrugsafkobling

8.3.1 Overblik over potentialet

8.3.1.1 Samlet potentiale for 2020-2030

Det maksimale potentiale for frivillig forbrugsafkobling er for de enkelte sektorer opgjort pr. måned, ugedag og time (se Appendiks) foruden en geografisk fordeling iht. de to danske prisområder (DK1 og DK2).

Data er behæftet med forskellige usikkerheder og begrænsninger. Desuden er omkostningerne (kr./kWh) for den enkelte sektor ikke nødvendigvis udtryk for den pris, hvormed der vil blive budt ind i markedet, da fx transaktionsomkostningerne og VOLL-betragtninger ikke er inkluderet.

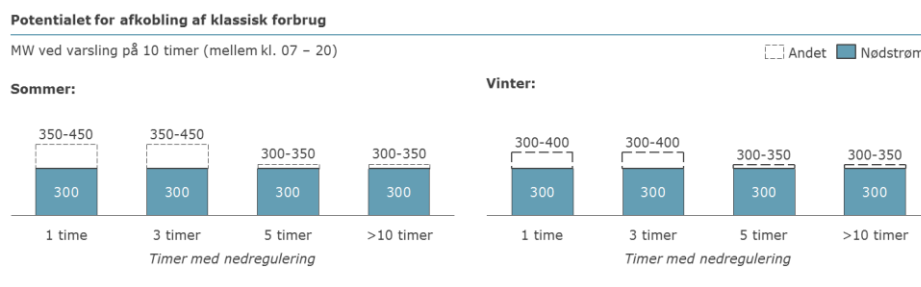
8.3.1.2 Potentiale inden for klassisk elforbrug

Karakteren af det fleksible forbrug har afgørende betydning for hhv. størrelsen af potentialet på et givet tidspunkt og anvendeligheden på en given markedsplads. Der er identificeret følgende parametre, der udgør de primære indikatorer for, hvilket elmarked de enkelte sektorer bør sigte efter⁵⁵:

- Varslingstid – hvor længe i forvejen skal forbrugeren kende til afkoblingen?
- Varighed – hvor længe kan forbrugeren være afkoblet?
- Investeringsbehov – hvor meget teknisk udstyr er påkrævet? Fx til kommunikation, automatisk start/stop foruden udstyr til online måling, hvis forbruget skal deltage på systemydelsesmarkedet
- Aktiveringsomkostning (kr./kWh) – som indeholder den tekniske pris for at blive aktiveret og evt. forbrugers omkostning ved ikke at forbruge el/producere sin vare?

Derudover kommer en begrænsning ift. årstiden. Fx belysning hos gartnerier og generel opvarmning, der primært finder sted i vinterhalvåret, vil udgøre et mindre potentiale i sommerhalvåret. Der er også identificeret døgn og ugeafhængigheder, men disse er vurderet minimale ift. halvårsudsvingene, da de forskellige forbrugstypers karakteristika udligner hinanden. Oversigten viser der er forskelle for de enkelte sektorer.

Figur 28 Potentiale for forbrugsafkobling fra eksisterende klassisk forbrug



⁵⁵ Dette er implicit også udtryk for en række barrierer, som behandles i kapitel 3.

Inden for det klassiske forbrug er det gennemsnitlige potentiale for frivillig forbrugsafkobling 300-450 MW, som primært er baseret på aktivering af nødstrømsanlæg⁵⁶, men også indeholder bidrag fra bygninger, el-intensiv industri og industrigasser. Tallet er ex bidrag fra gartnerier og fryselagre, som i dag ligger størstedelen af deres forbrug uden for det tidsrum (kl. 8-20), hvor situationer med effektknaphed forventes at forekomme. (se detaljer i Appendiks)

Enkelte nødstrømsanlæg agerer allerede i dag på markedet for systemydelser, da de ikke har de samme barrierer som de øvrige forbrugstyper. Men en væsentlig øget deltagelse af nødstrømsanlæg er som for de øvrige forbrugstyper afhængig af forbedret økonomi fx via reservebetaling eller flere/højere prisspidser.

Andre forbrugstyper, der ikke indgår i analysen på grund af høje investeringsomkostninger pr. kWh, er fx elvarme i boliger og sommerhuse samt kølediske i detailhandlen. Dette forbrug forventes aktiveret, når aggregatorfunktionen er implementeret.

8.3.1.3 Potentiale inden for nyt elforbrug

Potentialet for elbiler i 2035 vurderes til at være 100-200 MW afhængigt af tidspunktet på døgnet, mens det for varmepumper til procesindustri og individuel opvarmning⁵⁷ er vurderet til 600-700 MW. Teknologien er i hastig fremgang og varmepumper til opvarmning forventes at kunne være afbrudt i op til tre timer afhængigt af bygningens egenskaber for varmeakkumulering.

Udrulningen af disse nye forbrugstyper er endnu ikke af en størrelsesorden, hvor det er muligt at oplyse behovet for investeringer i udstyr eller omkostninger forbundet med en frivillig afkobling. Så vidt det er muligt, så skal ny installationer indeholde den tekniske løsning til at agere fleksibelt, for at undgå retrofitting. Der er ca. 3.000 elbiler og ca. 60.000 individuelle varmepumper.

Endvidere er forbrugstyperne karakteriseret ved mange små enheder, der nødvendiggør en løsning baseret på en aggregatorfunktion. Med denne vil afkoblingsperioden specielt for varmepumper også kunne forlænges, idet der kan laves rullende udtag over længere perioder end den enkelte varmepumpe kan klare, hvorfor en andel af forbrugsenheden på skift tages ud af drift, når effekttilstrækkeligheden er udfordret.

⁵⁶ Nødstrømsanlæg er egentlig ledig produktionskapacitet, men er historisk set betragtet som forbrug.

⁵⁷ Al rumopvarmning hos erhverv, private og den offentlige sektor i det åbne land (forskelligt fra fjernvarmeområderne).

8.3.2 Detaljerede potentialer pr. type/sekter

Figur 29 Samlede identificerede potentialer (sommer, kl. 8-20)

Sektor	Varsling	Varighed	Potentiel MW (kl. 8-20)	Omkostning kr. pr. kWh	Investering pr. MW	Relevans for at forbedre situationer med effektknaphed
Nødstrøm	< 15 min	Ingen begr.	300 MW	1,50 – 2,00	70.000 kr. *	
Bygninger	< 15 min	4 timer	130 MW ***	< 1,00	0-800.000 kr.	
El-intensiv industri	< 15 min.	10 timer	~20 MW	> 10,00 **	100.000 – 300.000 kr.	
Industri-gasser	10 timer	Ingen begr.	~15 MW	> 10,00 **	0 kr.	
* Inkluderer online måling, som giver adgang til regulerkraft-markedet ** Der er ikke angivet aktiveringspriser, hvorfor forbruget kun forventes at være fleksibelt i særlige situationer med høje priser *** Ekskl. potentialet for belysning, da dette kun kan afkobles i 15 min						
Sektor	Varsling	Varighed	Potentiel MW (kl. 8-20)	Omkostning kr. pr. kWh	Investering pr. MW	Relevans for at integrere vedvarende energi
Varmepumper	< 15 min.	3 timer	600-700 MW	1-10,00	0-800.000 kr.	
Elbiler	< 15 min.	1-3 timer	100-200 MW	1-10,00	~0 kr.	

8.3.2.1 Nødstrømsanlæg

Potentialet af nødstrømsanlæg udgør 300 MW og kan karakteriseres som fleksibelt forbrug i de situationer, hvor anlægsejeren overgår til nødforsyning i stedet for offentlig forsyning. I tilfælde af samtidighed mellem markedsdrevet forbrugsafkobling og et faktisk behov for nødstrøm, vil det være sidstnævnte situation, der har højeste prioritet.

Virksomhedsejeren kan som alternativ til at overgå til nødforsyning direkte byde nødstrømsanlæggene ind i elmarkedet, hvorved anlæggene vil fremstå som produktionskapacitet frem for afbrydeligt forbrug. Allerede i dag bydes dagligt 30 MW ind på markedet for manuelle reserver. Hvorvidt de øvrige 270 MW vil blive aktiveret i elmarkedet og om de vil fremstå som produktionskapacitet eller bidrage til afbrydeligt forbrug vil blandt andet afhænge af incitamenterne på markedet (se appendiks med detaljerede business cases). Umiddelbart forventes det dog, at de større anlæg fortsat vil blive håndteret som produktion, mens de mindre anlæg kan bidrage til at sikre en diversitet i porteføljen hos en tredjepartsaggregator.

Figur 30 Potentialeafdækning for nødstrømsanlæg

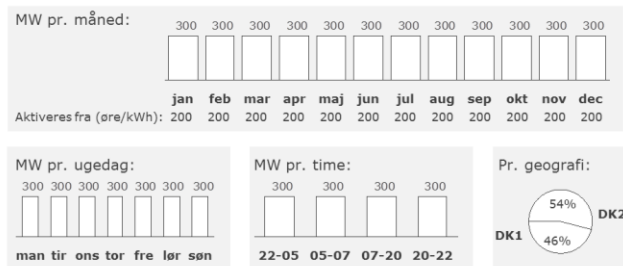
Potentiale beregning for nødstrømsanlæg

Nødstrømsanlæg kan agere fleksibelt på alle dage i hele døgnet, og forventes at have et potentiale på 300 MW. Det forventes, at kapaciteten er jævnt fordelt i landet.

Potentiale i MW og
estimeret investering



Fordeling af potentialet



Baggrund for beregninger og fordelinger

- Fordeling af anlæggene:**
- Der vurderes at være ca. 100 MW på sygehuse (Elkraft 2002, EA 2008), 70 MW på spildevandsanlæg (COWI, ESVA), 35 MW ved institutioner herunder politiet, DR m.fl. (EA 2008), 100 MW hos større virksomheder (Grøntmij 2009)
- Aktiveringspris:**
- Driftsomkostningerne er estimeret til at være 1,50-2,00 kr. pr. kWh, som svarer til prisen for diesel
 - Investeringen er tjent ind efter de første 4 timer med prisloft på 3000 euro pr. MWh

* Pga. det lave behov for varsel er investeringen regnet ud fra tilslutning til regulerkraftmarkedet (dvs. inkl. online måling)
Def: Varsel er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. Varighed er den gns. periode som potentialet afkobles i
Kilde: Henning Parbo, Energinet.dk (marts 2015)

1

Potentiale beregning for nødstrømsanlæg

Område	Kilder	DK1	DK2
SYGEHUSE	- Elkraft (2002): 27,4 MW* baseret på 30 sygehuse - EA (2008): 63 MW baseret på 47 sygehuse - Det vurderes, at kapaciteten siden er vokset yderligere - Fordelt mellem DK1 og DK2 af EA	35 MW	65 MW
VANDBEHANDLING	- COWI (ESVA): Der kan være 70-80 MW kapacitet på nødstrømsanlæg på spildevandsanlæggene - Baseret på ekstrapolation fra Marselisborg anlægget - Fordelt mellem DK1/2 vha. tal fra Miljøstyrelsen	43 MW	27 MW
ØVRIGE DANSKE INSTITUTIONER**	- EA (2008): Der er 35 MW kapacitet fordelt på 17 større nødstrømsanlæg - Fordelt mellem DK1 og DK2 af EA	12 MW	23 MW
STØRRE VIRKSOMHEDER	- Grøntmij (2009): 50 MW på større virksomheder i Østdanmark samt 20 MW hos forsikringselskaber - Det antages at der er 50/50 MW i DK1 og DK2, hvilket er et konservativt skøn baseret på DST-GF6	50 MW	50 MW
		140 MW	165 MW

* Omregnet fra kVA (34,3 kVA * 0,8)

** Vestsjællands Politi, Øresundsbro Konsortiet, Christiansborg, Kriminalforsorgen, DR-Byen, Naviair, Statens Seruminstitut og Bane Danmark

2

8.3.2.2 Bygninger

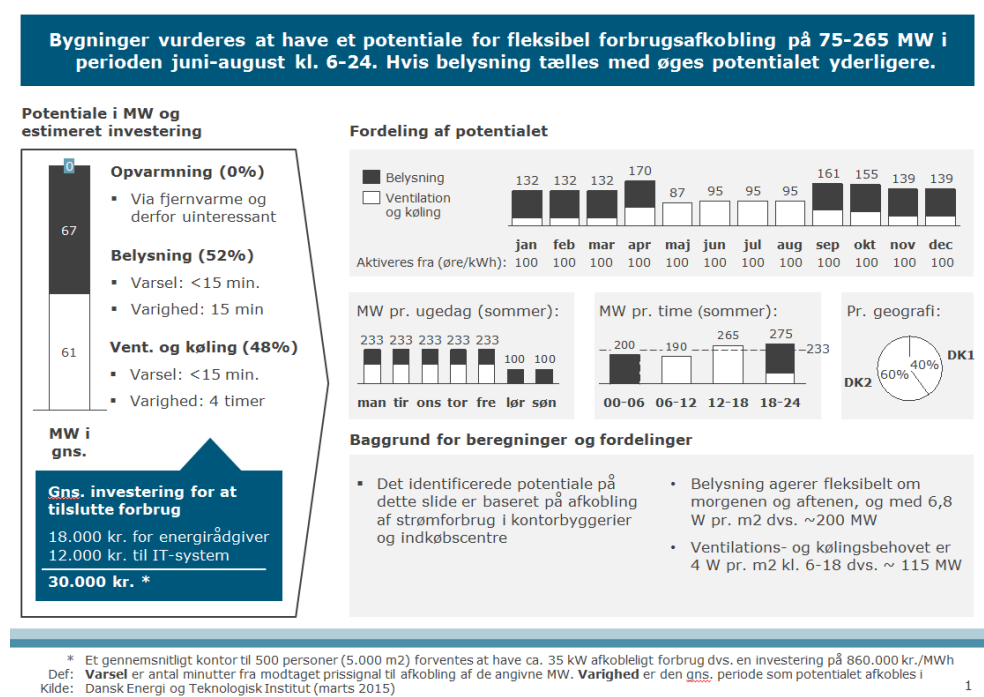
Bygningspotentialet er opgjort på basis af handel, service og det offentlige⁵⁸ og består af gennemsnitligt 130 MW til ventilation og køling i sommerperioden,

⁵⁸ "Sådan bliver bygninger aktive medspillere i det intelligente energisystem". Branche-foreningen for intelligent energi.

mens det i vinterperioden gennemsnitligt er 60 MW. Belysning er ikke medtaget, idet energibesparelser forventes at eliminere dette som et fleksibilitetspotentialle.

Det er svært at prissætte investeringen i styrings- og kommunikationsanlæg, hvor der er nævnt tal mellem 20-100.000 DKK. Under alle omstændigheder er omkostningen meget høj pr. bygning ift. potentialet (se bilag med Detaljerede business cases). Dette betyder, at hvis bygninger i væsentlig grad skal indgå i frivillig forbrugsafkobling, er det nødvendigt, at der kobles andre ydelser hertil, som fx energieffektivisering af hele bygningens drift. Det optimale marked for bygningsmassen vil være spotmarkedet, hvor der fx kan byde ind med prisafhængige bud, som grundet sjældne aktiveringer vil kunne håndteres manuelt og dermed reducere investeringsbehovet.

Figur 31 Potentialeafdækning for bygninger



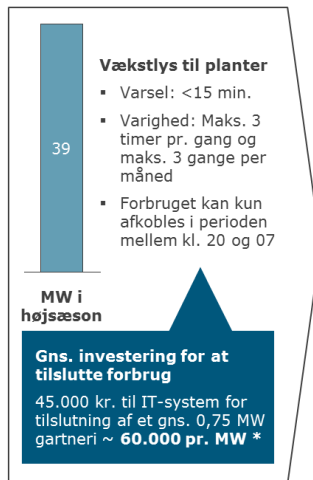
8.3.2.3 Gartnerier og fryselagre

Gartnerier og fryselagre har for nuværende indgået aftaler med deres elleverandører om, at størstedelen af elforbruget skal placeres uden for spidslastsituationer som er i weekender og efter kl. 18. Det er med dette udgangspunkt, at data er indsamlet. Disse brancher udviser altså allerede en fleksibilitet, drevet af aftaler med elhandlerne, og som understøtter elsystemets behov for at flytte elforbruget væk fra de timer, hvor effektknapheden forventes at opstå.

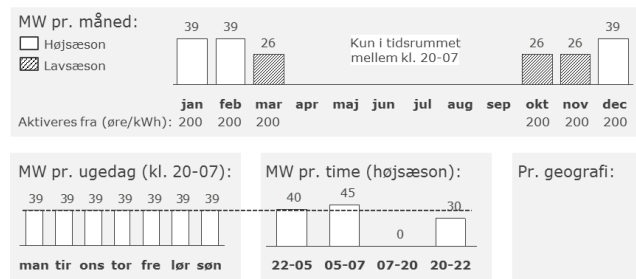
Gartnerier har med deres korte varslingstid umiddelbart mulighed for at agere på systemydelsesmarkederne, men grundet deres høje investeringsomkostninger alene til central styring af afbrydelighed sammenholdt med et lille potentiale pr. virksomhed, vil en forsat deltagelse på interday- eller evt. intra-day være at foretrække. Tilsvarende situationer er gældende for fryselagre.

Figur 32 Potentialeafdækning for gartnerier

Potentiale i MW og estimeret investering



Fordeling af potentialet



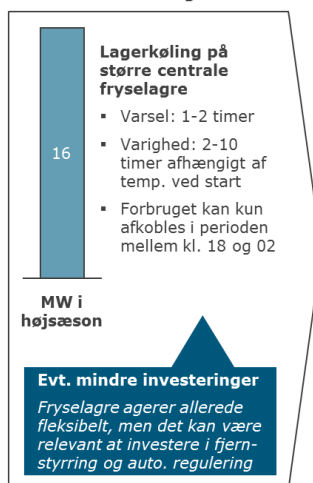
Baggrund for beregninger og fordelinger

- Belysning:
- Der er ca. 60 gartnerier samlet set på gns. 15.000 m². De belyses af armaturer på 50 W pr. m²
 - Det svarer til et samlet afkoblingspotentiale på 45 MW i tidsrummet kl. 05-07 når lyset er fuldt tændt
- Investering i IT-udstyr:
- Det er estimeret, at et gartneri skal investere omkring 45.000 kr. for at gøre forbruget fleksibelt (0,75 MW)
 - Ved 3+ timer pr. år med prisloft i day-ahead på € 3.000 pr. MWh er tilbagebetalingstiden under 1 år

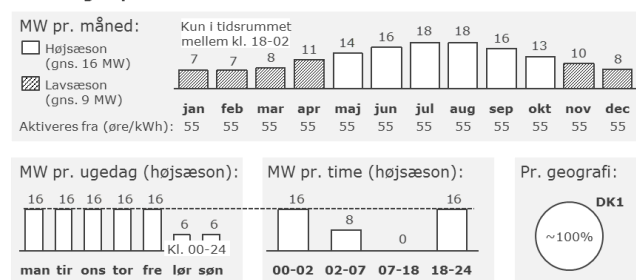
* Pga. den begrænsede varighed pr. år er investeringen regnet ud fra fleksibilitet på spotmarkedet (dvs. aktivering ved situationer med prisloft)
 Def: **Varsel** er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. **Varighed** er den gns. periode som potentialet afkobles i
 Kilde: Leif Marienlund, Dansk Gartneri (marts 2015)

Figur 33 Potentialeafdækning for fryselagre

Potentiale i MW og estimeret investering



Fordeling af potentialet



Baggrund for beregninger og fordelinger

- Der er samlet 227 kølagre, men her regnes kun med de 25 større centrale fryselagre som gns. har 0,28-0,72 MW afkoblingspotentiale afhængigt af årstid og temperatur
- Det svarer til et samlet afkoblingspotentiale på maks. 7-18 MW
- De centrale fryselagre planlægger nedkølingen i perioder med lave elpriser på day-ahead-markedet
- I knaphedssituationer med prisloft på € 3.000 pr. MWh planlægges forbruget for at undgå dette

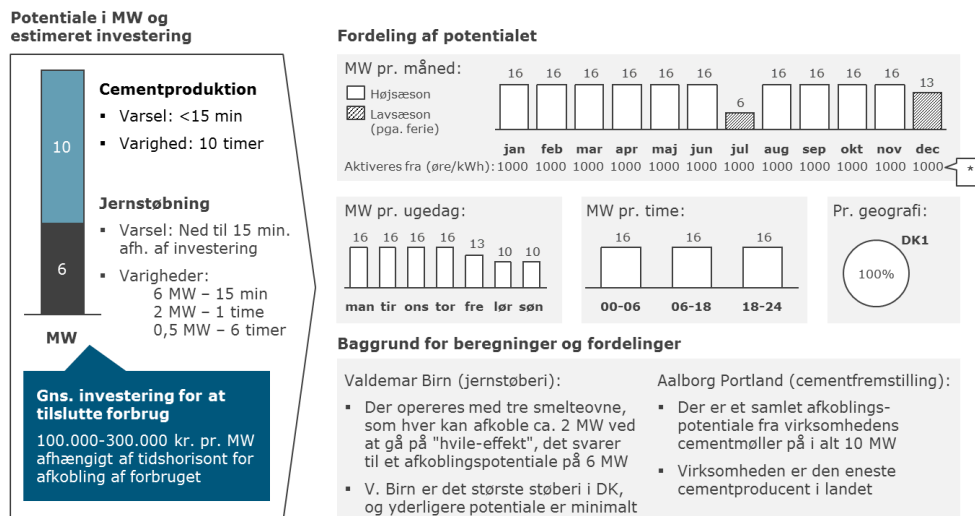
Def: **Varsel** er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. **Varighed** er den gns. periode som potentialet afkobles i
 Kilde: Marie Holst og Sune Thorvildsen, Dansk Industri (marts 2015) med data fra Agri-Norcold og CS Gruppen

8.3.2.4 El-intensiv industri

Sektoren el-intensiv industri dækker blandt andet over cementfremstilling og jernstøberier, hvoraf flere virksomheder allerede i dag er aktive på spotmarkedet. Her har betydningen af tabt produktion meget stor værdi, hvorfor det kun er situationer med meget høje priser, der udløser afbrydelighed via omlægning af produktionsprocesserne.

Det er dog ikke nødvendigvis værdien af den tabte produktion, der bestemmer om industrien vil have incitament til at tilbyde afbrydeligt forbrug. Hvis industri-virksomheder kan installere egne tiltag, som fx individuel nødstrøm eller lignende, er det omkostningen ved at anvende disse tiltag, der bestemmer industriens (og andre aktører i øvrigt) omkostning til at tilbyde fleksibelt forbrug.

Figur 34 Potentialeafdækning for el-intensiv industri

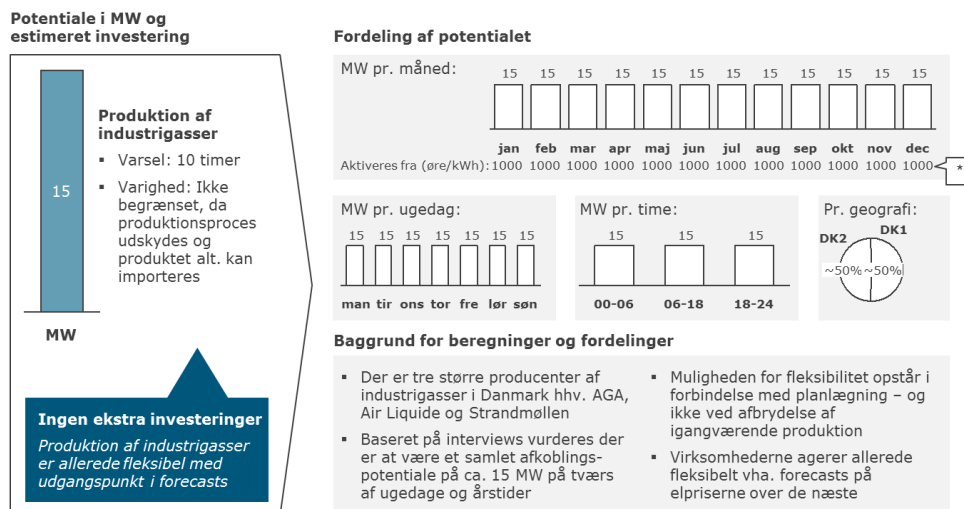


* Aktiveringsprisen er ikke opgivet, så derfor er prisen sat konservativt højt.
Def: **Varsel** er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. **Varighed** er den gns. periode som potentialet afkobles i
Kilde: Jørgen Johansen, V. Birn og Marie Holst, Dansk Industri (marts 2015) baseret på interviews med Aalborg Portland

8.3.2.5 Industriegasser

Producenter af industriegasser agerer allerede prisfleksibelt på spotmarkedet, idet de byder prisafhængigt ind på Nord Pool. Når først produktionen, som er meget langvarig, er sat i gang, vurderes det for dyrt, at afbryde denne ved høje elpriser i de øvrige elmarkeder. Derfor er det kun relevant for denne industriegren at agere på spotmarkedet, da en meget høj spotprisbetyder, at egenproduktion af gasser fravælges og i stedet køber producenten selv på det europæiske marked.

Figur 35 Potentialeafdækning for industrigasser



* Aktiveringsprisen er ikke opgivet, så derfor er prisen sat konservativt højt
 Def: **Varsel** er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. **Varighed** er den gns. periode som potentialet afkobles i
 Kilde: Marie Holst og Sune Thorvildsen, Dansk Industri (marts 2015) baseret på interview med AGA

8.3.2.6 Landbrug

Derudover er potentialet også undersøgt i det primære landbrug (malkekvægs- og svinebedrifter)⁵⁹, hvor ca. 20 pct. kan agere prisfleksibelt svarende til < 34 MW fordelt på ca. 25.000 arbejdssteder. Med så lille et potentiale fordelt på så mange geografiske enheder er det ikke et forbrug, der er værd at forfølge her og nu.

8.3.2.7 Erhvervs- og servicesektoren

Potentialet i erhvervs og servicesektoren er i dette konservative skøn vurderet ubetydeligt⁶⁰, idet kun ganske få virksomheder har større lokaler, der opvarmes via elvarme og kun hver tiende har en nødstrømsgenerator, der i de fleste af tilfældene er mindre end 500 kW.

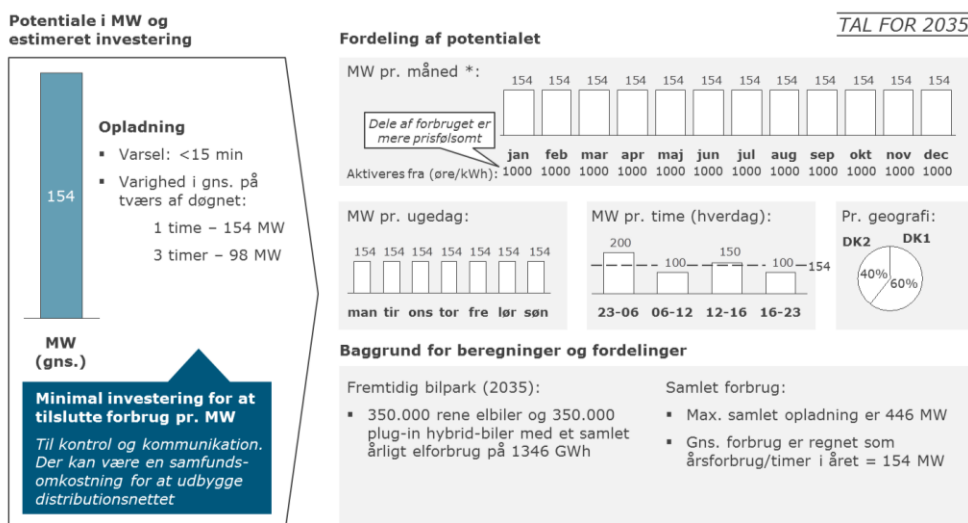
8.3.2.8 Elbiler

Potentialet for elbiler i 2035 vurderes til at være 100-200 MW afhængigt af tidspunktet på døgnet. Hvor potentialet falder fra max 190 MW til 100 MW når afbudsperioden forlænges fra en til tre timer.

⁵⁹ Kilde: Mailkorrespondance med AgroTech marts 2015.

⁶⁰ Rundspørge udført af Dansk Erhverv blandt 449 af deres medlemsvirksomheder februar 2015.

Figur 36 Potentialeafdækning for elbiler



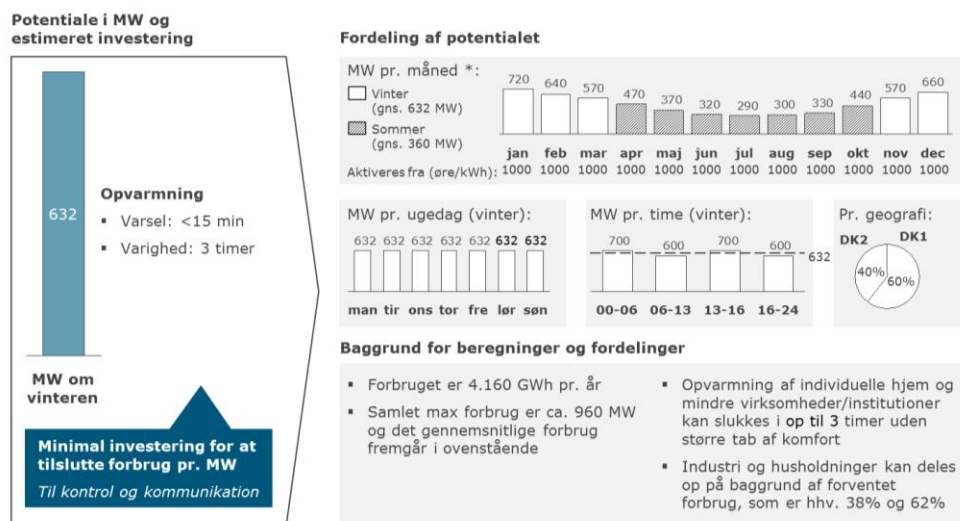
* Forbrugsmonster hen over året og adfærd i øvrigt er ukendt foruden tekniske kapacitet af batteri ift. fx udendørstemperatur, A/C- og varmebehov. Derudover er aktiveringsprisen ukendt, men antages at være under 10 kr. pr. kWh.
 Def: Varsel er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. Varighed er den gns. periode som potentialet afkobles i
 Kilde: Loui Algren, Energinet.dk (marts 2015)

8.3.2.9 Varmepumper

Potentialet for varmepumper er totalt set vurderet til 600-700 MW i vinterperioden og dækker både procesindustri og individuel opvarmning⁶¹ med en fordeling på hhv. 38 og 62 pct.. Teknologien er i hastig fremgang og varmepumper til opvarmning forventes at kunne være afbrudt i op til tre timer afhængigt af bygningens egenskaber for varmeakkumulering.

⁶¹ Al rumopvarmning hos erhverv, private og den offentlige sektor i det åbne land (svarende til område 4, der ikke er dækket af fjernvarme).

Figur 37 Potentialeafdækning for varmepumper



* Forbrugsmonster hen over året er ukendt behov. Derudover er aktiveringsprisen ukendt, men antages at være under 10 kr. pr. kWh.
 Def: **Varsel** er antal minutter fra modtaget prissignal til afkobling af de angivne MW. **Varighed** er den gns. periode som potentialet afkobles i
 Kilde: Loui Algren, Energinet.dk (marts 2015) baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger (sep, 2014)

2

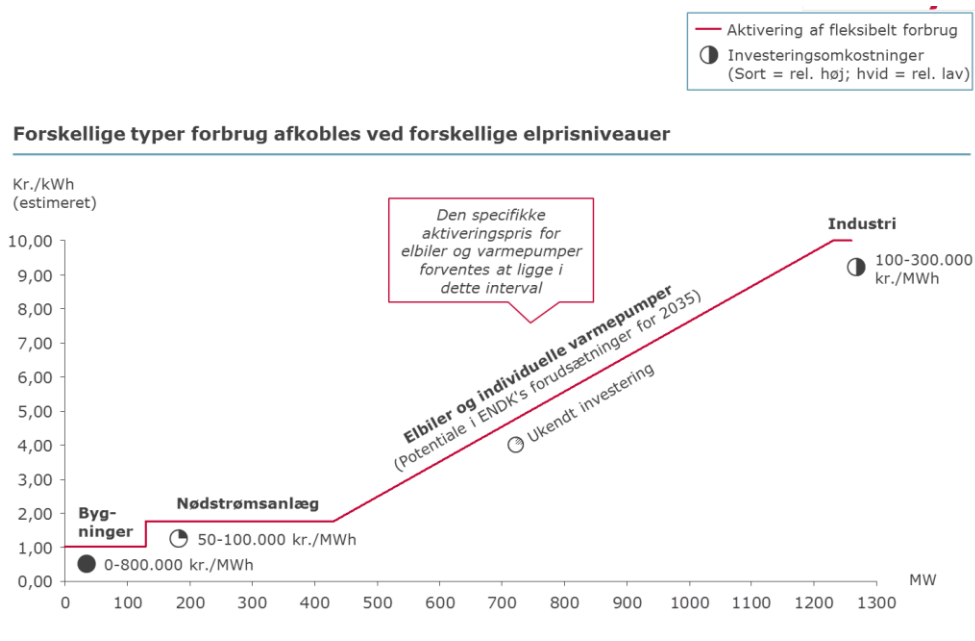
8.3.3 Aktiverings- og investeringsomkostninger

Omkostningerne for at blive aktiveret i elmarkedet varierer fra sektor til sektor, hvor de undersøgte brancher viser at bygninger har de laveste og industrien de højeste aktiveringsomkostninger. Sammenlignes med den makisamle pris i elmarkedet på 22,5 kr/kWh⁶², indikerer det, at forbrugsafkobling er konkurrence-dygtig ift. aktiveringspriserne i elmarkedet.

I figuren er samtidig vist investeringsomkostningen for at hhv. bygninger, elbiler, individuelle varmepumper og industri aktivt kan deltage på spotmarkedet, mens prisen for nødstrømsanlæg er for deres nuværende deltagelse på markedet for manuelle reserver.

⁶² Baseret på prisloftet som er 3000 €/MWh.

Figur 38 Aktiveringsomkostninger for Potentiale for forbrugsafkobling fra eksisterende klassisk forbrug



Aktivering- og investeringsomkostningerne er ikke mulige at estimere for elbiler og individuelle varmepumper på grund af en lille markedspenetrationsgrad. Det forventes dog, at disse forbrugsenheder vil have differentierede aktiveringsomkostninger fx i forhold til tidspunktet på døgnet og hvor lang opladningstid elbilen har inden næste køretur. Dertil kommer en forventning om et meget større individuelt forbrugsmønster end for de andre forbrugstyper.

8.3.4 Business cases for fleksibel forbrugsafkobling

Større nødstrømsanlæg har en god business case for fleksibelt forbrug

Der er økonomisk logik i at anvende de eksisterende større nødstrømsanlæg til fleksibelt at afkoble i de situationer, hvor elsystemet er presset på grund af effektknaphed. Det antages, at anlæggene også kan levere strøm til nettet.

I situationer med 0,5-1,8 timer pr. år med prisloft har de større anlæg udsigt til potentiel indtjening – hvad enten fremtiden byder på et energy only-marked, hvor der givetvis vil være timer med priser på 3.000 EUR pr. MWh, eller et kapacitetsmarked, hvor et fast årligt rådighedsbeløb kan beløbe sig på op til 200.000 kr. pr. MWh, hvis erfaringerne fra England holder stik i Danmark.

Desto større kapacitet på nødstrømsanlægget desto mindre risiko for dårlig økonomi og bedre udsigt til positiv forrentning af investering, hvilket fremgår af nedenstående følsomhedsanalyse. I 2020 forventer Energinet.dk 0,5 timer pr. år med prisloft i DK2. Med disse forventninger har anlæg på 3 MW eller højere en fornuftig business case (ca. 36 pct.). I 2025 forventes 0,8 timer og da vil anlæg på 2 MW også have en fornuftig business case (ca. 58 pct.). I 2030 forventes 1,8 timer, og alle større nødstrømsanlæg vil da have en solid business case.

Nedenstående beregninger medtager kun besparelser fra afkobling af forbrug når priserne er lig prisloftet på spotmarkedet på grund af effektmangel. Der er derfor tale om konservative skøn, da andre indtjeningskilder muligvis kunne identificeres på andre markeder samt fordi spotmarkedet somme tider i praksis også rammer prisloftet på grund af markedsfejl fx som set i 2013.

Regneeksempel for anlæg på 2 MW ved 1 time med prisloft:

	<u>MWh</u>	<u>Kr./MWh</u>	<u>Total</u>	<u>Kommentar</u>
Omsætning:				
Timer med prisloft	2	22.350	44.700	3.000 EUR pr. MWh
Driftsomkostninger:				
Brændstof	2	-2.000	-4.000	Til diesel
Faste omkostninger:				
Vedligeholdelse			0	Intet ekstra vedligehold
Abonnementer og gebyrer			-18.000	For håndtering af anlæg
Dækningsbidrag pr. år			22.700	
Investering:				
Online- og afregningsmåler			54.000	
Retrofitting			33.000	
Rådgivning m.v.			13.000	
Tilbagebetalingstid i år			4,4	

Følsomhedsanalyse på tilbagebetalingstid (ved energy only-marked):

		Anlæggets størrelse i MW			
		1	2	3	4
Timer med prisloft	0,25	-	-	-	-
pr. år	0,50	-	43	8	4
	0,75	-	8	4	2
	1,00	43	4	2	2
	1,25	13	3	2	1
	1,50	8	2	1	1
	1,75	6	2	1	1
	2,00	4	2	1	1
Bemærk: Der er ikke nogen positiv business case når "-" er angivet					
* Der forventes årligt 0,5-1,8 timer med prisloft i perioden 2020-2030. Investeringen er i dette eksempel fastsat til 100.000 kr.					

Følsomhedsanalyse på tilbagebetalingstid (ved kapacitetsmarked):

		Investering pr. MW			
		50.000	75.000	100.000	150.000
Rådighedsbetaling pr. MW	25.000	7,1	10,7	14,3	21,4
	50.000	1,6	2,3	3,1	4,7
	100.000	0,6	0,9	1,2	1,8
	150.000	0,4	0,6	0,8	1,1
	200.000	0,3	0,4	0,5	0,8
<i>Antagelse: 1:1 mellem spotindtjening og direkte driftsomkostninger</i>					

Kontorbyggerier mangler privatøkonomiske incitamenter til at investere i fleksibel afkobling af forbruget

For de fleste kontorbyggerier er der ikke økonomisk logik i at afkoble forbruget fleksibelt ved situationer med prisloft. Det skyldes, at investeringen er dyr i forhold til forbruget for et klassisk kontorbyggeri. Incitamenterne er bedre for de helt store byggerier på 10.000 m² eller højere. Investeringen kunne muligvis også være attraktiv for andre typer af bygninger med et højere energiforbrug.

Disse beregninger medtager imidlertid kun besparelser fra afkobling af forbrug når priserne er lig prisloftet på spotmarkedet på grund af effektmangel. Det er dermed konservative fordi spotmarkedet somme tider i praksis også rammer prisloftet på grund af markedsfejl fx som set i 2013. Derudover vil andre kilder til indtjening givetvis kunne identificeres, fx på andre markeder eller ved forbrugsforskydning fra prisniveauer lavere end prisloftet.

Regneeksempel for kontorbygning på 5.000 m² ved 1 time med prisloft:

	<u>W pr. m2</u>	<u>m2</u>	<u>kW</u>	<u>kWh</u>	<u>Kr./KWh</u>	<u>Total</u>
Besparelse ved 5 timer med prisloft:						
Ventilation	4 *	5000	20	20	22,35	447
Køling	3 *	5000	15	15	22,35	335
Udskudt forbrug:						
Ventilation				20	-5,00	-100
Køling				15	-5,00	-75
Faste omkostninger:						
Vedligeholdelse						0
Abo. og gebyrer						0
Dækningsbidrag pr. år						607
Investering:						
Eks. SRO-anlæg						0
Montering af fjernstyringsboks						12.000
Rådgivning m.v.						18.000

* Baseret på input fra Teknologisk Institut og Dansk Energi

Følsomhedsanalyse på tilbagebetalingstid (ved energy only-marked):

		Investering pr. bygning			
		30.000	50.000	70.000	90.000
m2	5.000	10 *	16	23	30
	10.000	4 *	7	10	13
	15.000	3 *	5	6	8
	20.000	2 *	3	5	6
	25.000	2 *	3	4	5
* Forventet					

8.3.5 Markeder for fleksibel forbrugsafkobling

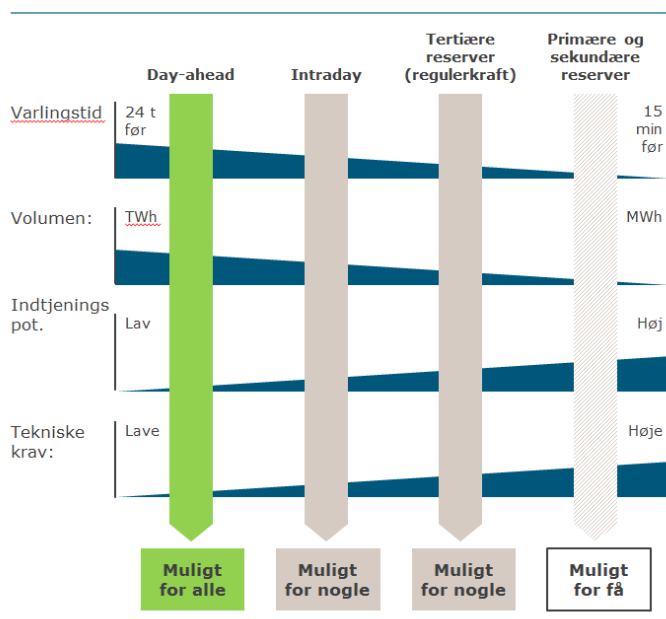
Forbrug kan principielt set deltage fleksibelt på en række markeder (illustreret i figuren herunder). På markederne indgår en række parametre; disse omfatter varslingsstid og hastighed, som handler om, hvor længe i forvejen forbrugeren skal kende til afkoblingen, og hvor hurtigt enheden skal reagere. Volumen handler om, hvor stort budet skal være, og varighed handler om, hvor længe forbrugere skal være afkoblet.

Day-ahead-og intra-day-markedet er karakteriseret ved en lang varslingsstid, høj volumen og med lave tekniske krav. Dette gør dem til lettilgængelige markeder for de fleste aktører. Markederne har dog den ulempe, at indtjeningspotentialer er lavt, da det dækker over den besparelse forbrugeren har ved at bruge mest strøm i de billige timer frem for de dyrere timer. Det præciseres, at målet er at fremme et fleksibelt forbrug, som aktivt melder planer ind i spotmarkedet, og derved er med til at påvirke prisen eksplicit, og ikke reagerer på bagkant af de fastsatte timepriser.

Markederne for systemydelser⁶³ er karakteriseret ved kortere varslingsstid, lavere volumen og høje tekniske krav. De høje tekniske krav øger investeringsomkostningerne for at komme ind på markederne, som dog tilsvarende har et højt indtjeningspotentialer, da der både er tale om rådigheds- og aktiveringsbetalinger.

⁶³ Se Introduktion til systemydelser på www.energinet.dk for yderligere information om de enkelte markeder.

Figur 39 Potentielle markeder for fleksibel forbrugsafkobling



Detaljeret oversigt over markeder:

Marked	Minimum varighed	Varsel	Budstørrelse og dansk markedsvolumen	Beskrivelse af markedets funktion
Spot (Day-ahead)	60 min Bloktilbud: min. 3t	10-36t	Min. 0,1MW 27,5 TWh	Europæisk marked for handel med el i det næste driftsdøgn Auktion med marginalprisafregning Auktion foretages af en børs Markedet lukker kl. 12 og priser offentliggøres kl. 13
Elbas (Intra-day)	60 min Blokud: 1-32t	1-34t	Min. 0,1MW 0,9 TWh	Europæisk marked for handel med el i løbet af driftsdøgnet Match af købs- og salgsbud med afregning som pay-as-bid Match af bud foretages af børs Markedet åbner kl. 14 D-1 og lukker 1 time før driftstimen
Regulerkraft (FRR-M) (Reserver)	1 t	15 min	Bud: 10-50 MW Ca. 870 MW	Dansk marked Der købes kun opregulering Auktion med marginalprisafregning Leverandører med reservekontrakt er forpligtet til at byde ind i regulerkraftmarkedet (for aktivering)
Regulerkraft (FRR-M) (Aktivering)	1 t	15 min	Afhænger af bud	Nordisk marked Afregnes til marginalpris TSO udvælger og aktiverer bud efter fælles nordisk merit-order Markedet lukker 45 minutter før driftstimen
LFC (FRR-A) (Reserve + aktivering)	5 årig kontrakt på SK4	15 min	Bud: min. 1MW Ca. 100 MW	5-årig kontrakt på levering over SK og indkøbes kun ved udfald/begrænsning Dagsauktion ved udfald

				Symmetriske bud på op/nedregulering Afregnes som pay-as-bid på reserver og spotpris +/-100 kr. for aktivering
FCR (Vest)	15 min	Ingen varslings, men 30 s til fuld effekt	Bud: min. 0,3 MW Ca. 22 MW	Købes 10 MW over SK på femårig kontrakt Auktion med marginalprisafregning og blok-bud a fire timer. Leveres og afregnes som en ubalance Markedet lukker kl. 15 og resultatet offentliggøres kl. 15.30
FCR-N/D (Øst)	Kontinuerlig (N) 15 minutter (D)	Ingen varslings, men 150 s (N) 50 % efter 5 s, 100 % efter 25 s (D) til fuld effekt	Ca. 450 MW (N/D) (D samlet Sverige og DK)	Én auktion D-1 kl. 15 og én auktion D-1 kl. 19 Reserven afregnes til pay-as-bid, mens aktivering afregnes til RK-prisen (N+D)

8.4 Bilag til klare prissignaler

8.4.1 Bilag: Eksempler på teknisk funktionalitet

Følgende eksempler er behandlet i arbejdsgruppen.

8.4.1.1 Kritisk effekt-/frekvensregulering

Det fremgår af TF (teknisk forskrift) 5.9.1, at visse anlæg skal levere kritisk effekt-/frekvensregulering når de er i drift.

Ydelsen er en frekvensaktiveret ydelse, der aktiveres uden for det normale frekvensbånd, dvs. uden for det bånd, hvor de normale frekvensstyrede reserver er fuldt aktiveret.

Ydelsen skal leveres efter bedste evne, dvs. under hensyntagen til et anlægs tekniske begrænsninger. Herunder fx, at et anlæg der i forvejen kører på maksimal effekt ikke kan levere opregulering. Der er således ikke knyttet en effekt-reservation til ydelsen, i modsætning til de normale frekvensstyrede reserver. Baggrunden for kravet er et ønske om, at hvis elsystemet er presset ud over dets normalområde, så skal alle, der har mulighed for det, bidrage kollektivt til at afhjælpe situationen. Ydelsen kan således potentielt forhindre trip af under/overfrekvensrelæer, afkobling af forbrug og i ekstreme tilfælde blackout. Behovet for ydelsen er svært at definere præcist, fx er ydelsen udelukkende krævet fra anlæg der alligevel er i drift, hvilket vil sige, at tilgængeligheden af ydelsen afhænger af den aktuelle driftssituation. Ydelsen er således tænkt som et ekstra sikkerhedsnet.

8.4.1.2 Blok-ø-drift

Det fremgår af TF (teknisk forskrift) 5.9.1 at termiske værker tilsluttet transmissionsnettet (~ centrale kraftværker) skal overgå til blok-ø-drift i de tilfælde, hvor de ved tilfælde af fejl i elsystemet må frakoble sig nettet.

Blok-ø-drift betyder, at anlæggene opretholder en driftstilstand, der muliggør, at de umiddelbart kan kobles tilbage på nettet på et senere tidspunkt (en "tomgangstilstand").

Dette muliggør en hurtigere retablering af elforsyningen hvis der har været et blackout, sammenlignet med hvis værkerne lukkede ned ved frakobling fra nettet.

Funktionen bliver testet i forbindelse med revisionsprøver. En test af overgang til blok-ø-drift indebærer omkostninger og risici for aktørerne.

Funktionen kræves også i de kommende netværkskoder, her RfG (requirements for generators), som kræver ø-driftsfunktionalitet for type C- og D-anlæg:

Synchronous Area	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type B	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type C	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1.5 MW	10 MW	30 MW
Great Britain	1 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0.5 MW	10 MW	15 MW

Art. 10.5(b)(1)+11.1.

Dette krav er dog teknisk lidt anderledes end det nuværende og har karakter af "område-ø-drift". Det er således uklart hvad netværkskoderne kommer til at betyde for muligheden for at tilpasse de danske krav på dette område. Det antages, at netværkskoderne tillader manøvre frihed i forhold til markedsgørelse af kravet, herunder at det ikke nødvendigvis skal gælde for alle anlæg.

Behovet er svært at definere præcist, da der er tale om et ekstra sikkerhedsnet, som ligger ud over elsystemets normale funktion.

8.4.1.3 Online måling af aktiv effekt (som eksempel på en konkret form for måling)

Kravet er beskrevet i måleforskriften TF 5.8.1. Kravet gælder for alle elproducerende anlæg over 1,5 MW.

Kravet er primært begrundet i behovet for at kende den aktuelle produktion i elsystemet, da dette indgår som en forudsætning for at beregne det aktuelle forbrug, hvilket igen bruges til at danne løbende forbrugsprognoser. Disse er vigtige i forhold til Energinet.dk's proaktive balancering af elsystemet ved hjælp af regulerkraft, der bestilles før driftstimen.

Målingerne er således værdiskabende ved, at de muliggør anvendelse af en relativt mere økonomisk attraktiv balanceringsresurse.

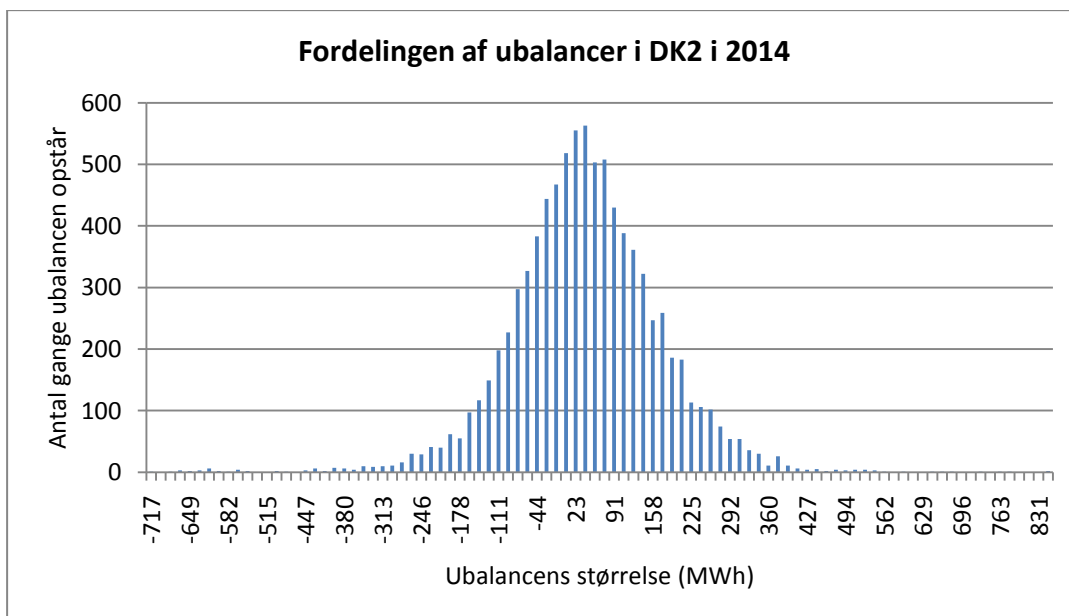
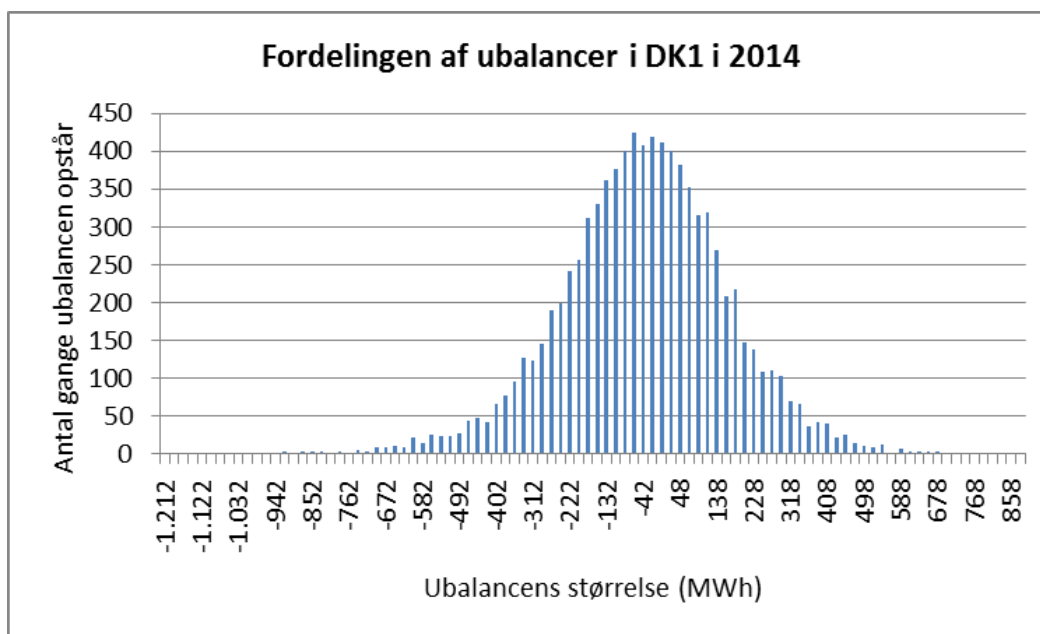
Målingerne kunne sandsynligvis erstattes af online måling af forbrug, hvorfra forbrugsprognosen kunne dannes. Dette ville dog kræve etablering på et meget stort antal målepunkter. Opskalering kunne dog evt. benyttes til at reducere det nødvendige antal målepunkter.

Hvis målingerne bevares på produktionssiden skal de bevares på alle produktionsenheder i markedet. Det vil ikke give mening kun at etablere på en delmængde, idet opførslen af et produktionsanlæg i markedet ikke kan forudsiges ud fra hvad andre aktører gør, hvilket udelukker opskalering af målinger.

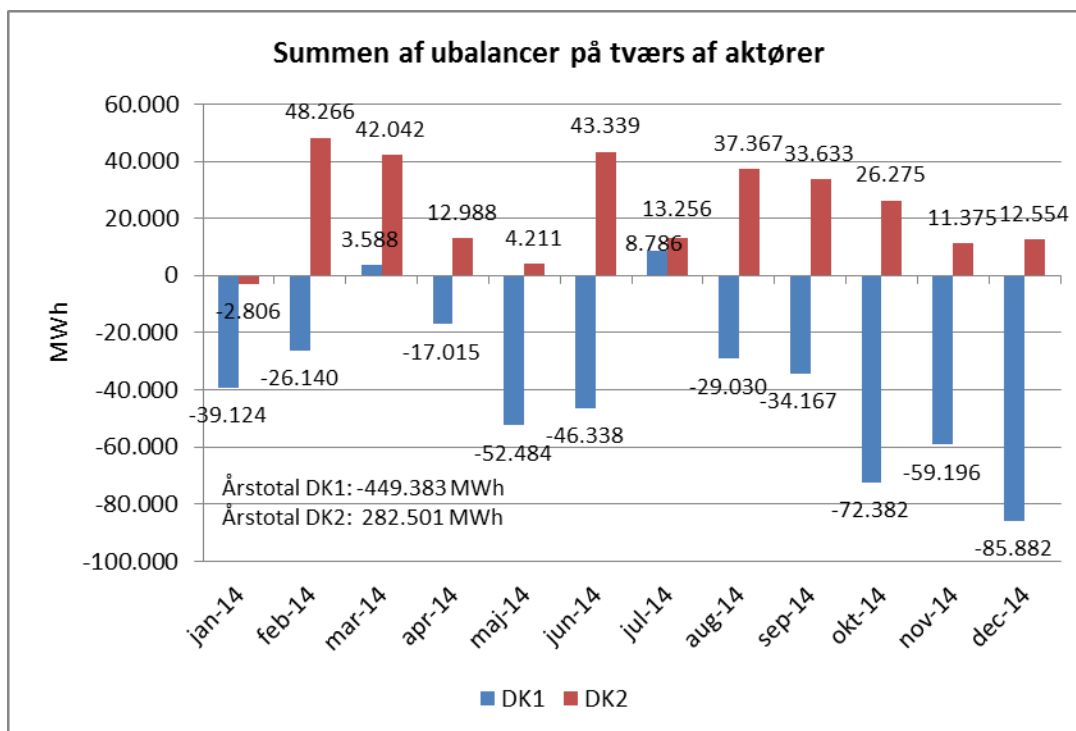
8.4.2 Bilag: Data om balancemarkedet (AG1)

8.4.2.1 Størrelse på ubalancer

Nedenfor vises histogrammer af mængden af ubalancer i DK1 og DK2 i 2014. Det ses, at ubalancerne er højreskævt i DK1 og DK2. En ubalance er forskellen mellem den faktiske produktion og den planlagte produktion, og forskellen mellem det planlagte forbrug og det faktiske forbrug.



På figuren nedenfor er ubalancerne for den enkelte aktør pr. time summeret til den samlede ubalance pr. måned.



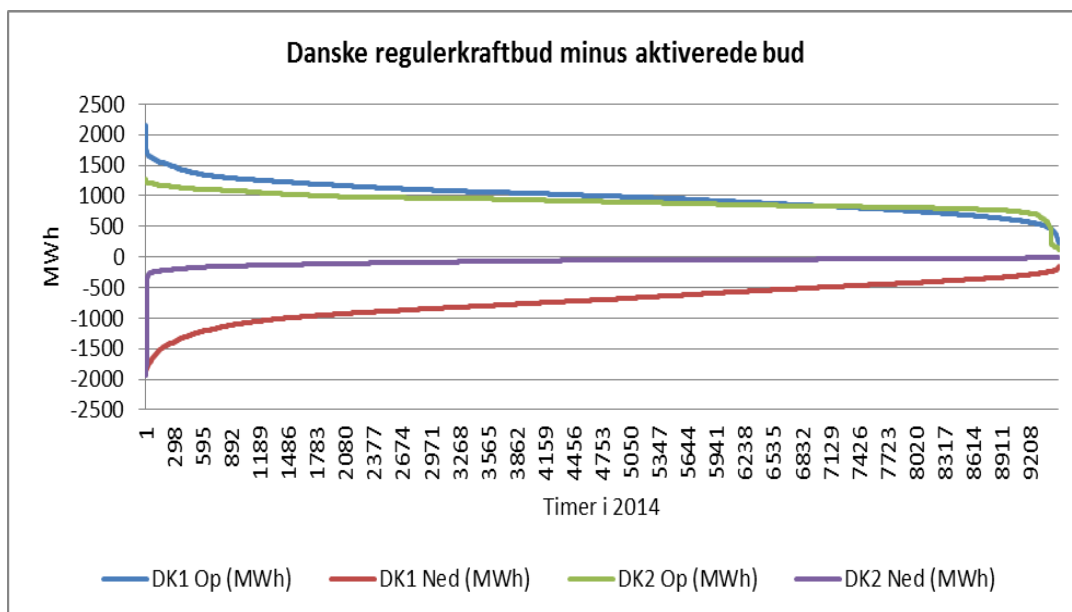
8.4.2.2 Økonomisk volumen i balancemarkedet

Aktørperspektiv hvor udgifterne til ubalancer (balancekraft) er opgjort i forhold til hvis samme energimængde var købt/solgt til spotpris. Her er toprissystemet benyttet for produktion og enprissystemet for forbrug i overensstemmelse med nuværende regelsæt. Det bemærkes, at ubalancer kan være overskudsgivende (negativ udgift). Dette er ikke en fejl og udtrykker alene, at energi til tider er mere værd i nuet, end forventningen day-ahead gav udtryk for.

Kr.		2012	2013	2014
DK1	Produktion	127.135.587	99.105.138	67.465.583
	Forbrug	13.011.798	49.904.955	10.153.503
DK2	Produktion	78.482.278	43.414.291	37.693.724
	Forbrug	-14.801.365	-6.539.011	-9.539.417
DK	Produktion	205.617.865	142.519.428	105.159.307
	Forbrug	-1.789.566	43.365.944	614.086

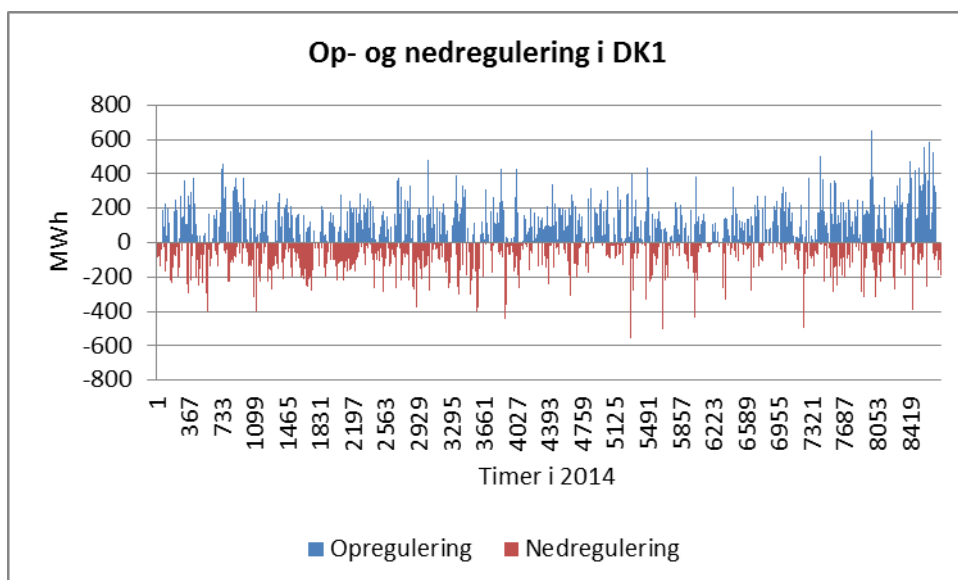
8.4.2.3 Likviditet i regulerkraftmarkedet

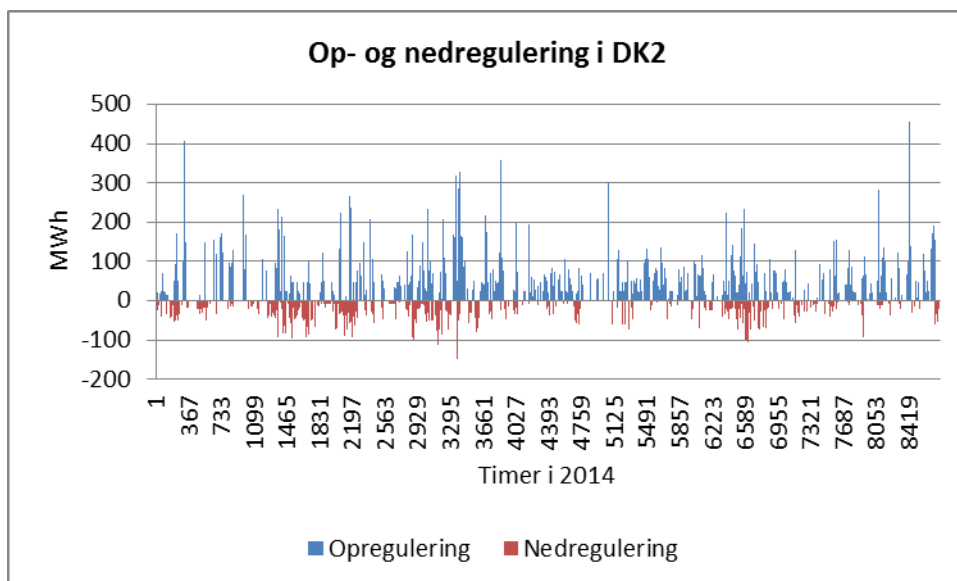
Figuren nedenfor viser alle danske regulerkraftbud minus alle aktiverede danske regulerkraftbud i en given time. Denne figur viser, hvor stor margin der er på regulerkraftmarkedet i forhold til danske bud. Figuren viser dog ikke, hvor meget regulerkraft der er aktiveret på dansk, norsk, finsk eller svensk foranledning, og hvor meget kapacitet der er på udlandsforbindelserne til yderlig udveksling.



8.4.2.4 Op og ned regulering i DK1 og DK2

På figurerne neden for ses mængden af op og nedregulering i Danmark fordel på DK1 og DK2. Det indbefatter alle aktiverede danske regulerkraftbud som op- og nedregulering. Figuren siger ikke noget om, hvorvidt de danske bud er aktiverede på dansk, svensk, norsk eller finsk foranledning.





8.4.3 Bilag: Eksempler på økonomiske konsekvenser af specialregulering
Specialregulering forekommer, når Energinet.dk foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prissækkfølge. Dette kan ske enten som følge af flaskehalse i eget net, ved flaskehalse/begrænsninger i transmissionsnettet i naboområdet eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulerkraftbud, anvendt til specialregulering, afregnes til den tilbudte pris (pay-as-bid).

Der er beregnet to eksempler, hvor omfanget af "tabt" indtjening belyses ved forskellen på afregningen med marginalpris for balancekraft og pay-as-bid for specialregulering, og hvis det hele blev afregnet til marginalpris. Det ses i det første eksempel, at her mister aktørerne en betragtelig indtjeningsmulighed (ca. 65.000 EUR på 1 time), mens der i eksempel to næsten ingen økonomisk forskel er.

Det har ikke været muligt at etablere datagrundlag til en analyse af de samlede økonomiske konsekvenser over en længere periode.

Eksempel 1:

31.12.2014 Opregulering DK1

Balancemængde: 143 MW

Specialreguleret mængde: 381 MW

Samlet betaling for balancemængde: 7.187 EUR

Samlet betaling for specialreguleret mængde: 40.669 EUR

Betaling, hvis hele mængden var afregnet ved marginalpris: 105.938 EUR

Derved en forskel på 65.269 EUR.

Eksempel 2:

24.07.2014 Opregulering DK2

Specialreguleret mængde: 275 MW

Samlet betaling for specialreguleret mængde: 9.692 EUR

Betaling, hvis hele mængden var afregnet ved marginalpris: 10.192 EUR

Derved en forskel på 500 EUR.

8.5 Bilag til decentral kapacitetsudvikling

Flere analyser af det fremtidige energisystem (fx Klimakommissionens rapport fra 2010⁶⁴ og Energistyrelsens forligsanalyser fra 2014⁶⁵) peger på eldrevne varmepumper til at producere både individuel opvarmning og fjernvarme på langt sigt. Dette hviler på, at varmepumper giver mulighed for at anvende stigende mængder vindkraft, øget VE-varmeproduktion og samtidig bidrager til den samfundsøkonomisk nødvendige energieffektivisering i samfundet ved elektrificering af varmeproduktionen.

Som udgangspunkt giver fjernvarme god mulighed for fleksibel varmeproduktion, som fungerer i samspil med fluktuerende elproduktion. Eksempelvis kan fjernvarmeverker have en kombination af varmepumpe og kraftvarmeanlæg eller kedler, så der ved relativt lave elpriser kan produceres på varmepumpe og ved høje elpriser på kraftvarmeanlæg eller kedel. Varme (og køling) er desuden relativt omkostningseffektivt at lagre i timer og op til et par dage hvilket giver en yderligere fleksibilitet i anvendelsen af varmepumperne.

Varmepumper og elkedler kan effektivt anvende overskydende strøm fra fx vindmøller. Dette sikrer imidlertid kun fleksibilitet i anvendelse af el til varme og ikke elproducerende kapacitet. Dermed er det også vigtigt at se på barrierer for opretholdelse af elproducerende kapacitet i fjernvarmesektoren.

Energistyrelsens analyse af fjernvarmens fremtidige rolle indeholder blandt andet en kortlægning af det fremtidige varmebehov i hele Danmark. Ifølge dette "varmeatlas" forventes fjernvarme i 2025 at dække ca. 55 pct. af varmebehovet i hele landet, og denne dækning vurderes at stige op til 62 pct. frem mod 2050. En del af denne udvidelse forventes at ske i områder, der i dag er forsynet med naturgaskedler, mens størstedelen af udvidelsen forventes at ske som følge af øget tilflytning til større byområder.

Udfordringen er imidlertid, at udbygningen af vedvarende energi samtidig resulterer i faldende samproduktion af el og varme. For at opretholde høj energieffektivitet er der behov for at øge samspillet mellem el- og varmesektoren, ikke kun ved fortsat samproduktion på VE-brændsler, men også i form af effektiv produktion af varme. I kraft af et mindre behov for elproduktion til grundlast består udfordringen i høj grad i at bevare den høje energieffektivitet i varmeproduktionen ved indfasning af elkedler og store varmepumper i fjernvarmeforsyningen og bevarelse af den elproducerende kapacitet som spidslast hvis det samfundsøkonomisk er fornuftigt.

Arbejdsgruppen har diskuteret mulighederne for opretholdelse af kraftvarmekapaciteten og vilkårene for at øge fleksibelt elforbrug til varmeproduktion på elkedler og varmepumper frem mod 2030. Diskussionerne er sammenfattet nedenstående.

8.5.1 Opretholdelse af elkapaciteten på kraftvarmeverker

For alle kraftvarmeverker gælder det særlige forhold, at el og varme produceres i forening, men afsættes på forskellig markeder. El og relaterede produkter som fx reserver afsættes på markedet med fri prisdannelse, hvorimod varmen for de *centrale kraftvarmeverkers* vedkommende afsættes på et marked med regule-

⁶⁴ Klimakommissionen, "Grøn energi- vejen mod et dansk energisystem uden fossile brændsler", 2010.

⁶⁵ Energistyrelsen, "Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning", 2014.

rede vilkår til forhandlede priser. Varmeprisen er i konkurrence fra varmekundernes alternative muligheder. Dette giver den forretningsøkonomiske udfordring, at når elpriserne falder, kan det blive umuligt at opnå et tilstrækkeligt dækningsbidrag til dækning af elsidens andel af de faste omkostninger. Det manglende dækningsbidrag på elsiden, kan ikke overvæltet som en omkostning til varmekunderne, idet varmeprisen så ikke længere vil være konkurrencedygtig. Endvidere er producenten bundet af varmeaftalen, og det vil formodentlig heller ikke være lovligt, jf. varmemforsyningsloven.

For de *decentrale kraftvarmeværker* vedkommende sælges varmen typisk på hvile-i-sig-selv-vilkår, hvor varmeprisen sættes efter produktionsprisen, efter omsætningen i elmarkedet er indregnet. Den forretningsøkonomiske problemstilling omkring decentral varmegenerering er forankret i de nuværende lovfæstede krav i projektbekendtgørelsen om at ny brændselskapacitet i naturgasfyrede decentrale kraftvarmeområder skal etableres som kraftvarme. De nuværende lave elpriser medfører, at kraftvarmen bliver en sekundær varmekilde, og at den primære varmekilde er de eksisterende naturgaskedler. Såfremt fjernvarmeområdet udvides må man dog etablere rene biomassekedler. For små kraftvarmeområder betyder kravet i praksis at fjernvarmeværket kan vælge mellem fortsat drift af naturgaskraftvarmeværker (evt. med røggaskondensering), etablering af varmepumper samt solvarme. I større kraftvarmeområder er der også økonomi i at etablere biomasse kraftvarme og i nogle tilfælde geotermi.

Den forretningsøkonomiske udfordring opstår på grund af, at nogle af de naturgasfyrede kraftvarmeværker i de seneste år haft svært ved at levere en konkurrencedygtig varmepris på grund af lave elpriser og miljøafgifter^[1] sammenlignet med fx individuel naturgasvarme. Bortfaldet af grundbeløbet for de fleste decentrale naturgaskraftvarmeværker ved udgangen af 2018, vil forøge varmeprisen^[2], medmindre billigere alternativer til de eksisterende naturgaskraftvarmeværker kan etableres. De decentrale naturgasfyrede fjernvarmeområder er derfor i gang med at undersøge alternativerne. For de større decentrale områder som for nuværende har CCGT-værker, ser det allerede ud til, baseret på udmeldinger fra værkernes ejere, at disse værker i vid udstrækning vil blive erstattet af biomassekraftvarme med mindre elproduktion, solvarme, biomassekedler og geotermi.

En komplikation i denne sammenhæng er en stigende tendens til, at varmemarkedets kraftvarmevolumen på kort sigt bliver mindre på grund af ny alternativ varmegenerering baseret på afgiftsfritaget biomasse, solvarme eller overskudsvarme som ny grundlastenheder.

På elsiden er udviklingen gået mod et generelt lavere prisniveau, hvilket bevirker, at kraftvarmeværkerne har svært ved at opnå et dækningsbidrag fra elproduktionen, som kan bidrage til dækning af værkernes faste omkostninger.

Tendensen lige nu er, at kraftvarmeværkerne allerede er godt i gang med at forberede sig på en fremtid med begrænset dækningsbidrag fra elproduktion, og fokuserer på tilpasning af kraftvarmeværksporteføljen, fx ved omstilling til biomassevarmegenerering med lille eller ingen elproduktion på eksisterende kraft-

^[1] Dansk Energi, Analysenotat nr. 9, Muligheder for den fremtidige fjernvarmegenerering i decentrale områder.

^[2] Grøn Energi, Frafald af grundbeløb – konsekvenser for varmepris, 2014.

varmeverker og supplement fra solvarme, elpatroner og/eller varmepumper til varmeproduktion ved lave elpriser. I de centrale kraftvarmeområder er det i høj grad varmegrundlaget, der afgør, hvilke værker der lukkes, og hvilke der ombygges og levetidsforlænges til fortsat kraftvarmedrift.

Senest har forligskredsen bag den nugældende energiaftale i efteråret 2014 besluttet, at de 50 dyreste decentrale kraftvarmeverker skal have bedre forudsætninger for at planlægge og få godkendt nye projekter med store varmepumper. Konkret er det besluttet, at forudsætningerne for de samfundsøkonomiske beregninger for varmepumpeprojekter ændres, så det fremadrettet bliver indregnet rigtigt i projektforslagene, at varmepumperne kan udnytte perioder med lave elpriser. Ændringen, som betyder en beregningsmæssigt lavere elpris, vil gøre det lettere for værkerne at lave de samfundsøkonomiske beregninger, der kræves, for at kommunerne kan godkende varmepumpeprojekterne. De små værker, der ikke kan få god økonomi i et varmepumpeprojekt, får i stedet mulighed for at opstille en lille biomassekedel.

8.5.2 Konklusion – elkapacitet på kraftvarmeverker

Følgende forudsætninger kan bidrage til at elproduktionskapaciteten på kraftvarmeverker fastholdes på et samfundsøkonomisk fornuftigt niveau:

- Økonomiske indtjeningsmuligheder på både el- og varmesiden
- Investorsikkerhed gennem forudsigelige og stabile rammebetingelser fremadrettet
- Stabile regulatoriske rammebetingelser for allerede foretagne investeringer
- Lige konkurrenceforhold på europæisk plan ved at undgå forvridende, nationale særregler

Specielt for de centrale kraftvarmeverker kan det bidrage til fastholdelse af elkapacitet, at der skabes:

- Jf. afsnit 9.2.5.1 bør EU's forordninger nuancere i forhold til udtagsanlæg og ikke blot kategorisering i kondens- og modtryksanlæg.
- Fælles/koordineret regulering af el og varme, så varmekunderne forsat er interesseret i et fælles ejerskab til de centrale varmeanlæg. Pt kan Energinet.dk principielt set regulere/påbyde på el siden uden hensyn til eller ansvar overfor varmekunderne, hvilket potentielt skaber usikkerhed omkring investeringer vedrørende økonomi og varmeforsyningssikkerhed.

8.6 Bilag: Konsekvensanalyser

8.6.1 Overordnet metodik

Der er foretaget beregninger for 2020, 2025 og 2030. Udviklingen mellem disse år er antaget ske ved overgangen til et beregningsår. Kraftværkslukninger, der måtte ske mellem fx 2020 og 2025 er således antaget ske ved indgangen til 2025.

I konsekvensanalysen er driftsøkonomien for principielt samtlige energiproducerende anlæg forsøgt vurderet. Der er selvsagt foretaget en række forsimplende antagelser, særligt i forhold til de decentrale anlæg, som er præget af stor diversitet ift. forretningsmodeller og regulering. I forhold til diskontering er beregningerne for de centrale anlæg foretaget med såvel 4 pct. som 8 pct. real diskontering. Dette afspejler usikkerheden ift. aktørernes forrentningskrav, da dis-

se forventes at være forskellig alt efter om der er tale om en kommerciel eller fx kommunal ejer. Desuden er der usikkerhed om den korrekte diskontering, når fx et centralt kraftværk levetidsforlænges og biomassekonverteres, hvor et varmeselskab betaler en stor del af kapitalomkostningen og derpå agerer via en varmeaftale.

For at kunne simulere driftsøkonomien er det nødvendigt at simulere anlæggenes driftsmønstre. Dette er gjort på forskellig vis for de centrale (og de største decentrale anlæg) og de decentrale anlæg.

8.6.2 Modellering af centrale anlæg

De centrale anlægs driftsmønstre er gjort i Energinet.dk's markedssimuleringsmodel SIVAEL⁶⁶. SIVAEL optimerer time-for-time-driften af de el- og varmeproducerende anlæg, der er tilsluttet offentligt net i Danmark. En central parameter for SIVAEL er prisen i udlandet, da de danske udlandsforbindelser betyder, at Danmark indgår i de internationale elmarkeder via Nord Pool Spot. Udlandets timepriser er simuleret i BID-modellen, som er en model udviklet af Pöyry, et internationalt konsulenthus og rådgivende ingeniør. Modellen simulerer det europæiske elmarked og inkluderer de væsentligste europæiske markeder. Input til modellen stammer fra Energinet.dk's analyseforudsætninger.

Outputtet fra SIVAEL er blandt andet driftsmønstre, produktionsomkostninger, flows på udlandsforbindelser og elpriser. Disse oplysninger efterbehandles derpå under hensyntagen til afgifter og tilskud for at give et estimat på driftsøkonomien.

SIVAEL udregner ikke en varmepris, hvorfor en sådan skal estimeres på anden vis. Varmeproduktion prissættes i alle tilfælde som varme fremstillet med kul med 125 pct. varmevirkningsgrad + 2 kr./GJ i drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. For varme baseret på træpiller tillægges 60 kr./GJ, omtrent svarende til afgiftsforskellen mellem varmeproduktion baseret på kul og varmeproduktion baseret på træpiller. Denne antagelse skal ses som en gennemsnitlig beregning af værdien af varme for alle kraftværker. Den faktiske betaling for varmen afhænger af varmekontrakterne for det pågældende kraftværk, som kan afvige fra de 125 pct., men Energinet.dk har ikke viden om detaljerne i varmekontrakterne.

Dertil bruges Teknologikataloget til at indregne faste og variable omkostninger (ikkebrændselsomkostninger).

Kraftværkerne antages at have en levetid på 30 år, som via en levetidsforlængelse kan forlænges til 40 år. Omkostningerne hertil, samt til at biomassekonvertering og nyinvesteringer stammer også fra Teknologikataloget.

Driftsindtjeningen på kraftværkerne består dermed af elsalg, varmesalg og ertilskud, hvis kraftværket er biomassefyret. Kraftværkernes indtjening på systemydelser er ikke indeholdt i beregningerne.

Den estimerede driftsøkonomi under hensyntagen til usikkerhederne danner grundlag for et skøn for kraftværkets bud i et kapacitetsmarked, som derpå indgår i beregningerne for kapacitetsmarkedet.

⁶⁶ <http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analysemodeller/Sider/Sivael.aspx>

8.6.3 Modellering af decentrale anlæg

Det afgørende for behovet for investering i en eksisterende gasmotor er antallet af driftstimer, da en motor typisk omkring 50.000 driftstimer har behov for en hovedrenovering. Energinet.dk besidder ikke viden om de fuldlasttimetallet for de eksisterende anlæg, hvorfor en forsimpelende antagelse er nødvendig. Energinet.dk antager derfor, at motorerne har en 20 års levetid og anvender på den baggrund data fra Energinetproducenttællingen til at lave en fordeling over værkerne, sådan at timingen af investeringsbehovet fastlægges.

Driftsmønstre for de decentrale anlæg er ikke simuleret i SIVAEL, da modellen ikke er tilstrækkeligt detaljeret ved disse kapaciteter. Energinet.dk er i gang med at udvikle en ny model, SIFRE, som på sigt skal erstatte SIVAEL. SIFRE vil på sigt kunne lave en fuld modellering på lige fod med SIVAEL, men er endnu ikke så langt. Modellen kan dog simulere enkelte enheder, som er antaget at være pristagere. Denne tilgang er valgt for de decentrale kraftværker, da den giver mulighed for at beregne på flere mulige stier for de decentrale kraftværker.

I modellen er der regnet på to grundlæggende værkstyper. Det ene værk dækker med en 1 MW motor og en gaskedel et relativt lille varmegrundlag, imens det andet værk med en 4 MW motor og en gaskedel dækker et relativt stort grundlag. Begge værker har mulighed for at investere i en varmepumpe, der kan dække halvdelen af værkets spidsforbrug.

Baseret på beregningsårene 2020, 2025 og 2030 er der opstillet en Excelmodel, hvor kraftværkerne optimerer deres varmepris. Værkerne kan i modellen løbende vælge, om de vil investere i en varmepumpe, om de vil hovedrenovere motoren, hvis den fortsat har levetid tilbage, eller om de vil skrotte motoren, når den levetid er udløbet. Disse beslutninger træffes på baggrund af en 20 årig nutidsværdi (med forbehold for 2035-målsætningen om fossilfri el- og varmeproduktion). Der er således en væsentlig indlåsning i modellen, sådan at hvis en varmepumpe ser rentabel ud i 2020, er den der i resten af den betragtede periode.

Mange decentrale kraftværker modtager i dag støtte via grundbeløbet, som udgøres af to støtteordninger, der udløber i henholdsvis 2018 og 2019. Over 60 pct. af de gasfyrede anlæg runder 20 års levetid før 2018. For flere anlægs vedkommende er grundbeløbet af en sådan størrelse, at grundbeløbsbetalinger i relativt få år, er nok til at nutidsværdien af en hovedrenovering i fx 2016 er positiv. Som ejer af en motor med behov for en hovedrenovering vil det dog formentlig være mere attraktivt at udskyde hovedrenoveringen for derigennem at modtage grundbeløbet indtil dets udløb og derpå vurdere rentabiliteten i en hovedrenovering. Af den årsag er alle hovedrenoveringer, der "burde" finde sted før 2020 udskudt til 2020, for ikke at være overoptimistisk mht. hovedrenoveringernes omfang før udfasningen af grundbeløbet.

Modelresultaterne peger generelt på, at det vil være attraktivt at investere i en varmepumpe. En biomassekedel vil være særdeles attraktiv, hvis værkerne tilales at investere i en sådan enhed.

Der eksisterer en yderligere usikkerhed omkring den decentrale kapacitetsudvikling i DK1, idet indkøbet af manuelle reserver sker på korte kontrakter. I DK2 sker indkøbet på lange kontrakter. Det nuværende indkøb har således som konsekvens, at kapaciteten ikke skal indregnes i kapaciteten, der eksisterer på almindelige markedsvilkår. Når indkøbet i DK1 sker på korte kontrakter, betyder

det, at det principielt kan være forskellige anlæg, der indgår i reserven fra dag til dag. Det er derfor uklart, hvordan kapaciteten, der eksisterer på almindelige markedsvilkår udvikler sig. De værker, der i dag indgår i den manuelle reserve, indgår i bruttokapaciteten fra Energiproducenttællingen, der ligger til grund for beregningen af udviklingen i den decentrale kapacitet. Uden hensyntagen til indkøbet af manuelle reserver i DK1 antages det implicit, at reservekøbet ikke påvirker kapaciteten, da der ikke indgår en reservebetaling i kapacitetsfremskrivningen for den decentrale kapacitet.

I beregningerne er det antaget, at indkøbet sikrer 300 MW kapacitet i DK1, som ellers ville være lukket i beregningerne for de decentrale kraftværker.

8.6.4 Kapacitetstilpasning

En given kapacitetssammensætning skaber en prissætning, som er bestemmende for kraftværkernes indtjening. Hvis et kraftværk lukker, sker der en anderledes prissætning, som ændrer de øvrige kraftværkers indtjening. Der er således behov for en iterativ beregningstilgang for at estimere, hvilken kraftværkskapacitet der vil eksistere i de forskellige beregningsår. Principielt skal alle beregninger gentages, hver gang der sker selv den mindste ændring i systemet. I praksis er dette ikke muligt af hensyn til beregningstiden.

Generelt vil det være tilfældet, at en stor kraftværkspark vil betyde lave priser, da der i en sådan situation typisk er mere kapacitet til rådighed, sådan at de dyreste enheder ikke aktiveres og skaber en høj elpris. Faldende elkapacitet har således en balancerende effekt på elkapaciteten, idet forretningsgrundlaget for de resterende kraftværker forbedres deraf.

I praksis har Energinet.dk lavet beregninger for den nuværende kraftværkspark (en relativt stor elkapacitet) ud fra en worst-case betragtning for kraftværkerne. Denne er suppleret med beregninger for kraftværksparken, som den ser ud, når urentable kraftværker er lukket på baggrund af beregningerne baseret på den nuværende kraftværkspark. Nedgangen i elkapaciteten forbedrer den driftsøkonomi, et lukket kraftværk ville have haft, hvis det ikke var lukket, og kan tænkes at betyde, at et eller flere kraftværker alligevel ikke ville lukke. Denne påvirkning er skønnet ud fra forskellen i driftsøkonomi for de overlevende kraftværker. Via en enkelt iteration er det derpå skønnet, om prisændringerne ændrer på konklusionerne.

Usikkerhederne forbundet med beregningerne i form af fx diskonteringsatser og prispåvirkning af kapacitetsnedgang, betyder, at beslutningen om kraftværkernes fremtid ikke er truffet ud fra en simpel nutidsværdiberegning, men snarere er et kvalificeret skøn baseret på ovenstående beregninger.

8.6.5 Prisen på nye anlæg i et kapacitetsmarked og en strategisk reserve

Prisen på ny produktionskapacitet har stor betydning for størrelsen på såvel betaling som omkostning i et kapacitetsmarked og en strategisk reserve. Hvis ny kapacitet bliver prissættende, bliver det prisen på denne kapacitet, der bestemmer betalingen til al indkøbt kapacitet i et kapacitetsmarked. Grundet den købte mængde vil selv små ændringer i prisniveauet betyde store ændringer i betalingerne. Afhængigt af mængden af ny kapacitet kan også omkostningen ved et kapacitetsmarked eller en strategisk reserve være stærkt påvirket af prisen på ny kapacitet.

Det billigste anlæg vurderes at være en spidslast dieselmotor, som antages at have en kapitalomkostning på 2,75 mio. kr./MW. Dertil skal lægges årlige omkostninger til drift og vedligehold.

Et nyt anlæg vil, jf. punkt P6 i afsnit 9.1.1., kunne opnå en kontrakt på 10 år i et kapacitetsmarked. Hvis anlægget skal tilbagebetales over denne periode, og der antages en real diskonteringsrente på 5 pct., bliver den årlige omkostning 360.000 kr./MW. Hvis omkostningerne til drift og vedligehold antages at udgøre 50.000 kr./MW/år, bliver den totale årlige omkostning 410.000 kr./MW. Anlægget vil forventes at opnå en vis indtjening, som vil reducere omkostningen, men den marginale omkostning ved en dieselmotor er så høj, at dette bidrag vil være yderst begrænset.

En dieselmotor forventes typisk at have en 20 års levetid. I praksis er dog ikke alderen som sådan, der gør et anlæg udtjent, men derimod dets driftstimer. Givet det forventeligt lave antal driftstimer for et spidslastanlæg, må anlægget forventes at have en betragtelig levetid tilbage ved udløb af dets 10-års kontrakt. Denne levetid har en værdi, enten som salgsværdi eller som vindende bud i en ny kapacitetsrunde, som skal modregnes i budprisen. Det er meget usikkert, hvordan aktørerne vil indregne denne værdi.

I det nyligt indførte engelske kapacitetsmarked blev clearingprisen ca. 0,2 mio. kr./MW af et nyt anlæg. Det engelske marked er præget af højere priser, hvorfor værkerne formodentlig har indregnet en større indtjening, end der kan forventes i et dansk kapacitetsmarked, hvilket taler for en højere pris for et nyt anlæg i Danmark. Der er antaget en total omkostning til et spidslastanlæg på 0,3 kr./MW/år. Opgjort som gensalgsværdi efter 10 år, svarer det til ca. 1,4 mio. kr./MW for anlægget efter 10 års drift i et kapacitetsmarked.

Grundet det forventeligt meget lave antal driftstimer i et dansk kapacitetsmarked forventes prisen at være den samme i en strategisk reserve.

8.6.6 Energinet.dk's langsigtede strategi for kraftværkskapacitet

Energinet.dk vurderer, at det er muligt for Danmark at fastholde en høj elforsyningssikkerhed med en internationalt set lav kraftværkskapacitet. Internationalt set er den danske udbygning med primært vind og de mange udlandsforbindelser unik og giver også Danmark unikke udfordringer og muligheder. Den store vindkapacitet lægger et stort prispres på kraftværkerne, hvilket alt andet lige betyder, at flere kraftværker må lukke end ellers. Udlandsforbindelserne giver Danmark mulighed for at indpasse den megen vindkapacitet via adgang til store internationale markeder. Det er således til dels to sider af samme mønt. På samme tid giver udlandsforbindelserne mulighed for at importere energi, sådan at udlandet kan hjælpe Danmark, når vinden ikke blæser.

Det er dog ikke altid muligt at importere fra udlandet. Nogle gange havarerer kabler, andre gange har et naboland også svært ved at dække sit eget elforbrug og kan derfor ikke eksportere. Energinet.dk's beregninger tager højde for et stort udfaldsrum, hvor forbruget varierer, kraftværker havarerer, udlandsforbindelser havarerer og nabolande ikke kan levere energi. Disse beregninger viser, at Vestdanmark kan fastholde en høj forsyningssikkerhed uden ekstraordinære tiltag fra Energinet.dk's side. I Østdanmark viser beregningerne, at Danmark vil have et mindre behov for at sikre ekstra kapacitet i 2030.

Udlandsforbindelserne er i drift hele tiden, hvor de sikrer, at strømmen regionalt produceres billigst muligt og så transporteres derhen, hvor den forbruges. Når

kraftværkskapaciteten reduceres i Danmark, vil energiimporten stige i samme omgang. Det er naturligvis forbundet med en importregning at importere energi fra udlandet, men idet importen medfører en samfundsøkonomisk besparelse for Danmark, fordi strømmen produceres billigere end i Danmark, er det som sådan ikke problematisk.

Det er et politisk spørgsmål, i hvor stor grad det danske elforbrug skal kunne dækkes af national kraftværkskapacitet. I den politiske beslutning er det dog væsentligt, at omkostningerne ved beslutningen står klart, så der træffes et oplyst valg. Danmark vil formodentlig blive et af de lande i verden med den største afhængighed af udlandet. Dette gør naturligvis Danmark sårbart over for tilgængeligheden af udlandet. Hvis den udenlandske kraftværkskapacitet også reduceres kraftigt, vil det blive sværere at sikre den nødvendige import. En konsekvens vil være, at det vil blive dyrere at importere strøm, når effektsituationen er presset i Danmark, en anden kan blive, at det ikke vil være muligt at importere tilstrækkeligt energi, selv om importkapaciteten via kablerne er tilgængelig, sådan at dansk forbrug i sidste ende må afkobles. Denne risiko er prisen for at være afhængig af udlandet, men til gengæld kan der spares store investeringer i den danske elinfrastruktur.

8.6.7 Håndtering af fleksibelt forbrug

Arbejdsgruppe 3 har identificeret en række sektorer, hvor der eventuelt findes et forretningsmæssigt potentiale for frivillig forbrugsafkobling. Nødstrømsanlæg har såvel det største potentiale, som den laveste realiseringsomkostning. Disse anlæg indgår som kapacitet, der kan købes i en strategisk reserve eller et kapacitetsmarked. Det yderligere potentiale inden for bygninger, elintensiv industri og industrigasser udgør ca. 165 MW. Hvis realiseringsomkostningen for denne kapacitet viser sig tilstrækkeligt lav og aggregatorerne formår at opsamle potentialet, ligger der således en potentiel samfundsøkonomisk upside i forhold til at sikre tilstrækkelig kapacitet.

På grund af usikkerheden omkring realisationen er dette potentiale udeladt i beregningerne. Derudover eksisterer der også et potentiale inden for det øvrige klassiske forbrug, hvis egentlig fleksibelt forbrug (prisdrevet forbrugsforskydning) realiseres. Der foreligger i øjeblikket ikke potentialeestimer af en kvalitet, som vurderes tilstrækkelig til at inddrage i Markedsmodel 2.0. Dette potentiale er der derfor også set bort fra i beregningerne.

8.6.8 Transaktionsomkostninger i kapacitetsmarked

Antagelser i UK og Danmark:

	UK	Danmark
Vurderet tidsperiode	10 år	10 år
Omkostninger pr. aktør, medarbejder	1-2 FTE	1 FTE
Omkostninger pr. medarbejder, inklusive overhead	0,5 mio. kr.	1 mio. kr.
Antal selskaber (antal store balanceansvarlige + 2 nye forbrugsansvarlige)	77-277	10
Institutionelle omkostninger (færre stordriftsfordele). Tal for Danmark inkluderer international koordinering.	34 mio. kr.	14 mio. kr.
Indkøbt mængde	49.000 MW	5.000 MW
Administrative omkostninger pr. MW/år,	4.000	4.800

DKK		
-----	--	--

8.7 Deltagere i projektet

8.7.1 Styregruppen

- Bjarne Brendstrup, Energinet.dk, Niclas Næstoft Jakobsen, Quartz+Co
- Peter Frost Andreasen, Energinet.dk
- Peter Markussen, Energinet.dk
- Signe Horn Rosted, Energinet.dk
- Sigurd Næss-Schmidt, Copenhagen Economics
- Morten Sommer, Energinet.dk – (projektleder for Markedsmodel 2.0-projektet)
- Klaus Thostrup, Energinet.dk – (formand for styregruppen)

8.7.2 Advisory Boardet

- Asbjørn Bjerre, direktør, Danmarks Vindmølleforening
- Eskild Larsen, Specialkonsulent, Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet
- Lars Nielsen, Kontorchef, Energistyrelsen
- Lars Aagaard, Adm. direktør, Dansk Energi
- Lennart Persson, Bergen-Energi (Norenergi/FSE)
- Michael Mikkelsen, tidl. Scan Energi
- Thomas Dalsgaard, Koncerndirektør, DONG Energy
- Troels Ranis, Branchedirektør for energi, DI
- Niclas Næstoft, Partner, Quartz+Co
- Hans Erik Kristoffersen, Direktør – Kommunikation-, PA- og ledelsessekretariatet, Energinet.dk
- Klaus Thostrup, Markedschef, Energinet.dk
- Morten Sommer, Cheføkonom, Energinet.dk
- Søren Dupont Kristensen, Markedsdirektør, Energinet.dk – formand for Advisory Board

8.7.3 Projektgruppen

- Charlotte Søndergreen, HOFOR
- Christian Dahl Winther, Dansk Energi
- Gert Lehman, Scanenergi
- Henrik Gommessen, Energitilsynet
- Henrik Hansen, Nord Pool Spot
- Kenneth Nielsen, Vattenfall
- Lasse Sundahl, DONG Energy
- Lauge Rasmussen, Konkurrence og forbrugerstyrelsen
- Martin Bay Michelsen, DI
- Mette Vingaard, Energistyrelsen
- Nina Detlefsen, Dansk Fjernvarme
- Peter Meibom, Dansk Energi
- Torben Synnest, FSE
- Morten Sommer, Energinet.dk – (formand for projektgruppen)

8.7.4 Arbejdsgruppe 1: Klare prissignaler

- Christian Dahl Winther, Dansk Energi
- Christina Plum, Energinet.dk
- Henrik Hansen, Nord Pool
- Ingeborg Ørbech, DI Energi
- Jakob Bendixen, Danske Commodities
- Jes Smed, DONG Energy
- Jørn Klitgaard, DONG Energy
- Kenneth Nielsen, Vattenfall
- Nina Detlefsen, Dansk Fjernvarme
- Peter Bruhn, Energinet.dk
- Preben Nyeng, Energinet.dk – (delprojektleder for AG1)

8.7.5 Arbejdsgruppe 2: Kapacitetsmarkedet

- Anders Pallesen, Energinet.dk (leder)
- Anders Pallesen Jensen, Energinet.dk (delprojektleder for AG2)
- Aslak Jakobi Kristensen, Energi Danmark
- Charlotte Søndergren, HOFOR
- Christian Winther, Dansk Energi
- Edward James-Smith, Energistyrelsen
- Henrik Eriksen, Scanenergi
- John Tang, Dansk Fjernvarme
- Lasse Sundahl, DONG Energy
- Nanna Foller Larsen, Energinet.dk
- Peter Bruhn, Energinet.dk
- Søren Meinertz Knudsen, Vattenfall

8.7.6 Arbejdsgruppe 3: Fleksibel forbrugsafkobling

- Jeannette Møller, Energinet.dk (leder)
- Christina Plum, Energinet.dk
- Helle Juhler-Verdoner, DE/iE
- Henning Parbo, Energinet.dk
- Henrik Stærmose, Neogrid
- Jeannette Møller Jørgensen, Energinet.dk (delprojektleder AG3)
- Jørgen Johansen, V. Birn/FSE
- Lotte Holmberg Rasmussen, NEAS
- Louise Jacobsen, Dansk Energi
- Mads Lyngby Petersen, Insero
- Sune Thorvildsen, DI
- Thomas Kudela, DONG Energy
- Ulrik Stougaard Kiil, Energinet.dk

8.7.7 Arbejdsgruppe 4: Samspil med VE

- Anders Espensen, Dansk Energi
- Carsten Nielsen, Vattenfall
- Jacob Forman, DONG Energy
- Jens Petersen, DI (energi- og klimapolitik)
- Jens Tang, NEAS Energy
- Kenneth Nielsen, Vattenfall
- Martin Brøndergaard, Vindmølleindustrien
- Mette Vingaard, Energistyrelsen
- Nana Foller Larsen, Energinet.dk
- Niels Dupont, Vindenergi Danmark
- Randi Kristiansen, Danske Commodities
- Søren Lyng Clausen, Danske Commodities
- Ulrik Møller, Energinet.dk – (projektleder for AG4, leder)

8.7.8 Arbejdsgruppe 5: Samspil med varmesiden

- Elisabeth Jørgensen, Energinet.dk
- Erik Nørregård, Foreningen Danske Kraftvarmeværker
- Jacob Hvidberg, Silkeborg Kraftvarmeværk
- Jeannette Bodi Sørensen, Fjernvarme Fyn
- John Tang, Dansk Fjernvarme
- Leif Hornbak, Brancheforeningen for Decentral KraftVarme
- Niels Træholt Franck, Energinet.dk
- Peter Lemming Jacobsen, DONG Energy
- Peter Meibom, Dansk Energi
- Ole Kristoffer Jensen, Energinet.dk (delprojektleder for AG5)

8.7.9 Arbejdsgruppe 6: Behovsafdækning og konsekvensanalyser

- Asger Grønlund Arnklit, Energinet.dk (delprojektleder for AG6)
- Lasse Sundahl, DONG Energy
- Martin Bo Hansen, Copenhagen Economics
- Martin Michelsen, DI Energi
- Peter Meibom, Dansk Energi
- Sandra Friis-Jensen, Energistyrelsen

8.8 Ordliste

Tredjepartsaggregator: Aktør i elmarkedet, der aggregerer mange små forbrugsenheder, der hver især er for små til selv at byde ind på elmarkedet

AC forbindelser: Forbindelser (typisk til andre lande) baseret på vekselstrøm (i modsætning til jævnstrøm).

ACER: Agentur for samarbejde blandt de nationale regulatorer i Europa

Afbrudsminutter: Enhed, der er udtryk for forsyningssikkerhed. Det totale danske elforbrug udgør ca. 35 TWh. Det gennemsnitlige forbrug pr. minut udgør dermed omtrent 65 MWh. Afkobling af 65 MWh forbrug svarer således til ét afbrudsminut for hele Danmark. Afbrudsminutterne opgøres af Energinet.dk for DK1 og DK2 separat.

Analyseforudsætninger: Energinet.dk's bedste bud på udviklingen inden for centrale områder relevante for energisystemet (brændselspriser, vindmøllekapaciteter, etc.) i fremtiden for Danmark

Automatiske reserver FRR-A og

LFC: Sekundærreserven er en automatisk 15 minutters regulering leveret af produktion eller forbrug, som reagerer på et online reguleringsignal sendt fra Energinet.dk
Formålet: At frigive den primære reserve og at modvirke ubalancer på den dansk-tyske grænse. Den præcise specifikation er forskellig i Vestdanmark og Østdanmark

Balanceansvar: Ansvar for at holde porteføljen i balance, dvs. sikre, at den samme mængde er købt og solgt.

Balancekraft: Forskellen mellem aktørplan og faktisk driftstilstand. Udvekslingen af balancekraft mellem aktører administreres af Energinet.dk (*balanceafregningen*).

Biomassekonvertering:

Brændselsskift fra kul, olie eller naturgas til biomasse. Refererer oftest til kraftvarmeproduktion.

BRP: Balance Responsible Party på dansk balanceansvarlig

BSP: Balance Service Provider: aggregator af fx forbrug

CTR anlæg: Styringssystem til varme og strøm til bygninger
Day-ahead

DC-forbindelser: Forbindelser (typisk til andre lande) baseret på jævnstrøm (i modsætning til vekselstrøm).

Decentrale / centrale kraftværker: Centrale kraftværker er elproduktionsanlæg, der er beliggende på 16 særlige kraftværkspladser, bestemt i elforsyningsloven. De anvender kul, naturgas, olie og biomasse, og udgør cirka 2/3 af den regulerbare elproduktionskapacitet. Resten af de regulerbare, elproducerende anlæg i Danmark er decentrale værker, som udgør cirka 1/3 af den regulerbare elproduktionskapacitet.

Distributionsselskab: Selskab ansvarlig for netinfrastrukturen på alle spændingsniveauer fra den enkelte forbruger og op til 60 kV

DK1/2: Danmark er elektrisk opdelt i to områder, adskilt af Storebælt. Området vest for Storebælt er DK1, området øst for Storebælt er DK2. Bornholm indgår hverken i DK1 eller DK2, men hører elteknisk under Sverige.

Driftstimen/døgn/øjeblik: Det tidsrum, hvor balancen skal holdes i systemet

Effekt: Den elteknisk betydning energændring pr. tidsenhed, fx watt = joule/sekund. Når der i rapporten tales om at sikre tilstrækkelig effekt, refereres der til den bagvedliggende kapacitet, der sikrer at forbruger dækkes

Effektknaphed: Situation, hvor forbruget overstiger den tilgængelige produktion og import. Hvis effektknapheden ikke kan løses, vil forbrugere opleve ikke at have strøm i kontakten.

Effektilstrækkelighed: Undergren af begrebet forsyningssikkerhed. Effektilstrækkelighed relaterer til forbrugsafkobling på baggrund af situationer, hvor efterspørgslen (forbruget) overstiger udbuddet (produktion og import).

Elbørs: Handel af elektricitet på handelspladser for hhv. inter- og intraday markederne, der i Norden sker på Nord Pool Spot.

Elleverandør: Eller en elhandler, der indgår kontrakt om levering af el med slutkunden.

Elmarked: Engros- og detailmarked for elektricitet, der henvender sig til hhv. producenter og slutkunder med elhandleren som bindeled.

Elsystem: Helheden af produktionsenheder, forbrugsenheder, ledninger, kabler, stationer, osv., der har at gøre med elforsyningen i et område, fx DK1 (se definition).

Engrosmodel: Til fremme af konkurrencen på elmarkedet er det fra politisk side vedtaget, at fra april 2016 skal elkunden kun modtage én elregning fra sin elleverandør, som derefter afregner med de øvrige aktører. Modellen bygger ovenpå DataJub, der allerede opsamler alle afregningsdata centralt og uafhængigt.

Energy only: Energy only er betegnelse for det nuværende elmarked, hvor der udelukkende sker betaling for den producerede energi. Begrebet står i modsætning til introduktionen af fx et kapacitetsmarked, hvor der ikke kun sker betaling for den producerede energi, men også for produktionskapacitet.

Enpris-/toprismodeller: To pris: Ubalancer, der går i samme retning som systemets samlede ubalance,

og som dermed bidrager til systemets samlede ubalance, bliver afregnet til områdets RK-pris. Ubalancer, der går i den modsatte retning af systemets samlede ubalance, og som dermed "hjælper" systemet, bliver afregnet til områdets elspotpris. Enpris: Ubalancer, uanset retning, afregnes til områdets RK-pris.

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity - Samarbejdsorganisation for det europæiske TSO'er

FCR-N/D: Se primær reserve

Fleksibelt forbrug: Elforbrug som efter aftale med kunden kan flyttes i tid i forhold til fx et prissignal.

Fleksibilitetsafregning: Afregning af kunden i forhold til at indrette det fleksible forbrug efter fx et prissignal.

Forbrugsafkobling: Nedlukning af kundes elforbrug. I denne sammenhæng er der tale om frivillige aftaler, der honoreres.

Forsyningssikkerhed: Hvis forbrugere altid oplever at have strøm i kontakten (ingen tilfælde af afkobling) er forsyningssikkerheden perfekt. Afkobling kan skyldes utilstrækkelig netkapacitet, utilstrækkelig produktionskapacitet eller fejl i nettet.

Forvridningstab: Hvis et værk købes i en strategisk reserve (traditionelt uden varme), opgiver værket muligheden for at producere på markedsvilkår og dermed skabe værdi, når værket ellers med fordel kunne producere el eller varme. Denne tabte værdi kaldes i rapporten for forvridningstab.

Funktionalitet: de tekniske egenskaber, som værkerne leverer for sikre elsystemets drift

Indre marked: Det indre europæiske marked for elektricitet

ISP: Imbalance Settlement Period – den periode som aktøren skal være i balance i. Den er i dag en time.

Kapacitetsbetaling: Betaling til anlæg eller forbrug for at stå til rådighed.

Kraftværk: Produktionsenhed, der frembringer elektricitet.

Krigers Flak: Udlandsforbindelse til Tyskland, som Energinet.dk planlægger at etablere i forbindelse med havmølleparken ved Krigers Flak i Østersøen.

Langsomme reserver: Reserver med en længere aktivering end 15 minutter.

Levetidsforlængelse: Centrale kraftværker kan gennemgå en omfattende vedligeholdelsesproces, hvor centrale komponenter udskiftes, hvilket betyder, at kraftværker kan forlænge sin levetid.

Manuelle reserver (FRR-M): er produktionskapacitet og forbrug, som mod en fast rådighedsbetaling stilles til rådighed for og disponeres af Energinet.dk mod betaling til sikring af den fysiske balance i elsystemet (*reservemarkedet, options-markedet, RKOM*).

Markedsforskrifter: Forskrifter, som beskriver kravene og markedsrammerne for at deltage på markedet

MW: Enhed for energigændring pr. tidsenhed. I rapporten bruges begrebet også som udtryk for kapacitet (forbrug eller produktion). Et 400 MW kraftværk kan producere 400 MW = 400 MJ/s og ved produktion i én time 400 MWh.

N-1 kriteriet: Systemet skal have reserver, så den største enhed (i DK er det kabel til udlandet) kan falde ud uden at systemet bryder sammen.

Net-CONE: Net-CONE (net cost of new entry) udtrykker den forventede nettoomkostning til det billigste generisk nye kraftværk. Dvs. det er omkostningen til at etablere et nyt kraftværk fratrukket forventede indtægter fra andre markeder end kapacitetsmarkedet.

Netværkskoder: EU-forordninger som beskriver harmoniserede, krav produkter og markeder i EU

Nord Pool Spot: Den nordiske elbørs, der ejes af Energinet.dk sammen med de andre nordiske systemansvarlige virksomheder.

Parameter i kapacitetsmarked: Forslaget til et kapacitetsmarked er bygget op om parametre. En parameter svarer til et delelement af markedsdesignet, fx hvilken kontraktperiode der skal anvendes.

Pentalaterale Energiforum: Forum for energisamarbejde på ministerielt niveau mellem DE, FR, BE, NL, LUX, AUT, CH

Porteføljebalancering: Aktøren producerer/forbruger i henhold til indgåede kontrakter for at holde egen balance

Primære reserve: Produktionen (eller forbruget) fra leverandørerne skal ændres som en funktion af frekvensafvigelser for at stabilisere frekvensen tæt på 50 Hz.

Den præcise specifikation er forskellig i Vestdanmark og Østdanmark

Prisloft: Øvre prisgrænse fastlagt for et marked

PSO: Public Service Obligation – opkræves over elregningen for at dække omkostningen til den grønne energi

Realtidspris: Den pris, som en aktør modtager eller betaler for ikke-planlagt energi

Regulerkraft: Produktionskapacitet og forbrug, som stilles til rådighed for og disponeres af Energinet.dk mod betaling til sikring af den fysiske balance i elsystemet (*regulerkraftmarkedet*).

Specialregulering: Specialregulering er en regulering, hvor den normale prisrækkefølge ikke nødvendigvis følges, og hvor aktiveringen ikke bliver prissættende for balanceprisen. Baggrunden er et ønske om, at reguleringer udført af nettekniske forhold/begrænsninger

ikke må påvirke regulerkraftprisen (og dermed ubalanceprisen), som fastsættes ud fra balancen i systemet.

Spidslast: Spidslast referer til de situationer, hvor enhederne med de største marginalomkostninger deltager i markedet. Dette sker i tilfælde, hvor forbruget er meget højt og der er begrænset produktions-/importkapacitet på grund af havarier eller planlagt udetid.

Spotmarked: El handles time for time (MWh/h) på et dag til dag marked, og børsen (Nord Pool Spot) sørger for at transportere strøm fra billige områder til dyre områder.

Statsstøttere: Europakommissionens regler for hvornår europæiske stater må yde støtte fx på energiområdet

Strategisk reserve: En strategisk reserve består af kraftværker (eller afbrydeligt forbrug), der træder ind på elmarkedet, når udbud og efterspørgsel ellers ikke kan mødes, og reducerer dermed alt andet lige risikoen for afkobling af forbrug.

Synkronkompensator: En synkronkompensator er en generator, der drives af elnettet i stedet for af en kedel og turbine. Generatoren har de samme egenskaber som et kraftværk, der gør, at den kan stabilisere spændingen på elnettet samt understøtte nettet ved fejl.

Systembalancering: Når aktørerne balancerer ud fra at summen af alle aktører afvigelser giver nul (systembalancering).

Systemtarif: Der anvendes tre tariffer for forbrug ved afregningen mellem Energinet.dk og netvirksomheder. Nettariffen dækker Energinet.dk's omkostninger ved det danske transmissionsnet, systemtariffen dækker omkostningerne ved reservekapacitet og systemdrift, mens PSO-tariffen dækker Energinet.dk's omkostninger ved offentlige forpligtelser som fastsat i Elloven.

Systemydelse: Reserver som energinet.dk køber for at opretholde balancen i systemet

Target-model: Markedsmodel for elmarkedet som Europakommissionen har foreslået for udviklingen af et fælles indre elmarked bl.a. bestående af fælles day-ahead og intraday-marked

Tekniske forskrifter: Tekniske krav for at deltage på maarkedet

Transmissionsselskab: Et transmissionsselskab er ansvarlig for opretholdelse af balancen i selskabets netområde, sådan at forsyningen af forbrugerne sker med så få afbrud som muligt.

TSO-ejede anlæg: Anlæg ejede af TSO'en, her Energinet.dk

Ubalancer: (forskellen mellem aktørplan og målinger) opgøres pr. balanceansvarlig aktør separat for Øst- og Vestdanmark, og i hvert område separat for forbrug og produktion.

VE: Vedvarende Energi

VOLL: "Value of lost load" svarer til den pris, elforbrugeren vil betale for at undgå afbrud af strøm.