

BAGGRUNDPAPIR TIL GIV ENERGIEN VIDERE | 5. JANUAR 2016

3. En sikker el- og varmeforsyning

1 Indledning

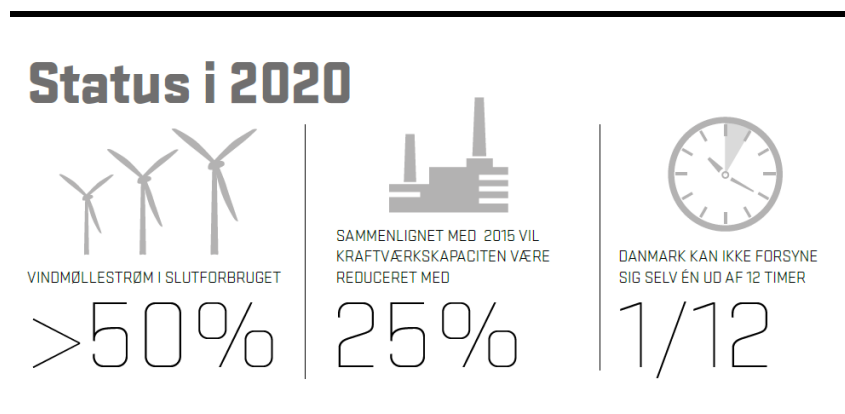
Dansk Energi har en vision om, at den danske el- og varmeforsyning skal være både sikker og velfungerende og baseret på et effektivt parløb mellem fluktuerende energikilder som vind og sol og fleksible kraftværker der kan producere el efter behov.

Lave markedspriser på el understøtter ikke fremtidige investeringer i kraftværker, fordi indtægterne ikke står mål med omkostningerne. Samtidig fastholdes støttebehovet til vindmøller og solceller, fordi markedsprisen på el ikke giver et tilstrækkelig højt økonomisk grundlag til at understøtte forretningen på kommercielle vilkår. Det udfordrer den langsigtede levedygtighed af vores nuværende markedsmodel. Det udfordrer også forsyningssikkerheden.

Vores elsystem er bundet op på den nordiske elbørs, Nord Pool Spot, der bliver betragtet som det mest velfungerende elmarked i verden. Vores fælles nordiske marked i kombination med et stærkt elnet har været med til at sikre, at vi med stor omkostningseffektivitet har fastholdt en forsyningssikkerhed på 99,997 %, der både tiltrækker og fastholder virksomheder i Danmark.

I 2020 forventes over halvdelen af det danske elforbrug dækket af vindmøllestrøm alene. Energinet.dk forventer samtidig, at den danske kraftværkspark er reduceret yderligere. Forskydning i balancen mellem kontrollerbar og ukontrollerbar produktion fortsætter, og vi går ind i ukendt territorium. Det stiller strengere og strengere krav til vores elmarkeder, den frie prisdannelse og muligheder for at sende elektricitet på tværs af landegrænser.

Figur 1 Energibilledet er forandret i 2020



Figur 1 viser andelen af vind i elforbrug, forventet udvikling i kraftværkscapaciteten og behov for elimport frem mod 2020

Kilder: Energinet.dk, Markedsmodel 2.0. Energistyrelsen, Elforsyningssikkerhed i Danmark 2015 (baggrundspapir).

Vi har desuden i Danmark et effektivt og sammenhængende el- og varmesystem, hvor rygraden i årtier har været en højeffektiv produktion af kraftvarme. Med

udbygningen af vedvarende energi ændrer denne situation sig. Vinden og kraftvarmeværkerne vil fremover og i endnu større grad efter 2020 være to ligeværdige grundpiller i vores elsystem.

2 Udfordringer

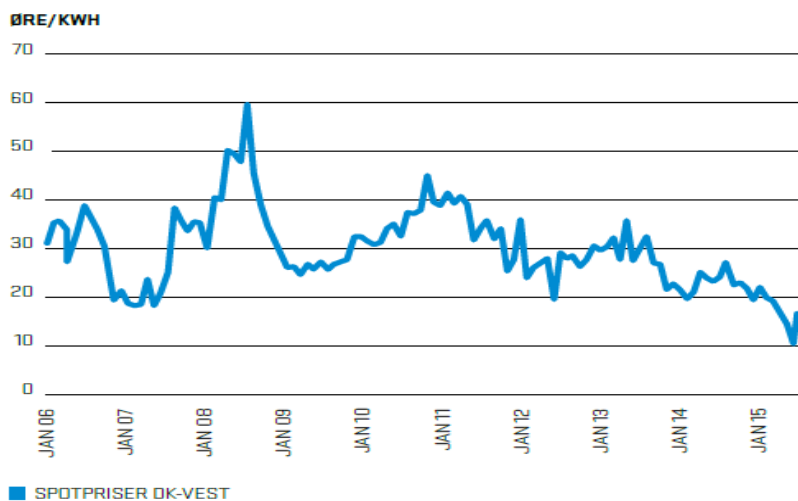
2.1 Markedspris ansporer ikke til nye investeringer

Det danske elmarked er overordnet set velfungerende og med høj forsyningsikkerhed. Sådant skal det fortsat være. Mindst 55 % af danskernes elforbrug bliver dækket af vindenergi i 2020. På sigt skal Danmark i endnu højere grad blive uafhængig af fossile brændsler. Det kræver fortsat udbygning af vedvarende energi herunder vindkraft og solceller i mange år fremover. Det er en udvikling, som ikke alene sker i Danmark, men som også foregår i vores nabolande.

Kombinationen af stagnerende elforbrug, stadigt voksende andel af vindkraft og solceller, samt faldende brændselspriser lægger et nedadgående pres på elmarkedsprisen (se figur 2).

Figur 2 Historisk lav markedspris på el

Elpris i Vestdanmark



Figur 2 viser udvikling i systemprisen på el i det Nordiske område fra 2006 til 2015.

Kilde: Nord Pool Spot

Økonomisk støtte til udbygning med vind og sol har ført til, at en stigende andel af de elproducerende anlæg byder ind i energimarkedet med produktionspriser nær nul. Det skyldes blandt andet, at produktionsomkostningerne ved vindkraft og solceller, når de først er bygget, er lave. Derved reduceres markedsprisen på el også, fordi den marginale, prissættende producent oftere og oftere har en lavere budpris – og det gælder i særlig grad i det stigende antal perioder, hvor vindmøller eller solceller er prissættende. Lavere priser i elmarkedet betyder lavere indtje-

ningsmuligheder og manglende dækning for elproducenternes faste omkostninger. I takt med at omkostningerne bliver sværere og sværere at dække, så reduceres investeringslysten også. Det gælder på tværs af vindmøller, solceller og kraftværker. Med andre ord bliver det i stigende grad vanskeligt at opretholde et energimarked, hvor det alene er energiproduktion, der aflønnes. Det reducerer elsystemets mulighed for at møde forbruget i perioder med lav energiproduktion fra vindmøller og solceller.

Princippet bag energy-only markedet:

- Elproducenter skaber deres indtjening på elsalg alene.
- Markedsformen sikrer, at de anlæg, der kan levere den billigste elektricitet time for time, er dem, der faktisk producerer.
- Kraftværker – der kan producere el efter behov – sikrer særligt indtjening i timer med høje priser. I praksis sker dette typisk, når den tilgængelige vindproduktion er lav.
- Udsving i markedsprisen danner grundlag for, at der bygges forskellige typer af anlæg: Flexibel produktion skaber indtjening, når priserne er høje. Vindmøller og solceller skaber indtjening som følge af lave produktionsomkostninger.

Præmissen for et velfungerende energy-only marked er, at der er lige konkurrenceforhold på tværs af alle produktionsformer dvs. på tværs af vindmøller, solceller, kraftværker mv.

En del af prisfaldet i elmarkedet skyldes også faldende verdenspris på kul, fordi det ofte er kulraftværker, som sætter markedsprisen i Danmark, men i særlig grad også i Tyskland. Siden 2011 er prisen på kul faldet med ca. 1/3. Det betyder, at værket skal betale over 33 % mindre for den energi, der forbruges på at producere elektricitet. En anden faktor er, at prisen på CO₂-kvoter også er faldet med knap 45 % siden 2011. Konkurrencen mellem producenter i markedet betyder, at faldet i inputpriserne giver sig udslag i lavere markedspris på elektricitet på tværs af alle typer af producenter.

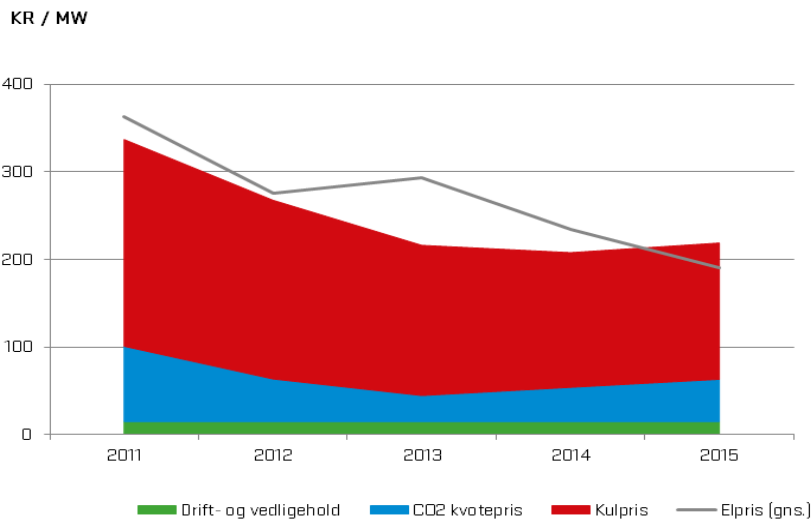
Fra et kulfyret kraftværks synspunkt, så annulleres de faldende brændsels- og CO₂ omkostninger af faldet i elprisen. Det ses eksempelvis i figur 3 som forskellen mellem elprisen (linjen) og værkets variable driftsudgifter til brændsel, CO₂ og drift- og vedligehold (fladen). Forskellen mellem de to er det dækningsbidrag, som værket har tilbage til at dække faste omkostninger og til forretning af den investerede kapital.

Faste omkostninger dækker blandt andet over afskrivninger på værkerne, jord, forsikringer, personale. I meget grove træk ligger de faste omkostninger i omegnen af 70-210 kr/MWh, afhængig af værkers alder, produktionsomfang og en række øvrige forhold.¹ Figur 3 viser desuden, at den indtjening, som værket har i driften til at dække de faste omkostninger, er faldet over perioden, også som følge af stigende omfang af vedvarende energiproduktion i elmarkedet.

¹ Estimatet er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog som vurderer, at årlige, faste omkostninger ligger i omegnen af 425.000 kr pr. MW for et kulfyret kraftværk. Spændet er beregnet ud fra at produktionsomfanget ligger mellem 2.000 til 6.000 timer årligt.

Figur 3 Fald i produktionspris modsvarer af fald i elpris

Udvikling i kulpris, CO₂-pris samt drifts- og vedligehold set i forhold til danske elpris



Figur 3 viser udviklingen i kulpris, CO₂-pris, løbende drift- og vedligehold (antaget konstant på 15 kr/MWh) for et standard kulfyret elproduktionsanlæg med effektivitetsgrad på 38 %. Dækker perioden 2011 til og med H1 2015.

Kilde: Energistyrelsen (kulpris), SKM Syspower (CO₂-pris), Nord Pool Spot, Dansk Energi.

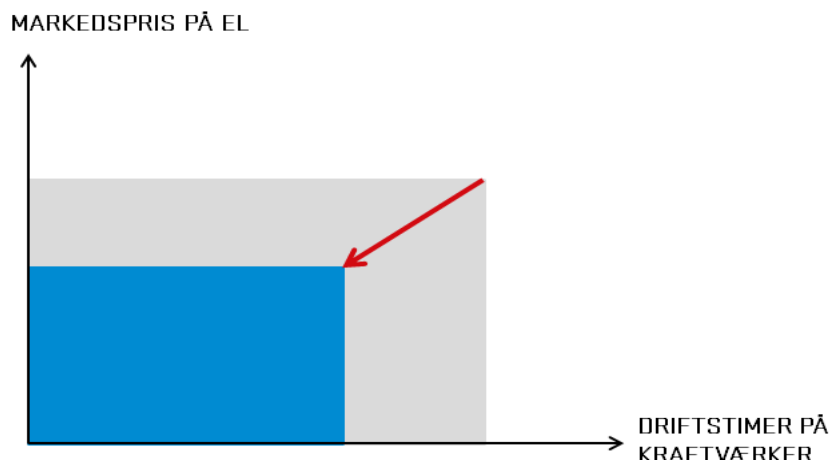
Forretning af den investerede kapital er det afkast, som en investor i en hver industri forventer til gengæld for at binde sine penge til et projekt. Forrentning er hvad der er tilbage af indtægter efter af både variable og faste udgifter er betalt. Uden forretning på en investering, så er det mere fordelagtigt for investoren at placere sine penge ved at bygge en fabrik i en anden sektor, eller ved at investere i aktier.

Den reducerede elpris betyder, at elproducenter - både ejere af vindmøller, solceller og kraftværker - har sværere ved at dække deres omkostninger. Elmarkedsprisen i dag ansporer således ikke til nye investeringer, og der er ifølge markedsforventninger (udtrykt i futures-elpriser) ikke udsigt til højere priser inden for de kommende fem år. Så selv om lave elpriser er godt for kunderne, så udfordrer det investeringer i både kraftværker og vindmøller. Investeringer, der er nødvendige for et stabilt og velfungerende elmarked på længere sigt.

Det skaber en grundlæggende udfordring for levedygtigheden af energy-only modellen, hvor anlæg udelukkende afregnes for den energi, der produceres.

Kraftværker isoleret set oplever at antallet af produktionstimer reduceres i takt med at elprisen falder, fordi det ikke er rentabelt at producere el i samme omfang som tidligere. Faldende driftstid er en naturlig konsekvens af udbygning i andre produktionsformer, og peger på at kraftværkernes rolle fremover i stigende grad er som back-up til den svingende vind- og solproduktion. Kombineret med faldende elpriser betyder samlet set, at kraftværkernes indtægtsmuligheder udhules.

Figur 4 Faldende elpriser og driftstid presser kraftværkernes indtjeningsgrundlag



Figur 4 illustrerer, hvordan kraftværkernes indtjeningsgrundlag påvirkes af faldende driftstimer og elpriser.

Kilde: Dansk Energi.

Hvad driver elprisen?

Elprisen er et resultat af produktionsomkostningerne på de anlæg, som byder ind i markedet. EU Kommissionen har gennemført en analyse af hvordan og hvor meget en række forhold i elmarkedet påvirker elprisen.

Analysen viser, at når brændselspriserne stiger med 1 %, så stiger elprisen med mellem 0,33 % og 0,42 %. At der ikke er fuld gennemslagskraft mellem brændselsprisen og elprisen skyldes blandt andet, at kraftværker ikke altid sætter markedsprisen på el, fordi andre anlæg – så som vindmøller – er prissættende i nogle timer. Et stigende elforbrug påvirker også elprisen i høj grad, mens CO₂-prisen har en mindre effekt. Stigende udbygning med vedvarende energi har en negativ effekt på markedsprisen på el, fordi disse anlæg ofte byder ind en lav produktionspris og fortrænger anlæg med en dyrere produktionspris. Konkret betyder en stigning på 1 % i andelen af vedvarende energi, at markedsprisen falder med mellem 0,09 og 0,12 %.

Figur 5 Ændringer i elmarkedet påvirker elprisen i forskellige retninger

Prisdrivere i engrosmarkedet for el

Stigning på 1 % i ændrer elprisen med
Brændselspriser	0,33 % - 0,42 %
Elforbrug	0,23 % - 0,54 %
CO ₂ -pris	0,19 % - 0,22 %
Andel vedvarende energi	-0,09 % - (-)0,12 %

Note: Data viser udvalgte faktorer, der påvirker day-ahead prisen i elmarkederne. Priseffekterne er beregnet ved statistisk analyse af hvordan en ændring i størrelsen på en variabel (fx brændselspriser) har gennemslagskraft på den variabel man ønsker at forklare (elprisen). Priseffekterne er givet det mest retvisende billede ved små ændringer. Spænd i elpris er modelleret ved hjælp af to forskellige økonomiske model-

ler og vurderet ved hjælp af to forskellige estimationsmetoder.

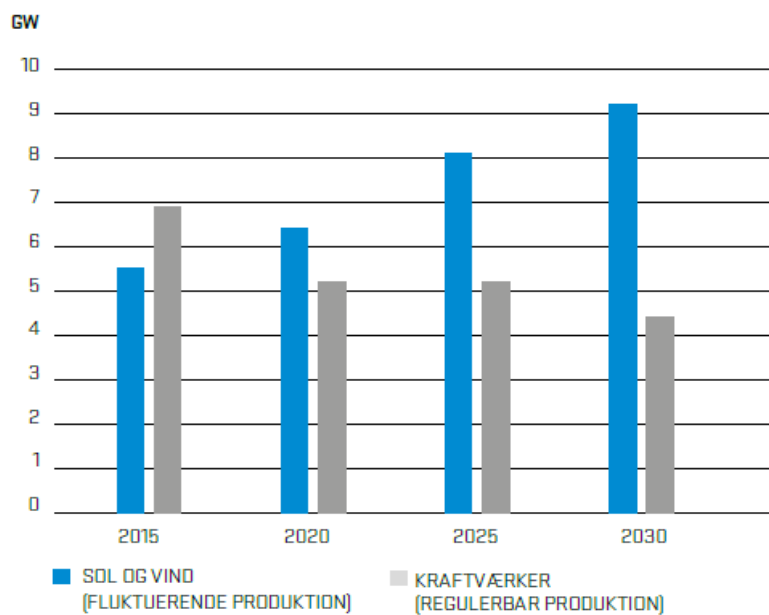
Kilde: EU Kommissionen, 'Commission staff working document. Investment perspectives in electricity markets.' 15. Juli 2015.

2.2 Elmarkedet kan ikke holde kraftværker i drift

De lave elpriser og det stagnerende elforbrug betyder, at en del af kraftværkerne må lukke. I Danmark er kraftværkskapaciteten allerede faldet fra ca. 9.100 MW i 2008 til dagens niveau på 6.900 MW. Fremskrivninger fra Energinet.dk viser, at kapaciteten falder yderligere til 5.200 MW i 2020 og til 4.400 MW i 2030. Figur 5 viser Energinet.dk's forventning til udviklingen i den danske kraftværkskapacitet frem mod 2030. Enhver fremskrivning er naturligvis følsom overfor de forudsætninger, der lægges til grund. En rundspørge foretaget af Dansk Fjernvarme indikerer, at udfasningstakten af decentrale værker går hurtigere end Energinet.dk forudsætter.

Figur 6 Balancen mellem vind og kraftværker skifter frem mod 2030

Fremskrivning af kapacitet 2015-2030



Figur 6 viser den forventede udvikling i produktionskapacitet fra vedvarende energi og kraftværker

Kilde: Energinet.dk slutrapport for markedsmodel 2.0, september 2015.

Bortfald af traditionelle kraftværker er et naturligt resultat af den grønne omstilling, og flere vindmøller reducerer til en vis udstrækning behovet for kraftværker.

Men færre kraftværker har to afledte konsekvenser, der er vigtigt at holde sig for øje. For det første, at Danmarks effekttilstrækkelighed - balancen mellem udbud og efterspørgsel i ekstreme situationer - fremover afhænger af følgende forudsætninger:

1. **At vi kan importere el fra udlandet, når vi har brug for det.** Elhandel og deling af ressourcer på tværs af lande er den naturlige udvikling i et elmarked, der i stigende grad integreres på tværs af landegrænser. Forbedrede muligheder for at handle sammen betyder muligheder for at eksportere elektriciteten i perioder, hvor Danmark har rigeligt, og importere i perioder, hvor vi har for lidt. Muligheden for at dele ressourcer over landegrænser er en af de helt grundlæggende fordele ved at være del af et samlet europæisk elmarked, således at de billigste produktionsanlæg – uanset placering – kører før de dyrere.

Deling af produktionsressourcer mellem lande betyder også, at det enkelte land ikke nødvendigvis skal have tilstrækkelig national kapacitet til at dække det nationale elforbrug på alle tidspunkter. Dette kan lade sig gøre i en vis udstrækning, fordi analyser på historiske data viser, at det højeste elforbrug ikke falder helt samtidig i de forskellige lande. Fænomenet er kendt som 'samtidighed' og er beskrevet i EA Energianalyse (2009), 'Bedre integration af vind. Evaluering af Elpatronloven, tredjestariffen for mindre kraftvarmeanlæg m.m. Delrapport 1: Analyse af markedsdata for vindkraft, decentral kraftvarme m.m.'

Dertil kommer, at det minimum af elproduktion fra vindkraft og solceller, som er til rådighed i timerne med det højeste elforbrug, bliver større, når man ser på vindkraften og solcellerne over et større geografisk område.

Omvendt gør den gradvise bevægelse fra kraftværker mod vindmøller og solceller, i Danmark såvel som i resten af Europa, at mangelsituationerne på tværs af landegrænser i stigende grad ligger på de samme tidspunkter. Vindstille perioder kan være grænseoverskridende på tværs af flere lande. Vestenvinden er den dominerende vindretning i Danmark og vores nabolande. Dermed er der også en sammenhæng mellem vindproduktion i en nord-syd-gående akse. Lav vindproduktion i Danmark ledsages ofte af lav vindproduktion i Nordtyskland og Sydsverige. Det stiller en udfordring i forhold til, i hvor høj grad det reelt er muligt at dele forsyningsikkerhed over landegrænser.

Hvordan grænseoverskridende mangelsituationer kommer til at blive håndteret i praksis er også en udfordring. I hovedreglen har de systemansvarlige – herunder også danske Energinet.dk – beføjelser til at begrænse kapaciteten på udlandsforbindelser, i situationer hvor det er nødvendigt for driften af elsystemet. Det er nødvendigt at have en robust model for samhandel, der sikrer solidaritet mellem landene i truende mangelsituationer, således at det ikke er den geografiske placering af produktionskapaciteten, der afgør hvem, der kan forbruge, men at det i højere grad er et spørgsmål om hvem, der vil betale markedsprisen.

2. **At kraftvarmeværkerne fortsat producerer til elmarkedet.** Kraftværkerne leverer fleksibel elproduktion som backup for den svingende energiproduktion fra vind og sol. Netop kraftværkerens evne til at producere el efter behov er det som gør det muligt, at gennemføre den grønne omstilling til vedvarende energikilder samtidig med at elforsyningen holdes stabil.

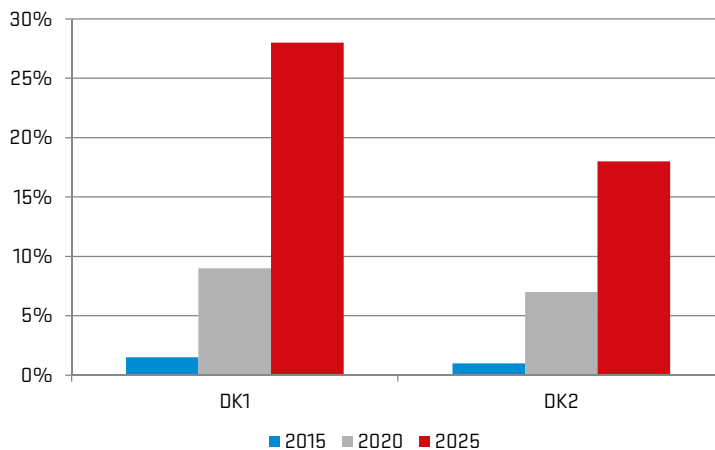
Efterhånden som kraftværkerne lukker, stiger risikoen for, at der ikke er produktionskapacitet til at møde elforbruget særligt i perioder med lav

produktion på vindmøllerne, og når solen ikke skinner. De lave priser i el-markederne betyder, at stort set alle kraftværker, som forventes at forblive i drift de kommende 10 år, i høj grad enten lever af varmesalg til fjernvarmekunder eller fastholdes af salg af reservekraft til Energinet.dk for spidslastværkers vedkommende.

Energinet.dk's analyser fra markedsmodel 2.0 viser, at Danmarks kapacitetsbalance forventes at blive gradvist forringet de kommende 15 år. Det betyder, at tilgængelighed på vores udlandsforbindelser i stigende grad bliver afgørende for at vi kan dække elforbruget. I 2020 forventer Energistyrelsen, at den tilgængelige danske elproduktionskapacitet er mindre end det danske elforbrug i 7-9 % af årets timer. Det svarer til godt en måned om året, hvor vi rent teknisk ikke har mulighed for at dække vores forbrug i fravær af importmulighed fra vores nabolande. I 2025 forventes tallene at vokse til mellem 18 og 28 %, jf. Energistyrelsens rapport 'Elforsyningsikkerhed i Danmark 2015'. Det betyder, at vi i stigende grad er afhængige af, at udlandet har kapacitet, som kan eksportere strøm til os i disse situationer, og at der er plads i det europæiske elnet til at transportere elektriciteten til os. Det stiller nogle meget store krav til investeringer i udbygningen af det europæiske elnet, og stiller krav til at TSOerne i fælles skab er i stand til at sikre rådighed på de forbindelser som er bygget.

Figur 7 Danmark bliver i stigende grad afhængig af elimport til at dække forbruget

Andel af årets timer hvor Danmarks produktionskapacitet er mindre end elforbruget



Figur 7 viser andel af årets hvor den tilgængelige danske elproduktionskapacitet ikke er tilstrækkelig til at dække forbruget

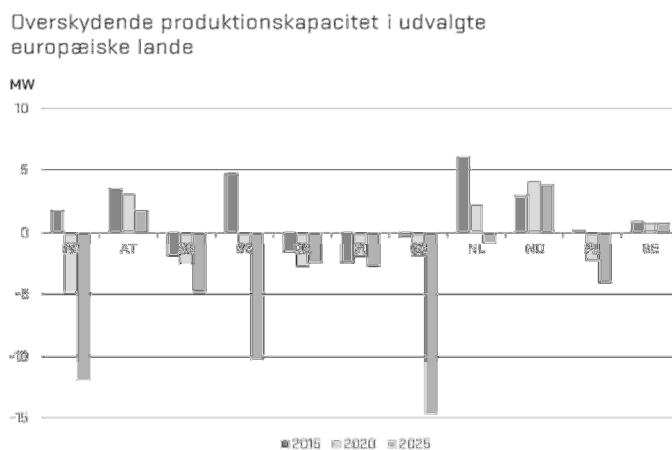
Kilde: Energistyrelsen, 'Elforsyningsikkerhed i Danmark 2015'.

Fald i kapacitet kan give mangelsituationer, hvor elforbruget ikke kan dækkes af produktion og import. Energistyrelsen forventer, at Østdanmark står i mangelsituationer i 29 minutter årligt i 2025, såfremt der ikke iværksættes tiltag til at sikre effekttilstrækkeligheden. Tilsvarende beregner Energi-

net.dk's 'Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2015' mangelsituationer i 24 minutter årligt.

Kraftværkskapaciteten i vores nabolande står i samme situation som de danske kraftværker. Tal fra ENTSO-E – sammenslutningen af europæiske systemoperatører – illustrerer, at den mængde kapacitet, der er til at dække elforbruget, tilsvarende reduceres rundt om os, jf. figur 8.

Figur 8 Elsystemet overskudskapacitet reduceres også i landene omkring Danmark



Figur 8 viser den forventede udvikling i overskydende kapacitet for en række Nordvesteuropæiske lande, såfremt der ikke igangsættes yderligere tiltag.

Note: Overskydende kapacitet viser andelen af et lands produktionskapacitet, som ENTSOE betegner som pålidelig og tilgængelig (reliable available capacity) fratrukket landets spidslastforbrug (load) samt en af ENTSOE fastsat sikkerhedsmargin (adequacy reference margin). Data viser ENTSOE's konservative scenarie.

Kilde: ENTSOE. System Adequacy Forecast 2014 - 2025

Fald i kapacitetsbalancen i Danmarks og vores nabolande betyder, at vores mulighed for at importere elektricitet i perioder med et stort forbrug reduceres, fordi udlandet ikke i samme grad som tidligere har ledig kapacitet, som vi kan trække på.

3. **At potentialet for fleksibelt elforbrug realiseres i de kommende år.** Flexibelt forbrug er kendetegnet ved at kunne afbrydes midlertidigt, når elpriserne er meget høje. Flexibelt elforbrug har både potentiale til at sikre større samfundsmæssig værdi af elproduktionen ved at flytte sig til timer med stor produktion fra fx vedvarende energikilder og deraf følgende lave elpriser, og til at reducere behovet for investeringer i spidslastkraftværker ved at kunne afbrydes, når elpriserne bliver meget høje. Det fleksible elforbrug i Danmark i dag består af elpatroner i fjernvarmen, afbrydeligt elforbrug i dele af den mest elintensive industri og mulig produktion på nødstrømsanlæg (back-up). Der er stor usikkerhed om potentialet for afbrydeligt elfor-

brug i Danmark og i andre lande. Det skyldes, at der historisk har været meget få timer med ekstremt høje elpriser, og derfor har incitamentet for elforbrugerne til at tilbyde afbrydeligt elforbrug været meget lille.

Den anden konsekvens er, at der vil være færre leverandører af systemydelse og regulerkraft. Systemydelse og regulerkraft er elproduktion på linie med anden elproduktion, men adskiller sig ved at have en meget hurtig reaktionsevne. Det er nødvendigt, fordi balancen i elsystemet skal kunne opretholdes sekund for sekund. Energinet.dk har behov for at opretholde en høj kvalitet i det overordnede elnet med minimale tab og fastholde frekvensen i elnettet stabilt på 50 Hertz.

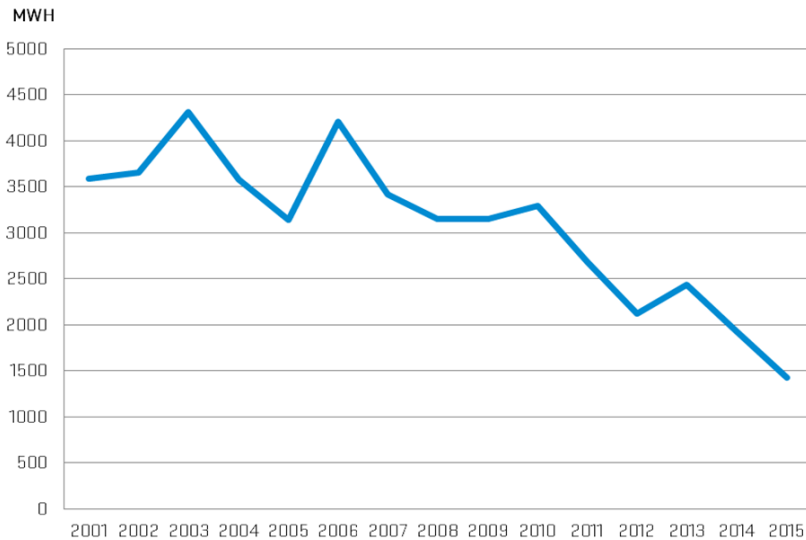
Efterhånden som kraftværkerne lukker, reduceres de mulige leverandører af ydelser, og dermed bliver elsystemet mindre robust. Et eksempel er, når vindmølleproduktionen ændres meget hurtigt. Helt ekstremt kan man forestille sig en situation med orkan, hvor vindmølleproduktionen i et stort område går fra fuld produktion til totalt produktionsstop på få timer, fordi vindmøllerne lukker ned for at beskytte sig selv, på grund af sikkerhedsrisiko ved fortsat drift. Det skete eksempelvis under stormen Allan i oktober 2013. Tilsvarende reduceres solproduktionen kraftigt, når der kommer en vejrfrent med skyer. Der er derfor et stigende behov for at koble vores markeder for systemydelse mod udlandets markeder. Samtidig er det nødvendigt at ændre markedsrammerne, således at vindmøller og solceller i højere grad kan deltage i det omfang de er teknisk muligt, som det allerede er sket på regulerkraftmarkedet.

2.3 Begrænsninger hæmmer kommerciel drift

Kraftværkernes rolle er skiftet fra at være den dominerende produktionsform til at fungere som backup til vedvarende energikilder som sol, vind og vand og som leverandører af systemydelse. Konsekvensen af de økonomiske vilkår for at drive værkerne er ændret. Det betyder også, at kraftværkerne skal agere mere fleksibelt og hele tiden vurdere om det kan betale sig at producere eller ej.

Figur 9 Dansk kraftværksproduktion er faldende

Gennemsnitlig kraftværksproduktion



Figur 9 viser den gennemsnitlige elproduktion (MWh/h) på danske kraftværker

Kilde: Energinet.dk markedsdata

Der er behov for at kunne reagere på hurtige udsving i elprisen og fx lukke produktionen ned i perioder med lave priser.

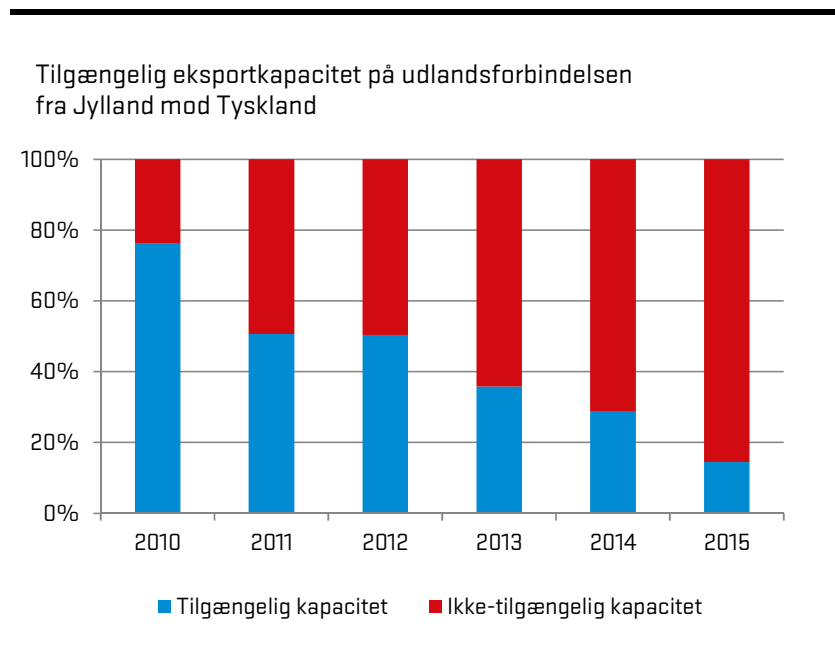
Problemet er, at dette behov for at optimere driften efter markedets udsving ikke respekteres tilstrækkeligt med de nuværende krav i lovgivningen eller gennem de tekniske forskrifter, hvor myndighederne fx kan beordre tvungen drift. Den gældende lovgivning for kraftværkerne er formuleret i en tid, hvor produktion af energi var monopoliseret og indtjeningen anderledes sikker, men i dag er lovgivningen en hæmsko for en sund kommerciel drift.

Sikker og stabil drift af elsystemet kræver udover selve produktionen af el også en række produkter under fællesbetegnelsen 'systemtjenester'. Systemtjenester er tekniske egenskaber – og ikke energiproduktion som systemydelse – som er nødvendige for at holde elektricitetens kvalitet stabil og robust. Efterhånden som kraftværkerne lukker, reduceres tilvejebringelsen af systemtjenester, og dermed gøres elsystemet mindre robust. Det er en udfordring, at en lang række af disse ydelser i dag ikke værdisættes i elsystemet, men i høj grad tilvejebringes gennem krav i lovgivning og tekniske forskrifter. For at skabe optimeret drifts- og investeringsincitament er det afgørende, at ydelserne, elsystemet efterspørger, prifsættes. Uden en rimelig prissætning og betaling enten igennem markedsløsninger eller igennem regulerede løsninger er der risiko for, at der er kraftvarmeanlæg, der lukkes, selvom deres fjernvarmeproduktion, elproduktion og bidrag til balancering af elsystemet samlet set er fornuftigt samfundsøkonomisk set.

2.4 Det indre marked for el halter

Danmark står med den udfordring, at vores forbindelser til nabolandene, særligt Tyskland og Sverige, ofte ikke er til rådighed, når vi gerne vil eksportere elektricitet. Den manglende rådighed skyldes, at de bagvedliggende transmissionsnet i vores nabolande ikke er dimensioneret til nødvendigvis at håndtere fuld indenlandsk produktion og import samtidigt. I 2014 var den jysk-tyske forbindelse kun til rådighed i 60,1 % af tiden for dansk import og kun til rådighed i 28,7 % af tiden for dansk eksport. Det viser tal fra Energitilsynet ('National Report to the European Commission – Denmark, 2015'). Denne forbindelse alene udgør ca. 40 % af den samlede eksportkapacitet fra de nordiske lande mod Kontinentaleuropa. Energitilsynets seneste 'Overvågning af det danske engrosmarked for elektricitet' (vinterhalvåret 2014/2015) viser yderligere, at rådigheden i importretningen ligger på ca. 50 % og kun en rådighed på 14 % i eksportretningen.

Figur 10 Elforbindelsen fra Jylland mod Tyskland er ofte utilgængelig



Figur 10 viser tilgængelig eksportkapacitet på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland i procent af den installerede kapacitet fra 2010 til om med 27. november 2015. Forbindelsen blev udbygget fra 1500 MW til 1780 MW fra om med 1. oktober 2012. Figuren afspejler derfor en vægtning af forbindelsens størrelse dette år.

Kilde: Energinet.dk

Det betyder, at markedspotentialet ved udbygning af vindmøller begrænses, fordi elektriciteten ikke i tilstrækkeligt omfang kan flyde mod de områder, der har størst behov og de højeste priser, hvilket ellers ville give højere indtjening til både vedvarende energi og kraftværker. Begrænsningen i markedsindtjeningen betyder, at producenter af vedvarende energi skal finde anden dækning af faste omkostninger, hvilket i praksis betyder et forøget støttebehov.

I takt med at energisystemet bindes tættere sammen, så flyder elektriciteten også ad nye veje. Det skyldes blandt andet, at elmarkeder kobles tættere sammen, så elektriciteten flyder over stadigt større områder. Ændringer i produktions- og

forbrugsmønstre stiller ligeledes nye krav til transmissionskapaciteten, både mellem lande og internt i det enkelte land. Det kan være en udfordring at sikre et udbygningsomfang, der er optimalt fra et regionalt eller EU perspektiv, hvis udbygningen alene baseres på snævre, nationale økonomiske betragtninger, og ikke ser på gevinster i øvrige lande. Udbygningen skal ske i et internationalt eller regionalt perspektiv, således at den europæiske samfundsnytte optimeres i udbygningen af transmissionsnettet, og ikke kun national nytte.

2.5 Usikkerhed om fremtiden for decentral kraftvarme

Kraftvarme har i årtier været en hjørnesten i det danske energisystem og bidraget til en meget høj energieffektivitet. Rammerne for den danske kraftvarme er under hastig ændring især som følge af et helt anderledes elmarked. Kraftvarme vil derfor under alle omstændigheder komme til at spille en anden rolle i fremtiden – særligt i de decentrale områder. Et energisystem i balance kræver fortsat kraftvarmens fleksibilitet i elmarkedet.

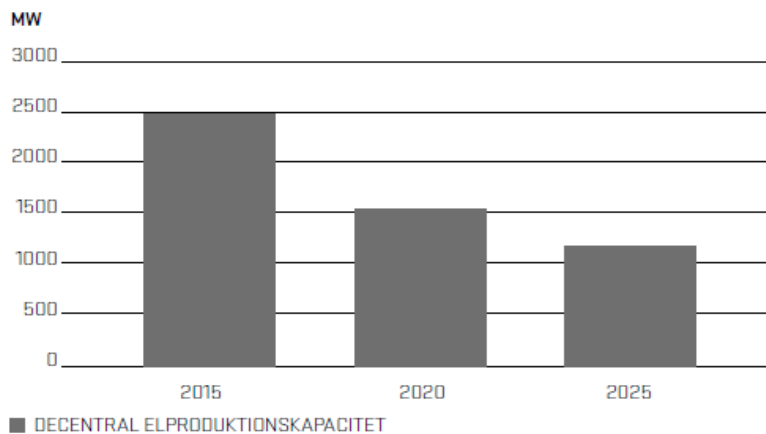
De decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker får frem til udgangen af 2018 et produktionsuafhængigt grundbeløb for at opretholde elproduktionskapacitet finansieret over PSO-ordningen. Grundbeløbet blev indført som en erstatning for en fast afregning i henhold til tredjestariffen. Når grundbeløbet bortfalder, kan varmeprisen forventes at stige med 3-4.500 kr. for en almindelig kunde, der er tilknyttet et decentralt kraftvarmeværk. Omvendt falder omkostningerne til PSO, hvilket medfører en generel besparelse for alle elforbrugere.

Når grundbeløbet ophører med udgangen af 2018 er det sandsynligt at mange decentrale fjernvarmeområder forlader kraftvarmeproduktionen. De lave elpriser betyder nemlig, at ren varmeproduktion er bedre fra et selskabsøkonomisk synspunkt. Der er usikkerhed om, hvor hurtigt denne udfasning af decentral kapacitet vil ske, men meget tyder på, at udviklingen i årene lige efter 2018 kan gå meget stærkt. Hvis udfasningen går hurtigt, har det betydning for den samlede elproduktionskapacitet og kan dermed også have betydning for elforsyningssikkerheden.

Det kan være uheldigt at udfase for meget af den naturgasfyrede kapacitet for hurtigt, da nogle af de decentrale værker er velegnede til at regulere hurtigt op og ned i forhold til elmarkedet. Der er derfor behov for at have tilstrækkelig viden om de økonomiske rammer for den decentrale kraftvarme til at etablere et beslutningsgrundlag, der sikrer, at man ikke udfaser den kraftvarme, som kan spille en positiv rolle for elsystemet. Det er på nuværende tidspunkt tvivlsomt om rammerne for kraftvarme - og den deraf forventede udfasningstakt - er tilstrækkeligt belyst til at lade beslutningen tage sig selv ved at lade udfasningen ske. Energi-net.dk har i regi af Markedsmodel 2.0 afsøgt mulighederne for at forbedre de eksisterende markedspladser for at få værdien af fleksibel elproduktionskapacitet til at fremstå så klart som muligt i markedsprisen. I lyset af, at det nordiske elmarked i dag betragtes som et af verdens mest velfungerende, så er det tvivlsomt, om de identificerede forbedringsmuligheder reelt er tilstrækkelige til at gøre en forskel.

Figur 11 Små kraftvarmeværker lukker

Udvikling i decentral elproduktionskapacitet



Figur 11 viser forventet udvikling i decentral elproduktionskapacitet (MW).

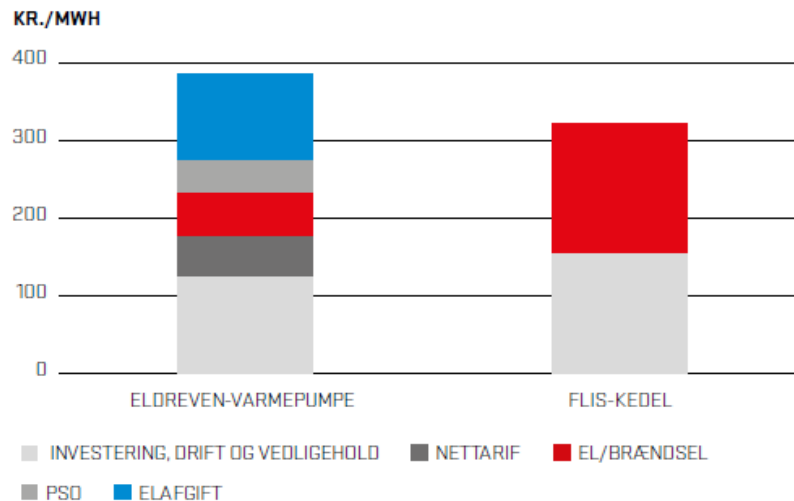
Kilde: Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014

I lyset af den markante ændring i rammerne for naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker med grundbeløbets bortfald afsøger mange af disse værker muligheden for alternativer til naturgas.

Dansk Energi har i analyserapporten "El til opvarmning" fra juni 2015 belyst, at eldrevne varmepumper er det oplagte samfundsøkonomiske valg til at erstatte gassen på mange af de decentrale kraftvarmeværker. Imidlertid er rene varmekedler, baseret på biomasse, den mest attraktive selskabsøkonomiske løsning for de enkelte selskaber pga. afgiftsfritagelse af biomasse. Derfor har mange værker fokus på den løsning – på trods af, at varmeforsyningsloven stiller krav om kraftvarme, når det er samfundsøkonomisk fornuftigt.

Figur 12 Afgifter og PSO gør varmepumpen urentabel

Varmepris i 2020 ved brug af stor varmepumpe og flis kedel i decentral varmeforsyning



Figur 12 viser selskabsøkonomi i løsningerne (hele søjlen) og samfundsøkonomi (søjlen minus afgifter).

Kilde: Dansk Energi

Samtidig er biomasse en knap ressource. I Energistyrelsens energiscenarier fra 2014 er opgjort et biomasseforbrug i Danmark i 2011 på 151 PJ, hvoraf 43 PJ var importeret. Udover de 151 PJ er der i Energistyrelsens energiscenarier vist et ekstra nationalt potentiale på 265 PJ i 2050, hvoraf 148 PJ dog udgøres af halm, som er et udfordrende brændsel at bruge til elproduktion. Dermed vil der i fremtiden også være behov for import af biomasse, hvilket ikke nødvendigvis udgør et problem, så længe biomassen er bæredygtig. Det er imidlertid fortsat vigtigt at bruge biomassen med omtanke, da den også globalt er en ressource med begrænsninger.

Derfor er det mest oplagt, at biomassen anvendes ved samproduktion af el og varme. Og dermed at ren varmeproduktion sker med brug af varmepumper, hvor muligt. Elpatroner kan også spille en rolle i forhold til ren varmeproduktion, fx i timer hvor elprisen er lav.

Samlet set er der tale om, at incitamenter, regulering og samfundsøkonomi for den decentrale kraftvarmesektor stritter i forskellige retninger.

3 Principper

3.1 Markedet som den primære ramme, hvor ydelser med værdi for elsystemet bliver prissat og indgår i åben handel.

Ydelser med værdi for elsystemet – ikke blot den klassiske elproduktion fra kraftværker og vedvarende energikilder – bør i videst muligt omfang markedsføres eller værdisættes på anden vis, så markedsaktørerne drives af incitament, der afspejler elsystemets behov for de enkelte ydelser.

3.2 Selskabsøkonomiske rammer, der understøtter samfundsøkonomisk fornuftige valg.

Der skal være sammenhæng mellem de valg, som aktører foretager, baseret på økonomiske prissignaler, og de valg, som er bedst fra et samfundsmæssigt perspektiv. Der er behov for at løsninger, der sikrer os en grøn el- og varmeforsyning, er selskabsøkonomisk attraktive. Således er der brug for at afgifter såvel som reguleringsmæssige rammer også understøtter samfundsmæssigt gode løsninger, som grøn kraftvarmeproduktion og øget elektrificering af den decentrale fjernvarmeforsyning.

3.3 Et harmoniseret europæisk elmarked, der sikrer handel på tværs af grænser.

EU's indre marked skal fungere som ét sammenkoblet elsystem med harmoniserede markedsregler og lige konkurrencevilkår på tværs af landegrænser. Nationale systemoperatører bør tænke internationalt, når der bygges ny transmissionskapacitet, for at give størst mulig værdi på europæisk plan. Valg af udbygningssteder skal ses i et internationalt perspektiv. Begrænsninger i mulighederne for samhandel bør alene kunne retfærdiggøres af fysiske flaskehalse og ikke af nationale grænser.

3.4 Samfundsøkonomi og respekt for foretagne investeringer som styrende for udbredelse og fastholdelse af kraftvarme

For at sikre opretholdelsen af den nødvendige kapacitet de rette steder, bør der være gode rammer for kraftvarme, der hvor det ud fra en ressourcemæssig betragtning og samfundsmæssige hensyn giver mening. Der bør være den fornødne respekt for allerede foretagne investeringer, således at ændringer i rammebetingelser ikke leder til suboptimeringer.

4 anbefalinger

4.1 Realisering af ægte indre marked for el

Norden har potentiale til at blive eksportør af grøn strøm til resten af Europa, men det kræver løbende udbygning af udlandsforbindelserne mod England og det øvrige Europa. Og det kræver, at EU's indre marked fungerer som ét sammenkoblet elsystem med markedsregler og lige konkurrencevilkår. Ambitionerne for det indre marked skal udvides til også at sikre, at systemydelse, som er nødvendige for at sikre en stabil drift i elsystemet, indgår i et åbent marked på tværs af grænser. Det vil være et naturligt næste skridt i liberaliseringen.

Udbygning af udlandsforbindelser er afgørende for at sikre værdien af investeringer i vedvarende energi, således at energien flyder mod de områder med størst efterspørgsel og hvor den har højest værdi. Begrænsninger i brugen af udlandsforbindelser i form af reduceret handelskapacitet skal mindskes til et absolut minimum. Samtidig skal der ske en udbygning med ny transmissionskapacitet. Fokus bør ligge på at åbne yderligere op for handel på markeder med høj værdi, ligesom udbygningen skal ske i et internationalt eller regionalt perspektiv, således at den europæiske samfundsnytte optimeres, og ikke kun national nytte. EU's Projects of Common Interest (PCI) og ENTSO-E's Ten-Year Network Development Plans er gode udgangspunkter, men fremtiden kræver et endnu stærkere element af international tænkning. Kommissionens initiativ til Energi Unionen og en ny investeringsplan er også skridt i den rigtige retning, hvor der bør fokuseres på udbygning af transmissionsnettet i regionalt perspektiv.

I takt med at det indre marked udvikles, spiller EU også en stigende rolle i forhold til forsyningsikkerhed. Derfor er der behov for en mere regional tilgang til forsyningsikkerhed, herunder i form af udarbejdelse af vurderinger, prognoser, løsninger. Sammenslutningen af EU's systemansvarlige, ENTSO-E, spiller en rolle, men en stærkere koordinering blandt EU's energiregulatorer i ACER kan også være et nødvendigt skridt mod en mere regional tilgang.

4.2 Ydelser med værdi for elsystemet skal indgå som produkter på markedet

Elsystemets aktører bør i videst muligt omfang drives af økonomiske incitamenter og prissignaler, og kun i begrænset omfang være drevet af krav fra myndighederne. For at skabe de optimale driftsrammer er det afgørende, at de ydelser, elsystemet efterspørger, prissættes, så de giver de rigtige incitamenter til investering og drift. Markedsgørelse af pålidelig, fleksibel produktionskapacitet og afbrydeligt elforbrug i form af et egentligt marked for kapacitet kan også blive nødvendigt på sigt – gerne på regionalt eller europæisk plan. På kort sigt kan mindre problemer med tilstrækkelig effekt dog håndteres gennem strategiske reserver.

Alle produkter, som der er efterspørgsel efter eller behov for i elsystemet, bør markedsgøres. Systemets aktører bør i videst muligt omfang være drevet af økonomiske incitamenter og prissignaler. Større grad af markedsgørelse øger også omkostningsbevidstheden hos myndighederne i forhold til omkostninger forbun-

det med krav og regulering. Det understøtter altså en samfundsmæssig, optimal tilvejebringelse af investeringer og drift.

4.3 Respekt for kraftværkers ret til at disponere over aktiver

Kraftværker er kommercielle aktiver ejet af investorer, der er udsat for konkurrence. Markedstankegangen bør derfor stå stærkt i en ny regulering, og myndighederne bør kun stille krav, der er begrundet i konkrete hensyn til forsyningsikkerhed og miljø. Aktørernes frie ret til at råde over egne anlæg er med til at sikre, at drift og investeringer ligger i tråd med markedets prissignaler. Det kan bidrage til at opretholde det rigtige mix af forskellige typer af elproduktionsanlæg. Dette bør bl.a. afspejles i den kommende revision af elforsyningsloven.

4.4 Brug for en samlet, langsigtet kraftvarmestrategi

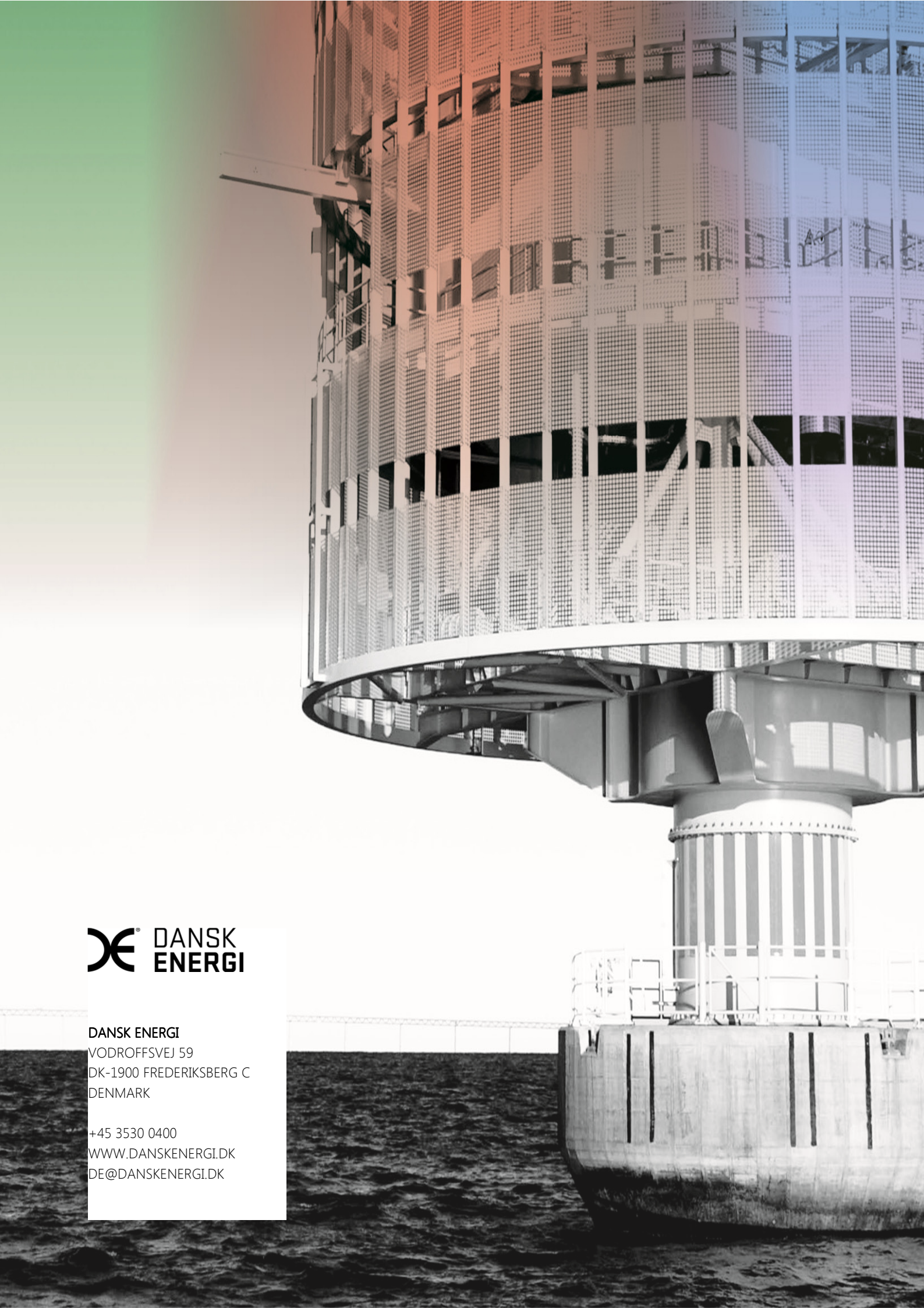
I lyset af de ændrede rammebetingelser for kraftvarmeproduktion pga. udviklingen på elmarkedet samt for de decentrale kraftvarmeværkers vedkommende et bortfald af grundbeløbet er der behov for en langsigtet kraftvarmestrategi.

Der er fremadrettet sandsynligvis behov for en mere nuanceret tilgang til kraftvarme for at undgå suboptimering mellem investeringer og energisystemnets behov.

I den forbindelse er det relevant at se på fremtiden for kraftvarmekravet i de forskellige områder, da udviklingen ikke behøver at være ens i alle områderne.

I det hele taget er de store kraftvarmeværker under et massivt økonomisk pres, mens det i de mindre decentrale områder går for langsomt med at få den grønne el ind i varmesystemet. Derfor bør eldrevne varmepumper i de små decentrale fjernvarmeområder have en hjælpende hånd hurtigst muligt.

Samtidig er der brug for mere langsigtede løsninger på kraftvarmens udfordringer, herunder overvejelser om kraftvarmekravets fremtid i de forskellige områder. Regeringen bør udarbejde en kraftvarmestrategi, der sikrer forsyningsikkerheden med grøn el og varme og finder løsninger, der er holdbare for både centrale og decentrale fjernvarmeområder; store såvel som små.



DANSK ENERGI
VODROFFSVEJ 59
DK-1900 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK