

Elmarkedets sammenspil med omstillingen til vedvarende elforsyning

Speciale, Energiingeniør ved Syddansk Universitet

Hanne Binder

1. februar 2018 – 1. juni 2018



Vejleder: Flemming Nissen

Medvejleder: Ulrik Møller

1. Forord

Dette projekt er et 30 ECTS points speciale udarbejdet på uddannelsen til civilingeniør i energiteknologi på Syddansk Universitet, foråret 2018. Det overordnede formål med projektet var at studere "Energy-Only"-markedsmodellens virkemåde i perspektiv af omstillingen af energisektoren til vedvarende energi.

Projektet er udarbejdet i et virksomhedssamarbejde med Energinet, hvor en bred vifte af medarbejdere med forskellig baggrund har bidraget med faglige sparring såvel som tekniske input.

Engelsk titel: The Energy-Only market model and the transition to renewable electricity generation.

2. Abstract

This study examines the “Energy-Only” electricity market model as applied in Europe. The market model has been criticized internationally of not being able to deliver the wanted security of electricity supply. The discussion has tensed with the planned hasty outfacing of fossil fuels and the planned large increase in fluctuating production. The “Energy-Only” model was studied theoretically and the reasoning of introducing strategic reserves in several European countries were analyzed.

To evaluate the consequences of the main concerns towards the market model an “Energy-Only” simulator driven by running investment decisions in contrast to an optimization was developed. The analyses showed that the integration of a large amount of wind power without further initiatives will have a negative consequence for the capacity adequacy. The consequences of full knowledge about the future establishment of subsidized wind power was found to cause a lack of capacity adequacy in the years before the wind power was ready to produce due to underinvestment in the rest of the market. The introduction of market conditions and technical solutions to enable planned consumption reduction as a reaction to a price signal was found to reduce the consequences of introducing large amount of wind power.

It is found that some of the critique points of the “Energy-Only” electricity market model, is well founded. The probability of the capacity inadequacy rising to an unacceptable level is high during the transition to renewable energy, if the demand is not capable of reacting sufficiently to the price signal. This concern is exacerbated when large amounts of fluctuation production is deployed in the market, especially if it is not counteracted by a demand response market.

Indholdsfortegnelse

1. FORORD	1
2. ABSTRACT	2
3. INTRODUKTION	4
4. PROBLEMFORMULERING	6
4.1 UDDYBNING OG PRÆCISERING	6
5. TEORETISK GRUNDLAG	7
6. MARKEDSFEJL I DET EUROPÆISKE ELMARKED	9
6.1 FORUDSÆTNINGER FOR ET VELFUNKTERENDE "ENERGY-ONLY"-MARKED	9
6.2 OPSAMLING	15
7. MISTILLID TIL "ENERGY-ONLY"-MODELLEN	16
7.1 KAPACITETSMEKANISMER SOM LØSNINGEN TIL AT SIKRE EFFEKTTILSTRÆKKELIGHED	16
8. INTEGRATION AF FLUKTUERENDE PRODUKTION I ET "ENERGY-ONLY"-MARKED	20
9. OMSTILLING TIL VEDVARENDE ENERGI I DANMARK MED "ENERGY-ONLY"-MODELLEN SOM DET BÆRENDE ELEMENT	22
9.1 OMSTILLING AF ELFORSYNINGEN I DANMARK	22
9.2 VIRKEMIDLER TIL AT HØJNE FORSYNINGSSIKKERHEDEN INDEN FOR RAMMERNE AF "ENERGY-ONLY"	23
10. INTRODUKTION TIL STUDIETS ANALYSER VIA SIMULERINGER	28
11. MODELUDVIKLING	29
11.1 MÅLDEFINITION	29
11.2 KRAVSPECIFIKATION	30
11.3 GEOGRAFISK AFGRÆNSNING	30
11.4 MODELLENS OPBYGNING	31
11.5 VERIFICERING	46
12. MODELBASEREDE ANALYSER	47
12.1 FØLSOMHEDSANALYSE	47
12.2 STATSSTØTTET VINDIMPLEMENTERING – FAST VINDANDEL	52
12.3 STATSSTØTTET VINDIMPLEMENTERING – VIDEN OM FREMTIDIGE INVESTERINGER	55
12.4 VINDINTEGRATION I MARKEDER PLACERET VEST-ØST FOR HINANDEN	57
12.5 FORVENTNING TIL FORBRUGSUDVIKLINGEN	59
12.6 AFBRYDELT FORBRUG	61
13. DISKUSSION	63
13.1 MODEL OG ANALYSER	63
13.2 DET, I TEORIEN, ALTAFGØRENDE PRISLOFT	64
14. KONKLUSION	69
15. LITTERATURLISTE	71
16. BILAG	75

3. Introduktion

Handel med elektricitet i Europa er grundlæggende baseret på ét fælles elmarked. Markedsmodellen går internationalt under navnet "Energy-Only", fordi det bærende princip er, at alene produceret energi har en værdi. Der gives som udgangspunkt ingen betaling for at have kapacitet stående til rådighed for markedet. Andre elmarkeder i f.eks. USA har en form for kapacitetsmarked, som enten udgør det primære grundlag for modellen eller anvendes i kombination med en prissætning af faktisk produktion. Formålet med de forskellige markedsdesign er det samme: kortsigtet skal brugen af den eksisterende kapacitet optimeres, og langsigtet skal der gives de rigtige investeringssignaler (1).

"Energy-Only" markedsmodellen baserer sig på de grundlæggende økonomiske principper om, at udbud og efterspørgsel vil finde en ligevægt i et perfekt marked. Der er således ingen grund til at betale eksplicit for kapacitet. Hvis efterspørgselssidens betalingsvillighed er høj nok, så vil der være et økonomisk grundlag for at producere enhver efterspurgt kWh. Alligevel står Europa nu i en situation, hvor der er store bekymringer for, om markedsmodellen alene kan sikre tilstrækkelig kapacitet. Bekymringen er opstået i forbindelse med omstillingen til en vedvarende og bæredygtig energiforsyning, fordi der introduceres store mængder energi, som har meget lave variable omkostninger. Produktion fra fluktuerende energikilder som vind og sol byder deres el ind i markedet til 0 DKK/MWh eller endda negative priser grundet statsstøtte. Bekymringen er essentielt, at når prisen i mange timer er meget lav eller negativ, så fjerner det indtægtsgrundlaget for de brændselsbaserede produktionsanlæg og incitamentet til at investere i nye brændselsbaserede anlæg. Den dag, det ikke blæser og solen ikke skinner, så er det netop de regulerbare anlæg, der skal levere den efterspurgte el.

Opsummeret er bekymringen todelt; (1) at stå i en situation med manglende kapacitet, hvor der en dag ikke kan laves et match mellem udbud og efterspørgsel eller (2) at prisen bliver så høj, at det ikke er politisk forsvarligt. Den første frygt har en umiddelbar løsning; hvis der er en frygt for, at der kommer til at mangle kapacitet, så betal nogen for at garantere effekttilstrækkelighed. At indføre en løsning, der på den ene eller den anden måde kan kategoriseres som et kapacitetsmarked som supplement til et "Energy-Only"-marked er blevet adresseret af Europakommission af flere omgange og senest i deres udgivelse *Final Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms* (2). I rapporten fremlægger Europakommissionen resultatet af deres omfattende undersøgelse om fordele og ulemper ved kapacitetsmarkeder og den nuværende "Energy-Only"-model. Konklusionen er klar: Kapacitetsmarkeder er ikke løsningen på problemet og tilladelse til at lave kapacitetsmarkeder kan kun gives i tilfælde, hvor der er sket adskillige markedsreformer for at få "Energy-Only"-modellen til at fungere, og det samtidig klart kan påvises, at det ikke er tilstrækkeligt. Ydermere er de givne tilladelser kun af midlertidig karakter. Der er således lagt op til, at det er "Energy-Only"-modellen, der skal fremover skal være grundstenen i det Europæiske elmarked.

Den anden frygt er i øjeblikket håndteret i det europæiske marked ved etablering af et prisloft på 3000 EUR/MWh. Prislofter er en klassisk økonomisk markedsfejl, men begrundelsen for prisloftet er at beskytte forbrugerne mod ekstreme priser, som de ellers har svært ved at gardere sig mod. Elmarkedets forbrugere er ikke gearet til at reagere på en pludselig, voldsom prisstigning, hvorfor en situation uden prisloft er politisk uacceptabel. På den anden side, så kan en markedsfejl som et prisloft resultere i, at "Energy-Only"-

markedet ikke når sin egentlige ligevægt, og det i værste fald med utilstrækkelig etableret elproduktionskapacitet til følge. Prisloftet er ikke den eneste markedsfejl i det europæiske "Energy-Only"-marked, og det rejser et spørgsmål om, hvorvidt markedet, som det er nu, er i stand til at levere det, som efterspørges.

Danmarks energipolitik peger i retningen af, at Danmark i 2050 skal være uafhængig af fossile brændsler. Ifølge Energistrategi 2050 (3) skal omstillingen ske omkostningseffektivt, uden at belaste de offentlige finanser, konkurrenceevnen skal fastholdes og de internationale rammer skal udnyttes. De fire kriterier peger på, at det er markedsløsninger, der skal få omstillingen til at ske. Det er i fin tråd med udmeldingen fra Europakommissionen. Samtidig er den danske holdning til forsyningssikkerhed, at den skal være blandt de bedste i Europa. Den danske systemoperatør, Energinet, har de seneste år haft udtrykt bekymring for forsyningssikkerheden i Østdanmark, og der er blevet iværksat initiativer for at fremme forsyningssikkerheden. Der har blandt andet været søgt om EU-godkendelse for at måtte oprette en strategisk reserve i 2016. Ansøgningen blev afvist (4).

Sideløbende med udviklingen af en ny energistrategi og beslutningen om "Energy-Only"-markedsdesignet, er der udført adskillige studier, der har beskæftiget sig med, hvordan Danmarks energiforsyning rent teknisk kan se ud både undervejs og den dag, hvor forsyningen er helt fossilfri. Der er fremlagt flere scenarier for udviklingen baseret på diverse antagelser om teknologiudvikling. Det kan lade sig gøre, at forsyne de danske såvel som europæiske forbrugere med energi både nu og i fremtiden, men projektet med at omstille til vedvarende energi har en deadline. Hvis den globale temperaturstigning skal holde sig under 2 °C, så skal der fart på omstillingen (5).

Med udgangspunkt i den økonomiske teori omkring "Energy-Only"-markedsmodellen, de markante bekymringer for kapacitetstilstrækkelighed og den historiske såvel som fremskrevne udvikling i den danske energiforsyning, analyseres der i denne rapport, om "Energy-Only"-princippet er bæredygtigt til at sikre omstilling, der lever op til samtidens krav til elforsyning.

4. Problemformulering

Projektet har til formål at afdække, om "Energy-Only"-princippet er holdbart og tilstrækkeligt til at håndtere omstillingen til vedvarende energikilder i elforsyningen, både undervejs i omstillingen og den dag, hvor systemet alene er baseret på vedvarende energikilder. Der tages udgangspunkt i de danske forhold på området.

4.1 Uddybning og præcisering

Problemstillingen tilgås i udgangspunktet teoretisk og understøttes undervejs af detailanalyser af udvalgte problematikker, hvor der specifikt fokuseres på den danske situation med hensyn til støtteordninger, nuværende og forventet energisammensætning og krav til forsyningssikkerhed. Der fokuseres alene på spotmarkedet. "Energy-Only"-modellens virkemåde og forudsætninger studeres, modelleres og analyseret for at klarlægge, hvilken effekt forskellige virkemidler har på forsyningssikkerheder. Problematikken udforskes dernæst med fokus på, hvorfor der rundt i Europa ses adskillige projekter med strategiske reserver og kapacitetsmarkeder.

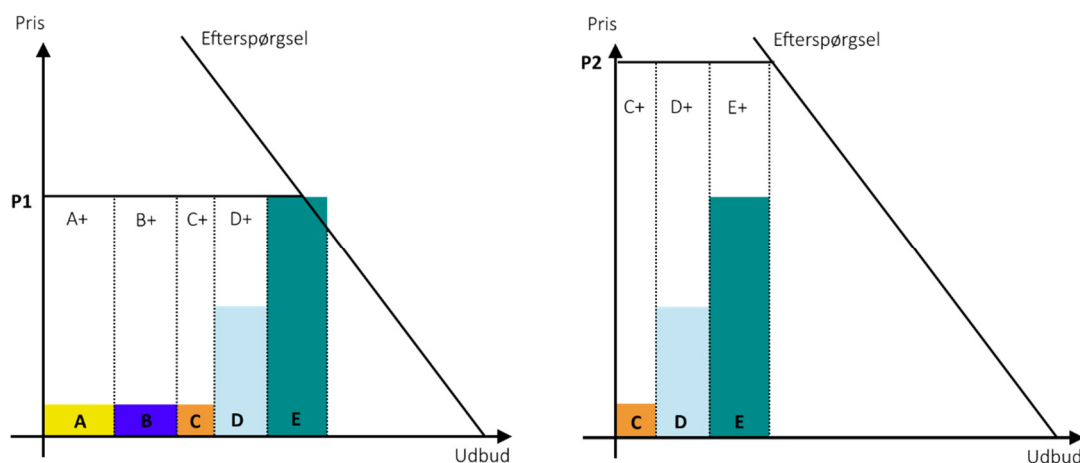
Studierne ligger grund for udviklingen af en matematisk model, der simulerer et perfekt "Energy-Only"-marked. Markedsfejl fra den virkelige verden såsom politiske usikkerheder og naturlige konsekvenser af implementeringen af fluktuerende energiproduktion analyseres via simuleringer. Resultaterne fra simuleringerne sættes i perspektiv til den ønskede udviklingen i sektoren frem mod en fuldstændig overgang til vedvarende energi.

5. Teoretisk grundlag

I dette afsnit præsenteres den grundlæggende teori om "Energy-Only"-markedets virkemåde. Det teoretiske grundlag danner referencerammen for projektet.

Omdrejningspunktet for al elhandel i Europa er baseret på et spotmarked, hvor alle markedsaktører melder deres købs- og salgsbud ind. På spot markedet matches udbud og efterspørgsel, og der dannes et priskryds. Priskrydset er, i fravær af misbrug af markedsmagt, marginalprisen for el i markedet og alle betaler eller får den fastsatte pris. Tidsopløsningen i Europa er i øjeblikket én time, og spot markedet afvikles kl. 12.00 dagen før driftsdøgnet. Spotmarkedet er suppleret af adskillige finansielle markeder, der har til formål at tilbyde finansiel sikkerhed overfor spotprisen og intraday-markedet, der gør det muligt for markedsaktører at handle sig i balance efter spotmarkedet og frem til en time før driftstimen. I selve driftstimen er der markedsmekanismer, der giver TSOen mulighed for at opnå balance mellem det, der rent faktisk blev leveret, og det, der endte med at blive brugt (6). Fælles for de primære markeder er, at der kun handles én ting; Elektricitet. Heraf er markedsmekanismen internationalt blevet døbt "Energy-Only". I praksis handles der også med transmissionskapacitet, men konceptet skal ses i modsætning til markeder, hvor produktionskapacitet handles separat.

Under perfekte markedsomstændigheder, vil alle producenter af elektricitet byde ind i markedet til deres kortsigtede marginalomkostninger. Logikken bag er, at hvis du byder ind under dine kortsigtede marginalomkostninger, så har du underskud på at sælge el, og hvis du byder ind over dine kortsigtede marginalomkostninger, så risikerer du ikke at få solgt noget, fordi andre var billigere. Den dyreste elproducent, der skal producere for at imødekomme efterspørgslen bliver prissættende, og alle anlæg med billigere marginalomkostninger får en indtægt til at dække deres langsigtede marginalomkostninger (7).



Figur 1 Figuren viser to situationer. Til venstre ses en situation, hvor producent E er blevet det dyreste værk, der får lov at producere. Værkerne A, B, C og D har hhv. dækningsbidrag A+, B+, C+ og D+ til at dække deres langsigtede marginalomkostninger. I situationen til højre er E stadig det dyreste værk, men da værk A og B ikke længere er til rådighed, så er prisen steget markant, mens den leverede energimængde er faldet. Værk E har nu indtjeningen E+ til at dække sine langsigtede marginalomkostninger.

Incitamentet til at investere i ny kapacitet med højere marginalomkostninger, skal findes i de timer, hvor det, som køberen vil betale for elektricitet overstiger marginalomkostningerne på det dyreste mulige anlæg. Princippet er illustreret på Figur 1.

Økonomisk teori foreskriver, at under perfekt konkurrence vil markedet finde sin ligevægt, og at der derfor ikke bliver et problem med kapacitetstilstrækkelighed, hvis man bruger "Energy-Only"-modellen, hverken på kort eller langt sigt (8). Teorien forudsætter både et perfekt marked, og at investorerne er risikoneutrale. Betragtes et elmarked med kun to generatorer; et grundlast- og et spidslastanlæg, så vil der teoretisk findes en optimal løsning, der minimere de samlede omkostninger for forbrugeren, men samtidig får anlæggenes økonomi til at hænge sammen.

I tilfælde af komplet inelastisk forbrug og en forsyning fra ét komplet regulerbart anlæg, kan det optimale niveau af kapacitet beskrives ved ligning (1), hvor forskellen mellem betalingsvilligheden for det maksimale efterspurgte forbrug (V) og anlæggets kortsigtede marginalomkostninger (c) ganget med sandsynligheden for at efterspørgslen (Q_s) er større end den installerede kapacitet (K) er lig omkostningen for at installere endnu en enhed kapacitet (f).

$$(V - c) \Pr(Q_s \geq K) = f$$

Omskrevet beskriver ligningen sandsynligheden for, at der er brug for at afkoble forbrugere (loss of load probability).

$$LOLP(K) = \Pr(Q_s \geq K) = \frac{f}{V - c}$$

Det ses, at så længe det koster noget at installere ekstra kapacitet, så kan det aldrig svare sig at bygge så meget kapacitet, at det kan dække efterspørgslen i enhver situation. Teorien kan udvides til at inkludere et stort antal forskellige, regulerbare generatorer samt forskellige prisområder, uden at det ændrer på konklusionen (9).

Om "Energy-Only"-modellen er holdbar og tilstrækkelig til at håndtere den ønskede omstilling må således i høj grad komme an på succeskriterierne og vilkårene for implementering af teorien i den virkelige verden.

I Energinets redegørelse for elforsyningssikkerhed i 2016 fremlægges en grundig analyse af forsyningssikkerheden i Danmark, som viser en yderst robust elforsyning, hvor der er elektricitet tilgængelig i 99,99 procent af tiden (10). Afbrudsstatistikken fra år 1996 til 2015 viser, at afbrud langt oftest skyldes systemfejl, og ikke er et resultat af mangel på kapacitet. Europa-Kommissionens sektorundersøgelse peger på, at den hidtil høje kapacitetsmargen, som ligger bag den høje forsyningssikkerhed i Danmark såvel som i resten af Europa, er en kombination af et sammenfald mellem statsstøttedrevne nyinvesteringer i produktionskapacitet og en faldende efterspørgsel (2). Tilliden til "Energy-Only"-modellens virkemåde kan således i øjeblikket ikke forankres i den historiske udvikling, selvom det efterhånden har været det grundlæggende princip i mange år.

6. Markedsfejl i det europæiske elmarked

En grundlæggende forudsætning for at "Energy-Only"-modellen i praksis kan leve op til teorien er fraværet af markante markedsfejl. Som det centrale element for elhandel i Europa har "Energy-Only" markedsmoddens virke, effekt og fejl været genstand for stor interesse, og det har medført mange initiativer, tilpasninger og justeringer, for at gøre markedet mere rimeligt og velfungerende. Der sættes i dette afsnit fokus på markante markedsfejl, og der fokuseres primært på de markedsfejl, der har størst betydning inden for dette projekts rammer.

6.1 Forudsætninger for et velfungerende "Energy-Only"-marked

Europa-Kommissionen fremhævede i sin omfattende Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms (2) følgende afgørende, nuværende fejl i elmarkedet, der kan forhindre, at der bliver gjort de rette investeringer, så der kan opstå kapacitetsmangel:

- Prisloft/manglen på fungerende forbrugerfleksibilitet
- Balancemarkedsregler, hvor prisen for ubalancer er for lav
- Forkerte grænser mellem budområder
- Politiske usikkerheder

I andre sammenhænge er der også identificeret følgende markante markedsfejl:

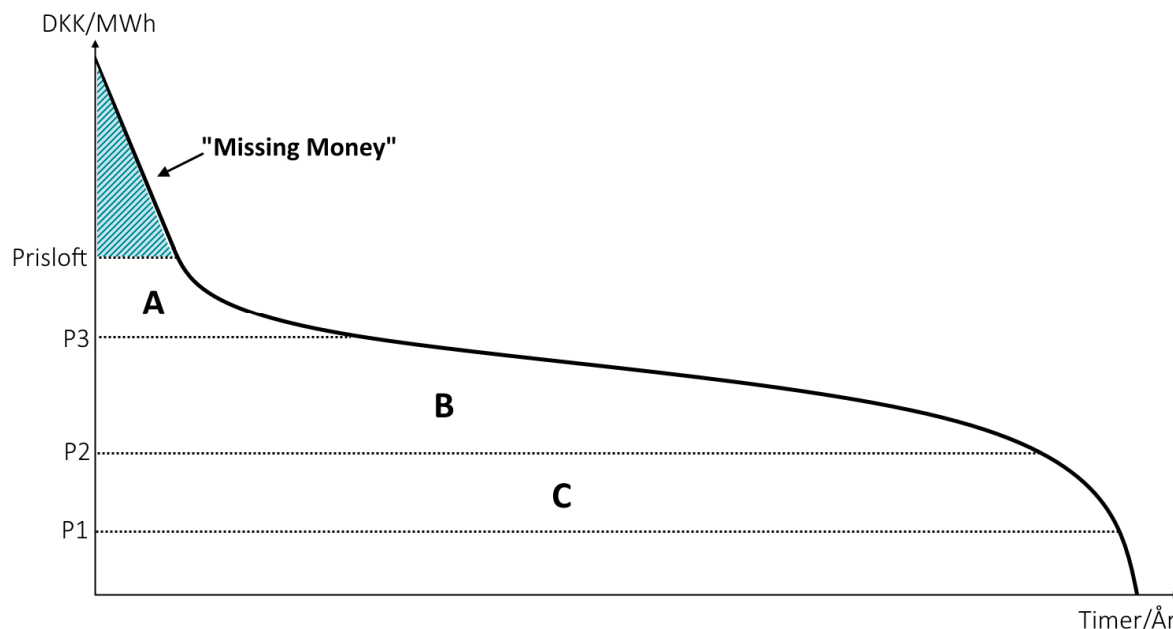
- Elmarkedernes tidsopløsning
- Statsstøtte
- Utilstrækkelig information
- Regulatoriske begrænsninger
- Investorers risikovillighed

I de følgende underafsnit gennemgås de markante markedsfejl og de tiltag, der er gjort for at rette op på fejlene.

6.1.1 Prisloft

En af de forudsætninger, der har været stort fokus på litteraturen, er problemet med det etablerede prisloft. På Nord Pool børsen er prisloftet i øjeblikket fastsat til 3000 EUR/MWh (11). Baggrunden for at sætte et prisloft er at beskytte forbrugerne mod kraftige prisstigninger (7). Den virkelige verden er langt fra perfekt, og selvom der sket store skift for at gøre det europæiske elmarked perfekt, så er der alligevel en risiko for, at der opstår en situation, hvor en aktør har markedsmagt. Hvis markedets dyreste værk er vel vidende om, at det har den sidste enhed i markedet, og at forbruget ikke er fleksibelt, så er det kun prisloftet, der hindrer, at producenten byder ind til ekstremt høje priser. Hvis det ikke er teknisk muligt for forbrugerne at reagere på de høje priser, så er der ikke så meget andet at gøre, end at betale den pris, der kræves. Det er politisk uacceptabelt, hvorfor der er vedtaget et prisloft. Set i forhold til teorien beskrevet i afsnit 5.1, så går prisloftet ind og fjerner en del af det incitament, der er til at investere i mere kapacitet. Forskellen på

prisen, som markedet naturligt ville opnå (såfremt der kan dannes et priskryds) og prisloftet er blevet døbt 'missing money'. Det er illustreret på Figur 2.



Figur 2 Illustration af fænomenet 'missing money'

At et for lavt sat prisloft faktisk fører til manglende investeringer har blandt andet (12) og (13) understøttet både teoretisk og via modellering.

Mens der teoretisk ikke har været tvivl om et for lavt prislofts skadelige effekter for den naturlige markedsudvikling, så har fastsættelsen af et fælles europæisk prisloft været en udfordrende proces. Optimalt set bør prisloftet afspejle forbrugernes reelle betalingsvillighed, som i branchen går under betegnelsen VOLL (Value of Lost Load). Den præcise VOLL er kompliceret at udregne, og blot for europæiske husstande er det beregnet til at variere mere end en faktor 4 blandt andet afhængigt af hvor i Europa husstanden er placeret (14). Der er i øjeblikket ikke en færdig markedsløsning, der kan tage højde for forskellige prislofter forbrugere, virksomheder og lande i mellem.

Fastsætning af prisloftet har været genstand for stor debat blandt europæiske interessenter, og senest i sagen har ACER meldt ud at:

"The Harmonised Maximum Clearing Price Limit shall be increased by an increment of 1000 €/MWh in the event the hourly Clearing Price in an individual or multiple Bidding Zones has exceeded a value of 60 percent of the Maximum Clearing Price Limit in at least one market time unit." (15)

Tidshorisonten for implementeringen af den nye prisloftmekanisme er til januar 2019.

En sådan prisloftmekanisme uden noget egentligt loft, ligger klart op til, at det ikke er meningen, at prisen på elektricitet nogensinde skal nå prisloftet. Det viser således en opfattelse af, at spotmarkedet altid skal indeholde bud nok til, at der kan skabes et priskryds.

6.1.2 Balancemarkedsregler

Hvis en markedsaktørs omkostning ved at være ude af balance (ift. salg/køb på spotmarkedet) i driftsøjeblikket ikke står mål med omkostning for at opnå balancering forud for driftsøjeblikket, så risikerer balanceafregningen at sætte et indirekte prisloft for de omkringliggende markeder (2). Europa-Kommissionen har iværksat indsatser for at komme uhensigtsmæssige balancemarkeder til livs, hvoraf den seneste er de nye retningslinjer for balancering af elektricitet (16).

6.1.3 Forkerte grænser mellem budområder

Et budområde er defineret som et område, der ikke har nogen interne begrænsninger. For at "Energy-Only"-modellen skal give det rette incitament til at placere kapacitet på den rigtige side af en flaskehals, er det nødvendigt at prissignalet afspejler flaskehalsen. Samtidig er det nødvendigt, at der inden for et budområde er tilstrækkelig likviditet i markedet, så der ikke opstår problemer med markedsmagt, samt at det altid er muligt at handle sig til sikkerhed for prisudviklingen. Det kræver markeder af en vis størrelse.

I Danmarks nabolande er der flere steder problemer med interne begrænsninger i budområderne, som blandt andet fører til, at transmissionskapaciteten til de problematiske områder har været begrænset. De mest markante begrænsninger er sket på grænsen mellem Vestdanmark (DK1) og Tyskland (DE), hvor der i 2016 kun har været 11 procent af den installerede kapacitet tilgængelig for markedet. Se sammenligning med tilgængeligheden på resterende danske udlandsforbindelser i Tabel 1. Begrænsningerne skyldes i stort omfang flaskehalse i det tyske elnet, og førte til at der i sommeren 2017 blev indgået en aftale om at garantere minimumskapaciteter til markedet (17).

Begrænsninger i transmissionskapaciteten over grænserne mellem budområder kan også skyldes en række andre forhold som eksempelvis fejl på kabler, udskiftning af udstyr i nettet, udfald af store produktionsenheder mm.

Udlandsforbindelse	2017		2016	
	Import	Eksport	Import	Eksport
DK1-DE	92 pct.	30 pct.	86 pct.	11 pct.
DK1-SE3	93 pct.	71 pct.	83 pct.	87 pct.
DK1-NO2	80 pct.	80 pct.	91 pct.	96 pct.
DK2-DE	85 pct.	85 pct.	89 pct.	89 pct.
DK2-SE4	91 pct.	71 pct.	93 pct.	90 pct.
DK1-DK2	98 pct.	98 pct.	97 pct.	96 pct.

Tabel 1 Gennemsnitlig procentdel af den installerede transmissionskapacitet, der har været tilgængelig mellem budområder forbundet til budområder i Danmark. Tallene er regnet ud fra et udtræk fra Energinets markedsdataportal.

Europa-Kommissionen har formelt opsat krav om, at alle europæiske lande skal arbejde mod at få optimale grænser mellem budområder (18). Der er ved at blive taget hånd om den del af problemstillingen. De første resultater af arbejdet med at klarlægge, om der er behov for nye grænser mellem budzonerne blev tilgængeligt for offentligheden i marts 2018 (19). Foruden områdeinddelingen er metodikken bag udregningen af den tilgængelige kapacitet også ved at blive revurderet. Hvis der ikke findes tilstrækkelig begrundelse for at fastholde den nuværende metode til udregning af tilgængelig kapacitet, er det vedtaget ved lov, at der skal implementeres en ny kapacitetsberegningsmetode, der er højere grad tager højde for det fysiske flow på linjerne (18).

6.1.4 Politisk usikkerhed

Energisektoren er præget af relativt stor politisk indblanding. Anlægsøkonomi afhænger i stor grad af, hvilke politiske beslutninger, der bliver truffet angående støtte til specifikke teknologier og udfasning af energikilder. Hvorvidt en investering i et elproduktionsanlæg kan betale sig afgøres i høj grad af hvilken pris, der kan opnås for den producerede elektricitet. Den faktiske pris afhænger på længere sigt i udviklingen af efterspørgslen, og efterspørgslen er igen afhængig af eksempelvis politisk regulering af opvarmning af boliger og afgiftsstrukturen på elbiler versus fossilt drevne biler. At den politiske dagsorden i høj grad præger udviklingen i elsektoren i Danmark sås blandt andet i forbindelse med de seneste års udbygning af solceller (20).

Udviklingen mod en energisektor, der i større grad reguleres i Europæisk regi og de planlagte forstærkninger af transmissionsnettet må forventes at tage toppen af den politiske usikkerhed, såfremt håndteringen af den tilgængelige kapacitet over grænserne er pålidelig. Jo stærkere transmissionsnettet er, jo større sandsynlighed er der for, at en investering i eksempelvis et spidslastanlæg kan tjene penge, selvom forbruget indenlands bliver flyttet efter prissignalet eller jævnet ud for at undgå at forstærke distributionsnettene. Risikoen for uhensigtsmæssig udvikling på forbrugssiden i forhold til det enkelte værks økonomi udjævnes, hvis det har god mulighed for at sælge sin strøm i et andet prisområde. Lokale politiske ændringer, der direkte påvirker anlæggets omkostninger og ikke blot afsætningsmuligheden, bliver dog ved at udgøre en risiko.

6.1.5 Elmarkedernes tidsopløsning

Mismatch mellem at afvikle elmarkederne time for time, når mange af de nye teknologier, der er kommet ind på markedet, reelt har en meget finere tidsenhed. Denne markedsfejl arbejdes der aktivt på at komme til livs, og det har vist sig, at en finere tidsopløsning er en fordel for de nordiske elmarkedsaktører (21).

6.1.6 Statsstøtte, teknologispecifik såvel som ikke-diskriminerende

Statsstøtte til forskellige elproducerende enheder forvrider markedet og bør i teorien i videst omfang undgås. I de nyeste EU guidelines på området (22) anerkendes behovet for at støtte teknologier under udvikling i gennem teknologispecifikke tenders. Støtte må kun gives som feed-in premiums, og kun i det omfang, at den støttede teknologi befinder sig i så tidligt et udviklingsstadium, at støtte er nødvendig, og at teknologien har et potentiale på lang sigt til at øge diversiteten i elforsyningen, imødekomme netproblemer, netstabilitet eller omkostningen ved systemintegration. Muligheden for tenders anses som nødvendig, hvis de

europæiske såvel som nationale mål for andelen af vedvarende energi i elforsyningen skal nås, men det er målet, at støtten skal udfases:

“Well-designed public support measures can make a key contribution to achieving the EU's energy and climate objectives for 2020 and strengthening cross-border energy flows, thus ensuring that European companies and consumers have access to more affordable energy.” (22)

“The EC expects that established renewable energy sources will become grid-competitive, implying that subsidies and exemptions from balancing responsibilities should be phased out in a degressive way between 2020 and 2030. The EC's aim is to abolish all subsidies for established renewables in the longer term.” (22)

Det fremgår af et nyligt udarbejdet notat fra Energistyrelsen (23) at der i Danmark i øjeblikket ydes tilskud til al elproduktion, som er baseret på affald, vindmøller, solceller, biogas, biomasse, forgasningsgas, bølgekraft og ”..anden VE af væsentlig betydning for den fremtidige udnyttelse af VE-elektricitet” (citat: (23), side 2). Kort sagt, så gives der støtte til alt vedvarende elproduktion.

Der er udformet en række forskellige former for pristøtte, som gives afhængigt af et eller flere parametre såsom anlægstype, etableringsvilkår (eksempelvist som resultat af en budrunde) og byggeår. Støtten gives enten som et pristillæg, en fast afregningspris, et fast årligt beløb (grundbeløb) eller i form af en ”contract for difference”, som svarer til forskellen på markedsprisen og en fast, forhandlet pris.

6.1.7 Utilstrækkelig information

Gennemsigtighed i markedet er en nødvendighed for at skabe gode investeringsvilkår i et marked (24). Et studie fra år 2003 (25), fremhævede manglen på historisk data og gennemsigtighed som et problem for investorer, som potentielt kunne føre til underinvestering i kapacitet. Denne markedsfejl er blevet håndteret i regi af ENTSO-E ved etablering af transparensplatformen (26). Platformen er fungerende, men et nærmere studie har afsløret, at informationsniveauet og kvaliteten ikke er optimal. Deling af informationer på platformen er obligatorisk ved lov, og det må antages, at der vil opnås et højere niveau af vidensdeling.

6.1.8 Regulatoriske begrænsninger for investeringer

Nødvendigheden af godkendelser inden etablering af ny kapacitet og tidshorisonten for at opnå disse kan medvirke til underinvestering (25). Etablering af et anlæg vil altid tage tid, og jo længere tid etableringen af et anlæg tager, jo større er usikkerheden på de forudsigelser, der ligger til grund for investeringens økonomi. Alle industri-anlæg til fremstilling af elektricitet i Danmark kræver eksempelvis VVM-godkendelse (27). Indhentning af en VVM-godkendelse tager typisk 9-18 måneder (28).

Diskussioner om placeringen af elproducerende anlæg fylder meget for mange, og der ses jævnligt store diskussioner blandt forskellige interessenter om den perfekte placering af større energianlæg. Offentlige diskussioner er nødvendige, men tager oftest lang tid, og kan ende med at sætte en begrænsning for ellers økonomisk set fornuftige investeringer. I bogen *Critical Infrastructures at Risk* (29) argumenteres der for, at der er en tendens til at NIMBY-syndromet (Not In My Back Yard), som længe har været en udfordring i

energisektoren, er ved at udvikle sig til BANANA-syndrom (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anyone) i europæisk målestok.

6.1.9 Risikovillighed

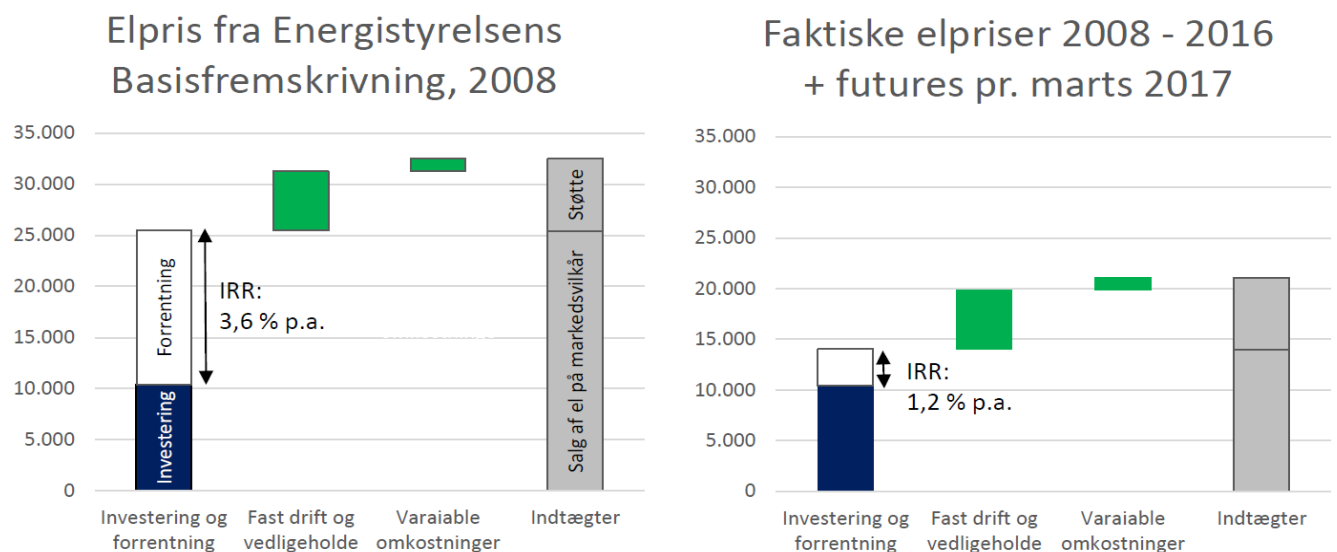
Mange beregninger og analyser antager, at investorer i energiteknologi er risikoneutrale. Der er dog i litteraturen gentagende gange sat spørgsmålstegn ved, om investorerne nu engang også kan opfattes som risikoneutrale, når det kommer til stykket (30). Kapacitetsmekanismer, der tilbyder en form for betaling til kapacitet tildelt på auktionsbasis (modsat alene til forbrugsfleksibilitet), fjerner i en grad risikoelementet fra investorerne, om end det stadig er de mest risikovillige, der vil tilbyde den billigste kapacitet til kapacitetsmarkedet, og dermed få tilskuddet.

Risikovilligheden i elmarkedet er offer for et fænomen, der er i litteraturen kaldes modsat asymmetrisk tab af velfærd. For forbrugerne er omkostningerne ved, at der opstår et udfald i nettet som følge af kapacitetsmangel høj. Udgiften til selve elektriciteten, og dermed omkostningen for produktionskapacitet, udgør kun en lille del af forbrugerens samlede omkostninger for elektricitet, hvorfor omkostningen til ekstra kapacitet i markedet for forbrugeren er lille sammenlignet med omkostningen ved udkobling. Forbrugerne må derfor antages at foretrække, at der overinvesteres lidt i produktionskapacitet, så forsyningen er sikker.

Investorerne ser derimod et helt andet billede, hvor en investering i overkapacitet er et klart tab, mens underinvestering blot giver et lidt lavere afkast, end det kunne have gjort. Hvis alle, der investerer i kapacitet har den samme lave risikovillighed, så ender systemet op med mindre end optimal produktionskapacitet, som igen fører til flere perioder med høje priser, og dermed et større afkast til investorerne. Her ses dermed en klar fordel i at installere lidt for lidt kapacitet frem for lidt for meget (25).

I praksis er vurderingen af økonomien i investeringer i elproducerende anlæg behæftet med stor usikkerhed både op kort og lang sigt. Hvorvidt en investering i eksempelvis en vindmølle er en god idé afhænger i høj grad af, hvad den producerede el forventes at kunne sælges til i fremtiden. Forudsigelser af elprisen har historisk vist sig at være en stor udfordring, og der er generelt et stort udsving i den forudsagte elpris fra studie til studie.

Et studie udført af ESP Consulting i 2017 (31) viste, at der blandt 10 forskellige forudsigelser af den danske elpris i 2020, foretaget i perioden 2015-2017, var afvigelser på over 275 % i mellem den højeste fremskrevne pris og den laveste fremskrevne pris. Det er en stor usikkerhed på analyser, der kigger ganske få år ude i fremtiden. Analysen viste ydermere, at 85 procent af forskellen i elpriserne for de forskellige scenarier kunne tilskrives forventningen til priserne på CO_2 og fossile brændsler. Begge faktorer er i høj grad politisk bestemt og er derfor en politisk risiko, som investorerne i elproduktionsanlæg har ingen eller meget lille indflydelse på. Historisk set har forudsigelserne af elprisen også været ganske usikre, og Energistyrelsens Basisfremskrivning fra 2008 forventede langt højere elpriser for perioden frem til år 2016, end der reelt blev. Det førømtalte ESP-studie (31) har sammenholdt en investering i landvindmøller lavet i år 2018 på baggrund af Energistyrelsens Basisfremskrivning og sammenholdt den med den faktiske udvikling 9 år frem. Resultatet er vist på Figur 3.



Figur 3 Økonomien i at investere i landvindmøller baseret på opgørelse af produktion og omkostninger for landvind i Teknologikataloget. Til venstre ses investeringen baseret på Energistyrelsens basisfremskrivning, som den så ud i 2008 og til højre ses den faktisk realiserede projektoekonomi. Figurkilde: ESP Consulting

6.2 Opsamling

Langt de fleste markedsfejl, der kan føre til underinvesteringer under en "Energy-Only"-markedsmodel enten allerede håndteret eller ved at blive håndteret i europæiske samarbejder. De primære tilbageværende markedsfejl er dog markante: politiske usikkerheder, investorers risikovillighed, statsstøtte (om end omfanget af den er blevet kraftigt reduceret), regulatoriske begrænsninger og dertil kommer potentielle uoverensstemmelser mellem kravet til elmarkedet og markedsdesignet.

De tilbageværende markedsfejl beskriver et ustabilt investeringsmiljø, som har tendenser til at føre til et cyklisk investeringsmiljø, hvor markedsaktørerne venter for længe, inden de investerer i ny kapacitet. El-producerende anlæg tager lang tid at bygge. Teknologikataloget (32) angivet byggetid på 4,5 år for et almindeligt kraftværk. Sammenholdt med de diskuterende usikkerheder i forudsigelsen af elprisen, ses en risiko for, at der skal opleves høje priser i markedet, inden en investeringsbeslutning tages. Kapacitetsmarginen i elmarkedet kan således risikere at falde markant eller forsvinde helt i tiden mellem der træffes beslutninger om at investere i mere kapacitet og til kapaciteten står klar til markedet (29).

7. Mistillid til "Energy-Only"-modellen

Som gennemgået i afsnit 3, så sikrer "Energy-Only"-modellen i teorien, at der er den effektilstrækkelighed i markedet, som svarer til forbrugernes værdisættelse af effektilstrækkeligheden. Dette afsnit sætter fokus på at klarlægge årsagerne bag mistilliden til modellen blandt de Europæiske systemansvarlige, som har ført til indførelsen af kapacitetsmekanismer i stort omfang.

7.1 Kapacitetsmekanismer som løsningen til at sikre effektilstrækkelighed

Selvom "Energy Only"-modellen har været det centrale, prissættende element i det europæiske elmarked i mange år, er der alligevel blevet implementeret adskillige mekanismer til at sikre kapacitetstilstrækkelighed.

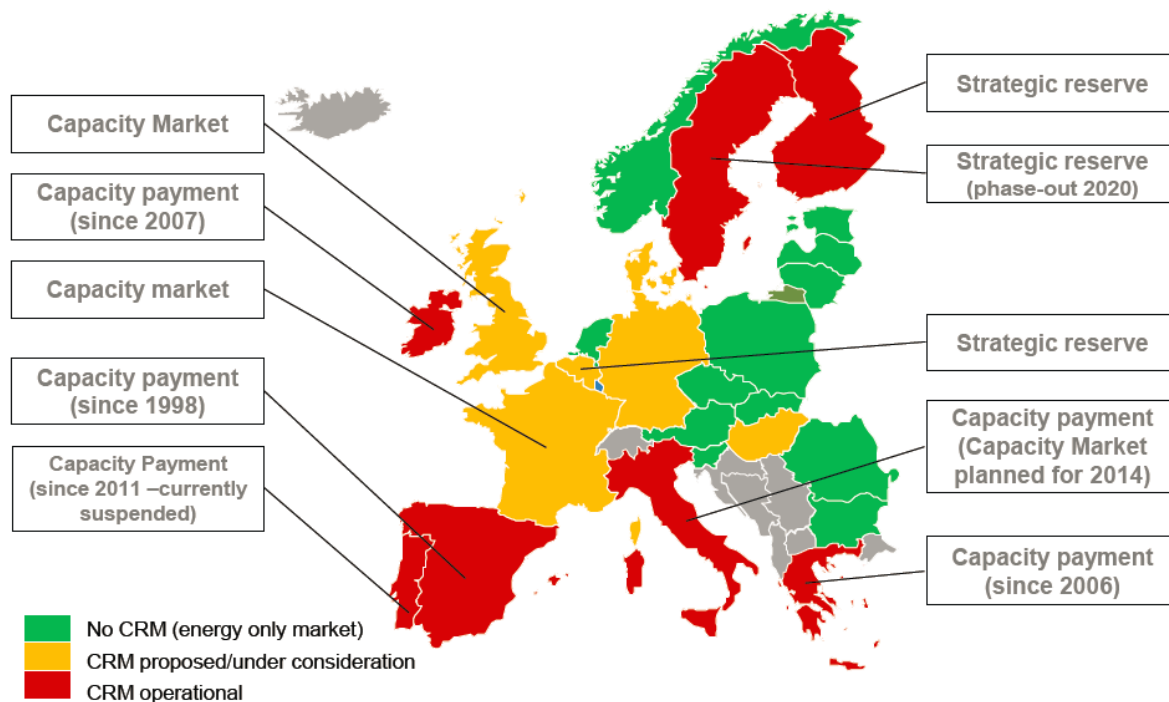
Mekanismerne har meget forskellige udformninger, men omfattende studie som blandt andet (33) gennemgår en række udarbejdede metoder til kapacitetsbetaling og konkluderer, at alle former for betaling til værker, som ellers indgår i spotmarkedet, skaber forkerte initiativer til at investere i kapacitet. Hvis det marginelle værk i spotmarkedet ikke behøver at opnå fuld dækning af sine langsigtede marginalomkostninger, fordi det får en kapacitetsbetaling, så vil der opstå en situation, hvor den samlede omkostning til elforsyning bliver dyrere end den ville have været uden kapacitetsbetalingen. Et omfattende og ofte citeret studie udført på University of California at Berkeley konkluderer blandt andet:

"Capacity payment mechanisms distort energy price signals, and arguably fail to promote effective load response or investment in generation" (34)

Teorien ser dog ikke ud til at have nået helt ud i virkelighedens Europa. ACER lavede i 2013 en opgørelse over de forskellige kapacitetsmekanismer, der på det tidspunkt var i Europa. Figuren er gengivet her på Figur 4.

I opgørelsen fra ACER blev det fremhævet, at tæt på alle kapacitetsmekanismerne havde fundamentale fejl, der modarbejder det frie og perfekte elmarked. De etablerede kapacitetsmekanismer favoriserede i stort omfang national og lokal kapacitetstilstrækkelighed, ignorerede værdien af udlandsforbindelser og forstyrrede "Energy-Only"-markedet på anden vis (35).

Både ACER (35) og Oren (33) argumenterer for, at hvis der endelig skal være en kapacitetsmekanisme, så er det bedste bud en strategisk reserve. I så fald skal dens pris i markedet være lig VOLL. Hvis prisen alligevel skal være lig VOLL, så må den logiske slutning være, at enten skal forbrugskurven have en reel hældning, der er et udtryk for VOLL, også er behovet for en strategisk reserve ikke eksisterende, eller, i tilfælde af at forbrugerne ikke kan afbrydes ved priser lig VOLL, så kommer de alle som en til at betale en høj pris for produktionen fra den strategiske reserve – en pris, der må have kunnet dække omkostningerne til en investering i det frie marked. En strategisk reserve kan således heller aldrig være mere end en midlertidig løsning, indtil teknologien og det administrative setup er i stand til at reagere ved en pris, der er lig VOLL.

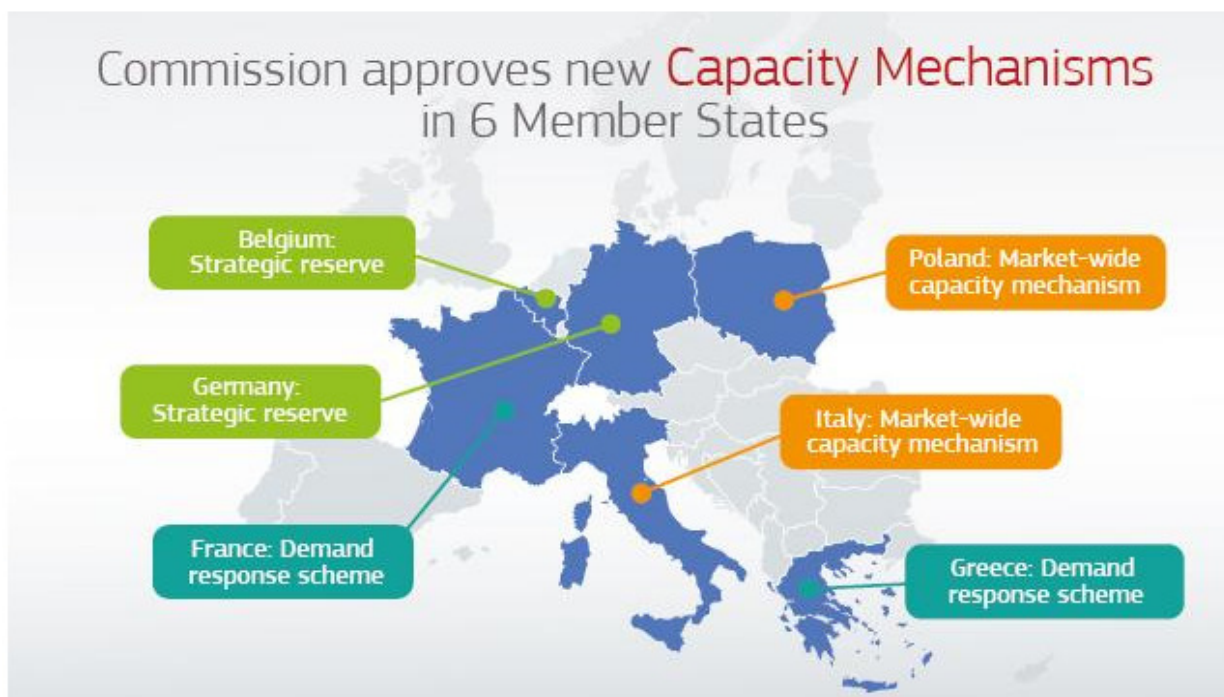


Figur 4 Status på kapacitetsmekanismer i Europa i 2013. Figurkilde: (35) på baggrund af data fra Europæiske National Regulatory Authorities

Europa-Kommissionen (2) understreger også, at hvis kapacitetsbetalingen alligevel skal fungere som en forsikring for at de, der investerer i generatorer, har en stabil pengestrøm, så er det en bedre løsning at udvikle bedre markeder, hvor investorerne kan hedge sig på de parametre, der anses for usikre.

Energinet havde planer om at tilkøbe en strategisk reserve på Sjælland for perioden 2016-2018, men annullerede udbuddet (36). Alene overvejelserne om en strategisk reserve viser, at der også i Danmark er bekymringer for forsyningssikkerheden.

Trods den udmeldte holdning til kapacitetsmekanismer har Europa Kommissionen alligevel godkendt adskillige forskellige af slagsen, så mere end det halve af Europas befolkning nu lever i et land, hvor der er implementeret en kapacitetsmekanisme. I februar 2018 blev seks nye kapacitetsmekanismer godkendt. De er afbilledet på Figur 5.



Figur 5 Oversigt over kapacitetsmekanismer godkendt af Europa Kommissionen per 7. februar 2018. Figurkilde: (37).

7.1.1 Begrundelsen for kapacitetsmekanismer

Den efterhånden massive udbredelse af kapacitetsmekanismer tyder på, at der er noget ved "Energy-Only"-modellen, som ikke lever op til forventningerne i Europa. For at skabe forståelse for årsagerne til etablering af de nyeste kapacitetsmekanismer er sagerne blevet gennemgået og resultatet er summeret i Tabel 2.

Argumenter for indførelse af kapacitetsmekanismer						
Kapacitets-mekanisme	Strategisk Reserve		Kapacitetsmarkeder		Forbrugerfleksibilitets-tender	
Land	Belgien	Tyskland	Polen	Italien	Frankrig	Grækenland
System sikkerhed (opretholdelse af N-1)	X	x				X
VE-integration	X	x			X	X
Udfasning af eksisterende kapacitet	X	x	X	X	X	

Forventning om utilstrækkelig kapa- citet grundet for lave priser	X		X	X	X	
Strukturelle udfor- dringer, interne net			X	X		
Tidshorisont	2017- 2022	2018- 2025	2018- 2028	2018- 2028	2018- 2023	2014- 2019
Kapacitet	varie- rende	Op til 2 GW	varie- rende	varie- rende	varie- rende	Op til 1,6 GW

Tabel 2 Argumenter for indførelsen af kapacitetsmekanismer godkendt i februar 2018 af Europa-Kommis- sionen. (37)

En stor del af argumenterne for at indføre kapacitetsmekanismer beror på en usikkerhed omkring integrati- onen af fluktuerende energikilder, vurderinger af at de forventede fremtidige elpriser ikke vil være tilstræk- kelige til at sikre ny kapacitet generelt og en bekymring for, at markedet ikke kan håndtere udfasning af mange store anlæg inden for få år. Da modellen i teorien virker, må usikkerhederne tilskrives enten mar- kante markedsfejl, som først for alvor er kommet til udtryk i forbindelse med omstillingen til vedvarende energi eller en grundlæggende uoverensstemmelse mellem modellens markedsbaserede natur og kravene til elforsyningen.

Den anden type argumenter adresserer en bekymring for, at "Energy-Only"-markedet ikke er tilstrækkeligt til at håndtere udfald af enkelte værker i situationer med høj efterspørgsel. Argumenterne fra Belgien base- rer sig især på en særlig situation, hvor der både er udfald på et atomkraftværk i Belgien og et i Frankrig i en periode med et højt forbrug. "Energy-Only"-modellen er ikke designet til at stabilisere systemet ved ud- fald af større netkomponenter, og der er i dag i blandt andet Danmark etableret markedsløsninger for ind- køb af kapacitet på timebasis til at håndtere udfald af en størrelsesorden, der svarer til udfaldet af det stør- ste netkomponent. Derudover er der markedsløsninger under udvikling i flere større Europæiske samarbej- der, der netop adresserer indkøb af reserver under forskellige tidskrav. Der er også større projekter, der adresserer TSO'ernes behov for at gardere sig mod udfald af kritiske netværkskomponenter (38).

Konsekvensen og omkostningerne ved et blackout står ikke mål med den mangel på kapacitet, der skal til, for at skabe et blackout. I forbindelse med flere større blackout rundt i verden er det konstateret, at forhold- det mellem det socioøkonomiske tab ved underinvestering er markant højere end tabet af velfærd ved overinvestering (25). Der er her tale om delvist ukontrollerede blackouts som følge af fejl. Den type ydelser, der skal sikre nettet mod ukontrollerbare fejl er klart en offentlig gode, der tilmed strækker sig på tværs af alle markedsaktører, der er koblet til nettet (39). Systemsikkerhed behandles ikke yderligere i denne rap- port, hvor det primære fokus er sikringen af kapacitetstilstrækkelighed.

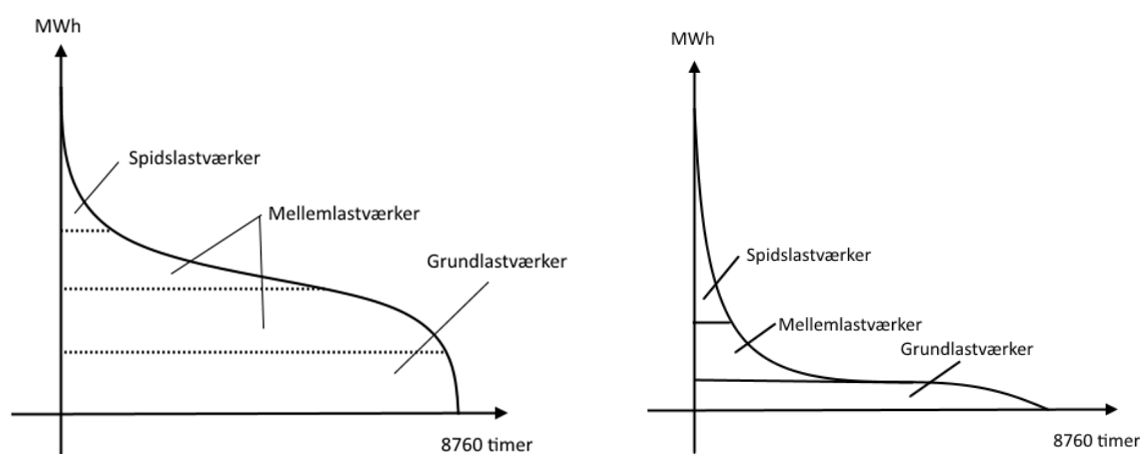
8. Integration af fluktuerende produktion i et "Energy-Only"-marked

Som præsenteret i afsnit 7, så skyldes en stor del af mistilliden til "Energy-Only"-modellen at der gerne skal integreres store mængder vedvarende energiproduktion og udfases produktion af mere regulerbar karakter. Brændselsbaserede anlæg har længe udgjort en stor del af elproduktionskapaciteten i mange Europæiske lande, og de nye tendenser peger på en større integration af energiproduktion fra fluktuerende energikilder, primært vind og solenergi. Andre solide og lagerbare energikilder som biomasse kommer også til at spille en stor rolle i omlægningen til vedvarende energiforsyning, men tendensen er, at biomassen ikke vil komme til at spille den helt store rolle i det endelige el-produktionsmiks. Det skyldes, at biomasse er en stærkt begrænset ressource, og der stilles spørgsmål om, hvorvidt biomasse i det hele taget kan regnes som tilstrækkeligt CO_2 -neutralt, hvis man tager den fulde levetid i betragtning (40). Regnes der alene med den mængde bæredygtig biomasse, som der indenlands er til rådighed, så er tendensen, at den bliver så meget værd som kilde til kulstof, at det giver bedre økonomisk mening at anvende den til at producere energitætte brændstoffer ved eksempelvis at berige med brint. Det sker, når produktionen fra fossile brændsler udfases, og der derfor er behov for en anden kilde til kulstof. I stedet for elproduktion af biomasse ses i stedet en tendens til, at den fluktuerende energiproduktion i samspil med forskellige lagerløsninger og optimering af forbrugsmønstret, skal være med til at sikre elforsyningens tilstrækkelighed.

Integrationen af store mængder fluktuerende energiproduktion rykker ved den økonomiske teoris standard belastningskurve for elproduktionsanlæg. Til venstre på Figur 6 ses en traditionel belastningskurve for et elsystem uden forbrugerfleksibilitet og med tre typer værker; grundlastværker, mellemlastværker og spidslastværker. Fordi værkerne er regulerbare, så er de altid til rådighed for markedet, så der vil altid kunne dannes et priskryds og den forventede elproduktion vil kunne leveres, hvis markedet ellers befinder sig i en langsigtet ligevægt. I tilfælde af at der mod forventning ikke er spidslastkapacitet nok i elsystemet, så vil det være en relativt lille del af forbruget, der må afkobles for at bevare systemsikkerheden. De mange driftstimer og store mængder produceret el på grund- og mellemlastværker giver værkerne mange timer til at opnå tilstrækkeligt dækningsbidrag for deres faste omkostninger.

Til højre på Figur 6 ses belastningskurven for brændselsbaserede værker i samme elsystem, stadig uden forbrugerfleksibilitet, hvor der er blevet implementeret en større mængde fluktuerende energiproduktion. Den højeste belastning af de regulerbare værker er den samme som før, da det må forventes, at der i løbet af et år vil være timer, hvor der er meget lav eller ingen elproduktion fra de fluktuerende energikilder samtidig med at forbruget når sit maksimum. Det ses, at den samlede produktion fra grund- og mellemlastværker er stærkt reduceret. Timerne, hvor der er nogen produktion er stort set uændret, men den producerede mængde er langt lavere. Spidslastværkerne har fået en markant anderledes rolle, da de potentielt set skal kunne levere en langt større produktion end før, og det fordelt på relativt få timer. Konsekvenserne af manglende investering i spidslastkapacitet er her relativt store sammenlignet med det forrige scenarie, da systemoperatøren risikerer at skulle koble en stor mængde forbrug fra, hvilket sætter systemsikkerheden over styr.

Yderligere integration af fluktuerende energiproduktion vil blot gøre scenariet værre, og øge konsekvensen ved eventuel underinvestering i spidslastkapacitet som følge af markedsfejl. De regulerbare værker vil i høj grad skulle hente deres dækningsbidrag til investeringsomkostninger og faste omkostninger hjem i få timer, hvor prisen for elektricitet vil blive meget høj. Resultatet er i værste fald en periode med et system, hvor der godt nok er en stor mængde vedvarende, fluktuerende elproduktion men ingen forbrugerfleksibilitet så der i mange timer er meget billig el tilgængelig, ofte en overproduktion af billig el, og i relativt mange af de resterende timer rammes prisloftet/VOLL og forbrugere må kobles fra af systemsikkerhedshensyn. Teoretisk mindskes risikoen betydeligt, hvis der integreres forskellige løsninger som letter spidsbelastningen eller flytter denne hen til perioder med høj produktion fra fluktuerende energikilder. Hvis kapacitetstilstrækkeligheden skal sikres gennem lagerløsninger og forbrugsflytning, så er det af afgørende betydning, at disse løsninger er pålidelige, korrekt regulerbare og ikke mindst at de integreres rettidigt. En vindstille, overskyet og kold decemberdag, hvor alle vil oplade deres elbiler inden turen går til julefrokosten, der tilberedes store mængder mad og produktionsvirksomhederne endnu ikke er gået på juleferie skal elsystemet og dets mekanismer også virke for at undgå uønskede og potentielt bekostelige brownouts/blackouts.



Figur 6 Belastningskurve for traditionelle, brændselsbaserede produktionsenheder i et elsystem uden store mængder fluktuerende elproduktion (til venstre) og med en større mængde fluktuerende elproduktion (til højre)

9. Omstilling til vedvarende energi i Danmark med "Energy-Only"-modellen som det bærende element

Der er givet mange bud på, hvordan omstillingen til vedvarende energi i Danmark skal foregå. Dette afsnit søger at afdække de mest markante forudsigelser, trends og tendenser samt udlede hvilke virkemidler, der kan have afgørende betydning for udviklingen og hvordan de spiller sammen med "Energy-Only"-modellen.

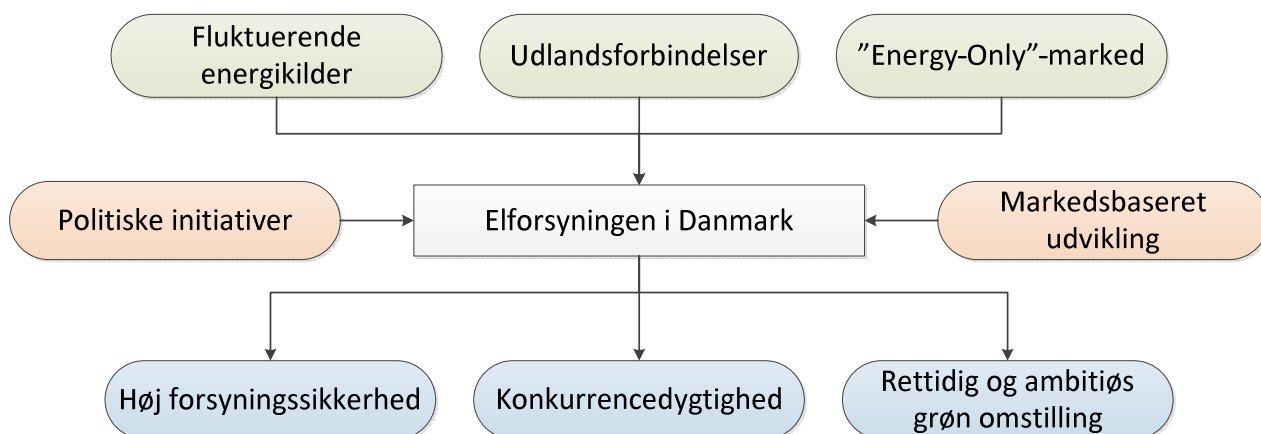
9.1 Omstilling af elforsyningen i Danmark

Danmark er i høj grad en del af det fælles europæiske elmarked, hvorfor større europæiske initiativer vil have en markant effekt på investeringsmiljøet i Danmark såvel som i resten af Europa, og større danske initiativer vil have en effekt på investeringsmiljøet i landene omkring os. En national øget afgift på brændsler som kul og naturgas må derfor forventes blot at skubbe produktionen udenlands i stedet for effektivt at nedsætte mængden af kul- og naturgasbaseret el.

Det europæiske netværk af transmissionsoperatører, ENTSO-E, udgiver med jævne mellemrum en scenarierapport, der søger at beskrive udviklingen i elforsyningen i Europa på langt sigt. Danmarks primære, vedvarende energiresource er vindkraft, og i selv de mest konservative scenarier, så forventes det, at mere end halvdelen af den installerede elproduktionskapacitet i Danmark er vindkraft i 2030. Ligeså regnes en kraftig udbygning med vind i Tyskland at være en ønsket udvikling, og Sverige forventes også at skulle implementere store mængder vindkraft.

Nationale fremskrivninger af Danmarks elforsyning peger også på, at store mængder vindkraft er vejen frem til en vedvarende elforsyning. Energinet konstaterer i rapporten Markedsmodel 2.0 (41) at vind vil få afgørende betydning for det danske elmarked, uanset om der bliver bygget vindkraft nationalt eller ej. Det skyldes, at der bliver implementeret store mængder vindkraft i elområder, som vi er tæt forbundet med, hvilket er i fin tråd med også den nyeste fremskrivning i TYNDP18 (42). Det er baseret på scenarier, som virker sandsynlige, såfremt omstillingen til vedvarende energiforsyning forsættes i mere eller mindre markant omfang.

Energistrategi 2050 (3) lagde op til en relativt ambitiøs, grøn, dansk omstilling, der skulle ske omkostnings-effektivt, uden at belaste de offentlige finanser, konkurrenceevnen skulle fastholdes og de internationale rammer udnyttes. Også regeringens nyeste energjudspil understreger, at Danmark skal gå "*forrest i kampen mod klimaudfordringerne*" (citater: (43), side 5). Der er et ønske om, at forsyningssikkerheden samtidig holder sit høje niveau og konkurrencedygtigheden bevares. Samlet set, så ønskes der en sektor, hvor de fluktuerende energikilder, udlandsforbindelserne og det europæiske "Energy-Only"-marked gennem politiske initiativer og markedsbaseret udvikling skal give en elforsyning med høj forsyningssikkerhed, konkurrencedygtig indenlandsk energiproduktion og resultere i en rettidig og ambitiøs grøn omstilling. Kravene og målene er illustreret på Figur 7.



Figur 7 Oversigt over de primære krav og mål for elforsyningen i Danmark

Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 (44) viser klart, at der med de nuværende danske politiske rammer og brændselspriser på niveau med dem, der bliver forudsat i TYNDP (45), så vil et øget behov for elektricitet blive mødt med en udbygning med kulkraftværker. Såfremt der ikke implementeres store mængder kulbaseret elproduktion i Danmark af regulatoriske årsager, så vil det stigende forbrug blive dækket af importeret el fra kulkraftværker i udlandet. En udbygning med kulkraftværker er ikke et ønsket scenarie, hvis målsætningen er en omstilling til fossilfri, vedvarende energiforsyning, og løsningen ligger ikke i blot at hæve de nationale afgifter og skubbe produktionen udenlands, hvis omstillingen skal være til gavn for miljøet.

Den politiske strategi for at øge andelen af vedvarende energiproduktion i den danske elsektor er og har været at støtte etableringen af vindmølleparker samt yde en indsats for at elektrificere store dele af energiforbruget gennem sektorintegration. Det lader også til at være strategien frem mod målsætning om 50 procent vedvarende energi i 2030 (43).

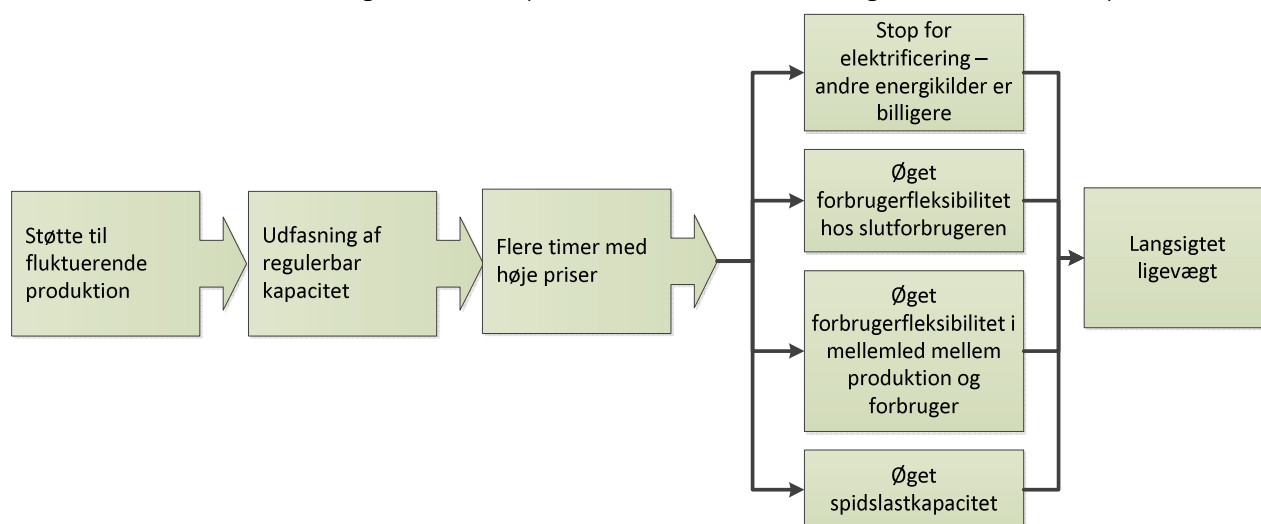
9.2 Virkemidler til at højne forsyningssikkerheden inden for rammerne af "Energy-Only"

Med de foregående afsnit i mente må integrationen af vindkraft forventes at have en stor betydning for kapacitetstilstrækkeligheden i elforsyningen i Danmark. Som beskrevet i afsnit 8 bringer kombinationen af fluktuerende energiproduktion og "Energy-Only"-markedsmodellen udfordringer med at opretholde forsyningssikkerheden med sig, især hvis det ikke følges op med et fleksibelt forbrug eller en samfundsmæssigt acceptabel strategi til kontrolleret forbrugsafkobling i pressede situationer. Markedsfejl, der fører til underinvesteringer, risikerer at forstærke problemet markant.

De tilbageværende markedsfejl, der blev opsummeret i afsnit 6.2, som er rettet mod produktionssiden, er alle af en karakter, der gør dem tæt på umulige at afskaffe helt inden for det nationale råderum. Hvad der derimod kan gøres nationalt for at højne forsyningssikkerheden uden at underminere "Energy-Only"-modellen er at sørge for, at den politiske risiko bliver begrænset væsentligt ved at lave langsigtede planer for

energisektoren, gøre forbrugssiden i stand til at reagere hensigtsmæssigt og rettidigt i situationer, hvor forsyningen er presset samt at udjævne risikoen for produktionsknaphed gennem et solidt transmissions- og distributionsnet.

Økonomisk teori foreskriver, at forbrugssiden vil reagere, hvis priserne i markedet bliver for høje. På Figur 8 er der skitseret en række mulige reaktioner på at introducere store mængder fluktuerende elproduktion.



Figur 8 Et udvalg af reaktioner, som støtte til store mængder fluktuerende produktion kan medføre på vejen mod den langsigtede ligevægt

Adskillige studier har beskæftiget sig med mulige løsninger til indpasning af fluktuerende produktion i den danske energisektor. De mest markante og oftest beskrevne initiativer er her listet:

- Udjævne den fluktuerende produktion via udbygning af udlandsforbindelser
- Sektorintegration og forbrugerfleksibilitet
 - o Fleksibelt elforbrug til opvarmning via store varmepumper og individuelle varmepumper
 - o Introduktion af elbiler med fleksibel elbilopladning

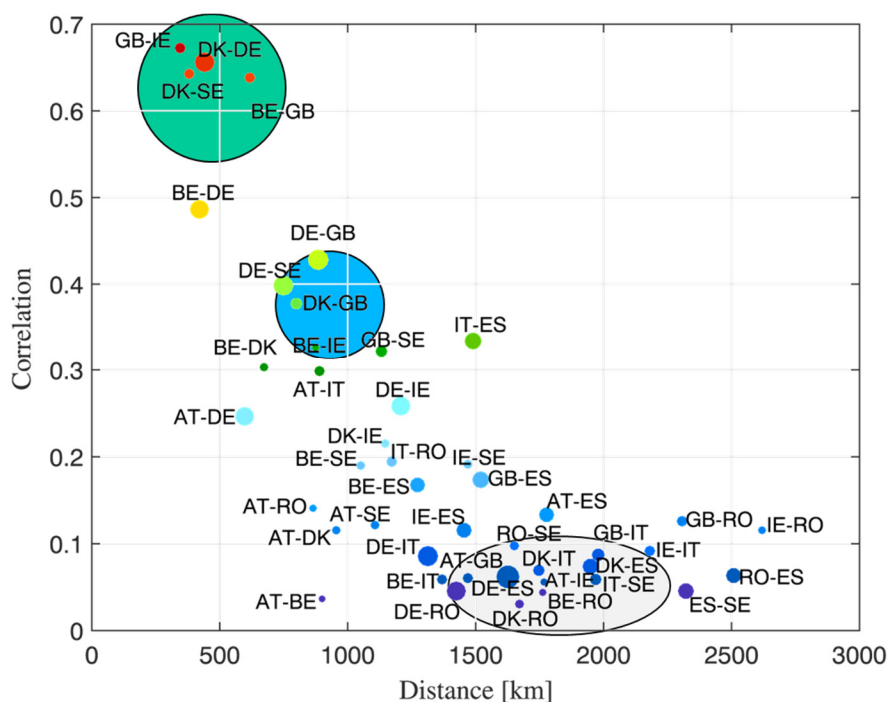
Initiativerne er i de følgende afsnit kort redegjort for.

9.2.1 Udjævne fluktuerende produktion via udbygning af udlandsforbindelser

9.2.1.1 Vind

Hvis udbygning af udlandsforbindelserne skal have en markant effekt på kapacitetstilstrækkeligheden, så skal det ske til prisområder, der har forskudt vindproduktion. Sverige og Danmark er for tæt geografisk til at forskellene har en markant effekt, og integration mellem vindmøller placeret nord eller syd for hinanden i lande med kort geografisk afstand vil heller ikke have en markant effekt (46). Anderledes ser det ud, hvis Viking Link-projektet bliver en realitet, så Danmark bliver forbundet direkte til England.

Korrelationen mellem vindproduktion og den indbyrdes afstand mellem en række lande har været genstand for et forskningsstudie, og resultatet deraf er gengivet på Figur 9. Her ses det tydeligt, at hvis der for alvor skal indregnes en varierende, fluktuerende vindkraftproduktion, så kræver det et stærkt europæisk transmissionsnet, der kan facilitere flytningen af elproduktion mellem Danmark og lande som Estland, Øst-rig og Italien.



Figur 9 Korrelationkoefficienten for vindproduktion mellem landepar som funktion af afstanden mellem dem. Punkternes størrelse er relateret til landeparrenes samlede vindkraftkapacitet. Billedkilde: (46). Originalfiguren er tilføjet farvede cirkler for at fremhæve de datapunkter, der diskuteres i teksten.

9.2.1.2 Integration med vandkraft

Integration med nordiske vandkraftværker som en lagerløsning til balancering af elforsyningen i en situation med meget høj vindandel i elmarkedet er bestemt et virkemiddel til at højne forsyningssikkerheden. En del af vandkraftanlæggene er dog ikke nedregulerbare, og vil kræve dyre pumpeanlæg for at kunne fungere som et reelt lager for vindenergi. Studier som eksempelvis (47) konkluderer, at integrationen med vandkraft i Norge har potentiale til at bidrage til at balancere et system med meget vindkraft, men at der vil være mange, mange timer, hvor vandkraften ikke kan levere den ønskede mængde energi. Det skyldes forhold omkring muligheden for at have store vandreservoirer og den samlede maksimalkapacitet for anlæggene.

9.2.2 Sektorintegration og forbrugerfleksibilitet

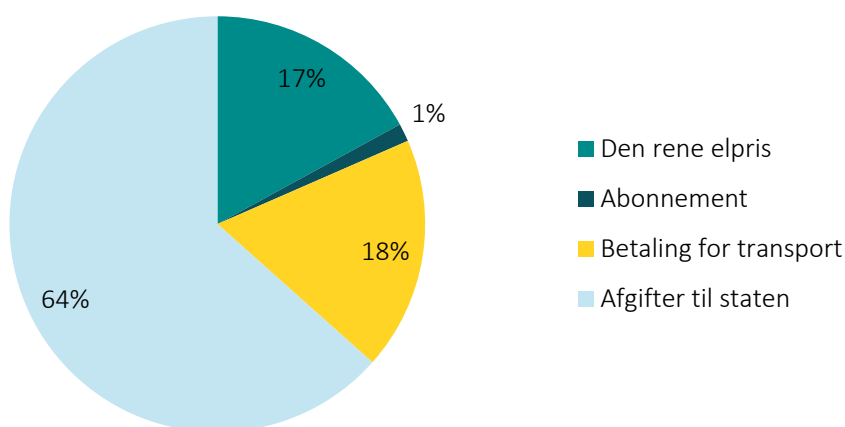
Forbrugsfleksibilitet og -afbrydelighed er flere gange de seneste år blevet fremhævet som en af de vigtigste brikker i puslespillet om forsyningssikkerhed i fremtiden. Hvis en høj forsyningssikkerhed skal opretholdes

primært på baggrund af reaktioner på forbrugssiden, så er det nødvendigt, at prissignalet når forbrugeren, og at der er det nødvendige tekniske grundlag til at reagere.

Rammerne omkring forbrugssiden undergår for tiden en markant tilpasningsprocedure, hvor der blandt andet udrulles elmålere med datadeling i realtid, som gør det muligt at afregne forbrugerne baseret på anvendelsestidspunktet for elektriciteten (fleksafregning). Udrulningen af de timebaserede målere er blot et skridt i retningen af en mere agil forbrugsside, der har en reel mulighed for at reagere på prissignalet fra elmarkedet. Trenden er, at forbrugssidens tilpasningspotentiale udvides markant i fremtiden i kraft af en stigende elektrificering af samfundet samt sektorintegration. Initiativer inden for sektorintegration er fundet så vigtige, at de støttes over den danske finanslov (48). Sektorintegrationen er i øvrigt uundgåelig, hvis målet om en CO_2 -neutral energiforsyning skal opfyldes. Energinet regner i deres analyseforudsætninger med, at elforbruget til individuelle varmepumper tæt på tredobles inden 2030, hvor det vil udgøre 3,3 procent af Danmarks samlede elforbrug. I samme periode regnes elforbruget til al transport med at stige fra 0,5 procent af det samlede elforbrug i 2017 til 7,2 procent. Om det øgede forbrug til individuelle varmepumper og private elbiler kommer til at få en betydning for forsyningssikkerheden i kraft af fleksibilitet, kommer i høj grad an på hvordan fleksibiliteten og afbrydeligheden styres og værdisættes, og om værdien af fleksibiliteten står mål med omkostningen ved at opnå fleksibiliteten.

9.2.2.1 Private forbrugere

Indførelsen af de timeaflyste målere hos privatforbrugere og den medfølgende mulighed for fleksafregning har indtil videre primært ført til en tarifændring hos nogle elnetselskaber, som søger at bruge prissignalet til at flytte forbruget hos privatkunder ud af kogespidsen, ved at øge nettariffen mellem kl. 17 og 20 (49). En sådan flytning aflaster distributionsnettet, men øger ikke nødvendigvis værdien og udnyttelsen af fluktuerende energiproduktion. På sigt er det dog en fordel, at det kan sætte gang i en udvikling, hvor elforbrugende komponenter udstyres med elektronik, der kan flytte forbruget efter et eksternt signal.



Figur 10 Sammensætning af elprisen for en privat forbruger med abonnement hos Eniig (50)

At en ændring i nettariffen forventes at kunne flytte forbruget indikerer også, at nettariffen udgør en stor del af betalingen for el. På Figur 10 er der vist sammensætningen af elprisen for en forbruger med abonnement hos elskabet Eniig. Her ses at langt størstedelen af elprisen udgør afgifter til staten. Selve elprisen udgør i dette tilfælde 17 procent af prisen, som forbrugeren møder.

Såfremt elprisens andel af prissignalet blev stor nok til, at det for alvor havde en betydning for omkostningerne til elektricitet, eksempelvis hvis et højt prisloft rammes, og forbrugere er i stand til at koble hele eller dele af forbruget fra, så vil fleksibiliteten kunne øge udnyttelsen af fluktuerende produktion. I hvilken grad kommer meget an på betalingsvilligheden for el og omkostningerne ved at tilbyde fleksibiliteten. Hvis det skal kunne bydes ind på spotmarkedet skal det tilmed være muligt at forudsige, hvor meget forbrugeren vil begrænse sit forbrug, såfremt prisen bliver højere end en angivet betalingsvillighed.

Individuelle varmepumper

Udbredelse af individuelle varmepumper med mulighed for ekstern kontrol fra en aggregator, der kan byde fleksibiliteten ind på spotmarkedet, har potentiale til at sænke mængden af ikke leveret el i perioder med utilstrækkelig effekt. Den præcise betalingsvillighed for en varmepumpeejer for at mangle el til varmepumpen en eller flere timer er vanskelig at fastsætte præcist.

DAMVAD gennemførte i 2015 på vegne af Energistyrelsen en analyse af omkostningerne ved elafbrydelser hos en række forskellige forbrugergrupper (51). Analysen bygger på en spørgeskemaundersøgelse. Omkostningerne blev opgjort både ved planlagte og uplanlagte strømafbrydelser. Cirka 40 pct. af de deltagende private husholdninger angav temperaturfald i hjemmet som en stor eller meget stor gene ved en strømafbrydelse på fire timer. Den reelle grad af ubehag ved temperaturfald i hjemmet, og alle andre listede gener, viste sig at være afhængig af tidspunktet på døgnet og i øvrigt at variere meget fra forbruger til forbruger. Det er derfor svært at estimere, hvor stor en effekt på effektilstrækkeligheden, der kan hentes ved sektorintegration med individuelle varmepumper.

9.2.2.2 Erhverv

I et studie udført af Dansk Energi Analyse A/S i 2010 (52) satte fokus på seks virksomheder med et højt forbrug og undersøgte, om de kunne have interesse i at være fleksible i deres elforbrug og økonomien i det. Analysen viste, at der med det akutte prisniveau ingen interesse var i at delte på hverken spotmarkedet eller regulerkraftmarkedet, men at hvis priserne tredobles, så ville regulerkraftmarkedet muligvis blive interessant for de medvirkende virksomheder. Det tidligere nævnte studie udført af DAMVAD (51) viste også, at industri- og servicevirksomheder generelt værdisætter forsyningsikkerhed meget højere end private forbrugere. Implementeres store varmepumper til produktion af fjernvarme i forbindelse med et varmelager, må det forventes at kunne bidrage til at øge puljen af afbrydeligt forbrug ind i spotmarkedet markant.

10. Introduktion til studiets analyser via simuleringer

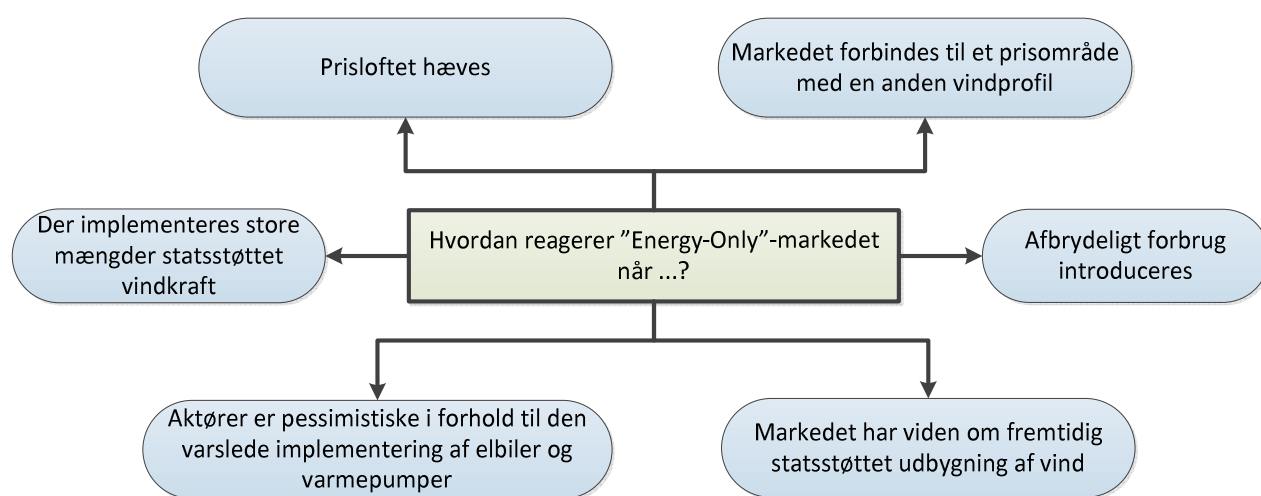
De foregående afsnit skitserer en udvikling mod en elforsyning, hvor integrationen af vindenergi får en stor betydning, og hvor de primære nationale virkemidler til en øget forsyningssikkerhed under et 'Energy-Only'-marked skal findes ved tilpasningen af love, regler og afgifter, der fremmer en ændring på forbrugssiden. Midlet til at få implementeret en øget mængde vindenergi nationalt ser primært ud til at være via en statsstøttet udbygning.

Formålet med de analyser, der præsenteres i de følgende afsnit er at estimere hvilken indflydelse forskellige udviklinger i elsektoren har under overgangen til et elsystem med en stor andel fluktuerende energiproduktion, der på produktionssiden er et rent "Energy-Only"-marked. Der er fundet frem til følgende tre sandsynlige udviklingsspor, der kan have en markant effekt på effekttilstrækkeligheden:

- Prisloftet hæves til et niveau nærmere VOLL
- Øget integration til prisområder med forskudt vindproduktion
- Afbrydeligt forbrug introduceres ved at udbygge et marked for afbrydelighed og sætte krav til de tekniske løsninger i eksempelvis varmepumper og elbil-ladere

Udover de listede udviklingsspor analyseres det, hvor markant en effekt det kan have på kapacitetstilstrækkeligheden, hvis markedets investorer sætter deres forventning til udviklingen i efterspørgslen lavere, end den udvikling, der realiseres. Ligeledes analyseres markedet reaktion på viden om en fremtidig etablering af en statsstøttet vindmøllepark. Mængden af støttet fluktuerende produktion varieres i de forskellige delstudier og ligger grund for de resterende analyser.

Fokusområderne for analysen er opsummeret på Figur 11.



Figur 11 Fokusområder for rapportens analyseafsnit

11. Modeludvikling

Målet med denne model er at simulere den *løbende* udvikling af et "Energy-Only"-marked under forskellige omstændigheder. Det er fundet nødvendigt at udvikle en model specifikt til formålet, da de for projektet tilgængelige modeller ikke har mulighed for at simulere de effekter, der ønskes studeret.

Der er udviklet mange modeller, der kan anvendes til at analysere hele eller dele af det europæiske elmarked, men de fleste bygger på enten eksterne prisinput fra tilstødende markeder eller perfekte optimeringer. Til dette studie er der behov for en model, der fanger markedsreaktionen på forskellige input og ikke en trinvis optimering. Modeller som eksempelvis EnergyPlan, indeholder et element af et fast prisinput. Et prisinput ville ødelægge den effekt af et fungerende "Energy-Only"-marked som ønskes studeret. En anden almindelig modeltype er deterministiske ligevægtsmodeller, der antager, at der installeres nok kapacitet til at dække efterspørgslen på ethvert tidspunkt uden at skele til om investeringen er økonomisk rationel eller kan tilføjes just som behovet opstår. Disse studier har ofte som mål at se *om* eksempelvis Danmarks energiforbrug kan dækkes af de tilgængelige ressourcer, og ikke om den endelige konfiguration kan opnås ved økonomiske rationelle investeringer. Der er også mange studier, der tager udgangspunkt i, hvordan prisdannelsen og forsyningen ville se ud såfremt der var et bestemt kapacitetsmiks, men heller ikke de afspejler det, der er målet med modellen i dette studie.

Nyere internationale studier adresserer også den studerede dynamik med egenudviklede modeller som eksempelvis Simulator of Investment Decisions in the Electricity Sector (SIDES), der anvendes i et fransk studie (53), som blev udviklet til at sammenligne "Energy-Only"-markedsmodellen og en kapacitetsmarkedsmodel for den franske elforsyning, som et led i et Ph.d.-studie. De opnåede resultater er ikke direkte anvendelige i dette projekt, da der er andre teknologier til rådighed i og omkring Østdanmark og andre grundlæggende forudsætning. Modellen er ikke offentlig tilgængelig, hvorfor tilpasning og justering ikke er mulig. Det er muligt, at de ønskede analyser kunne foretages ved at anvende og udbygge den ofte benyttede model Balmorel, men den kræver dels erfaring med GAMS-programmering og dels en licens til at anvende GAMS (54). Ingen af delene er tilgængelige for dette studie.

På baggrund af overstående blev det besluttet at udvikle en MATLAB-model, der har de ønskede karakteristika. MATLAB er et matematikprogram, der udmærker sig ved at være i stand til effektivt at håndtere store matricer og vektorer, hvilket gør det velegnet til gentagne simuleringer på time-basis.

11.1 Måldefinition

Målet er at modellere udviklingen i elforsyningen i et område, hvor udviklingen på produktionssiden er rent baseret på "Energy-Only"-markedsmodellen. Der er taget udgangspunkt i den nuværende anlægsportefølje og forbrugskurve i prisområdet DK2, fordi der foreligger et detaljeret datagrundlag. På den baggrund og under den forventede udvikling i forbruget foretager modellen investeringer i de tilgængelige teknologier.

På basis af et referencescenarie inddrages en række markedsfejl, usikkerhedsparametre og forskellige tiltag, der kan iværksættes, og deres effekt på kapacitetstilstrækkeligheden vurderes.

Modellen afspejler alene et spotmarked. Indkøb af nødvendig balancekraft og andre systemydelser inddrages ikke, da det er uden for projektets fokusområde. Det antages, at udviklingen på efterspørgselssiden er drevet af politiske initiativer og udviklingen i andre markeder, hvorfor den fastsættes eksternt fra simuleringen.

11.2 Kravspecifikation

For at være anvendelig til at udføre de ønskede analyser, er modellen nødt til at leve op til en række krav. De væsentligste er oplistet her:

- Opløsningen skal være time for time, for at opnå en anvendelig detaljegrad
- Modellen skal kunne håndtere vindmøller, solceller, modtrykskraftværker og kondenskraftværker.
- Modellen skal kunne tage højde for udviklingen i brændselspriser og afgiftsomkostninger
- Teknologiudviklingen, der fører til prisfald i både kortsigtede og langsigtede omkostninger og reduceret partikeludledning skal inddrages
- Modellen skal kunne håndtere forskellige vindprofiler, forbrugsprofiler, varmeprofiler og solproduktionsprofiler
- Modellen skal kunne forudsige en udvikling i forbruget og anlægssorteføljen og på den baggrund træffe investeringsbeslutninger
- Forudsigelsen af udviklingen skal have tilstrækkelig høj opløsning, til at kunne rumme forskellen på udbyttet ved at investere i de forskellige teknologier
- Det skal være muligt fra simulering til simulering at bestemme hvilke teknologier, modellen må investere i
- Modellen skal kunne håndtere forskellige prislofter
- Det skal kunne simuleres at investorerne er pessimistiske eller optimistiske omkring den udvikling i forbruget, der forventes i forhold til Energinets analyseforudsætninger

11.2.1 Overordnet afgrænsning

- Udtagsanlæg betragtes som et separat modtryksanlæg og et separat kondensanlæg
- Varmeforsyningen modelleres ikke i detaljer
- Levetidsforlængelse eller ombygning af eksisterende anlæg modelleres ikke
- Vind-, sol- og forbrugsprofiler for ét år anvendes for alle simulerede år. Det gør det muligt at udelukke faktorer som et 'dårligt' vindår, som årsag til udsving i resultaterne
- Lagerteknologier modelleres ikke
- Affaldsforbrændingsanlæg er ikke medtaget som en investeringsmulighed men indgår i startporteføljen

11.3 Geografisk afgrænsning

Den udviklede model har ikke til formål at være en komplet modellering af det nuværende og fremtidige energisystem, men et værktøj til at vurdere effekten af forskellige tiltag på udviklingen i kapacitetstilstrækkelighed inden for et "Energy-Only"-marked uden interne begrænsninger. Der tages udgangspunkt i de nuværende forhold i prisområdet Østdanmark. Da elpriserne og dermed udviklingen i elforsyningen er stærkt

afhængig af de omkringliggende lande, er det valgt at medtage enkelte værker til at repræsentere anlæg, der er tilgængelige via udlandsforbindelser.

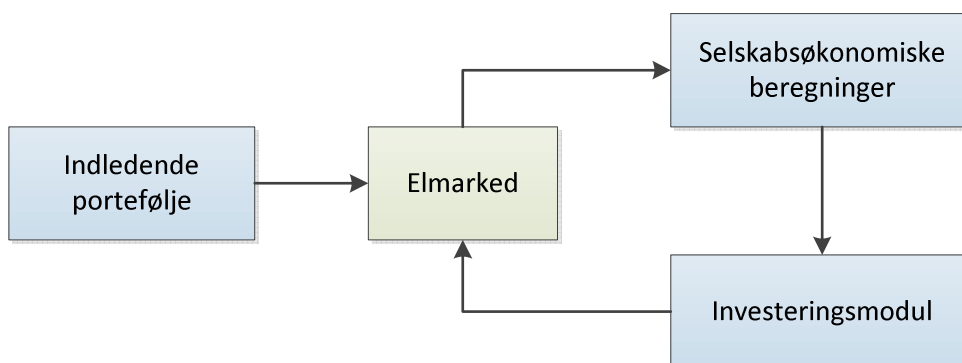
Der modelleres alene de typer af elproducerende anlæg, det i øjeblikket er muligt at etablere i DK2 og som er velkendte for systemet samt beskrevet i Energistyrelsens Teknologikatalog.

11.4 Modellens opbygning

Modellen arbejder grundlæggende i en trinvis progressiv proces suppleret med et optimeringsmodul til at bestemme priserne time for time. Grundopbygningen af elmarkedsdelen ligner den, der ses i langt de fleste markedssimuleringer (44).

En oversigt over de væsentligste modelelementer er vist i Figur 12. Der tages udgangspunkt i en eksisterende anlægsportefølje, hvorefter der overgås til en iterativ proces, hvor omdrejningspunktet er en timevis udregning af elpriserne. Resultatet af den timevise elmarkedssimulering ligger grundlaget for, om det er økonomisk rationelt at bibeholde et aktuelt anlæg eller investere i en ny produktionsenhed.

I de følgende afsnit gennemgås modellens elementer et for et.



Figur 12 Modellens grundopbygning

11.4.1 Indledende portefølje

Modellen er konfigureret til at starte i år 2017. Som udgangspunkt blev Energinets analyseforudsætninger brugt til at opbygge en anlægsportefølje, med de anlæg, som der fandtes i DK2 i år 2017. Anlægsoplysningerne blev suppleret med oplysningerne brugt til Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2017 (44). Anlæggene er opsummeret nedenfor. Hvis et anlæg er i stand til at køre på biomasse eller kul, er det antaget, at det køres på biomasse. Et biomasseanlæg, der både kan køre på halm og træpiller er antaget at køre på træpiller. Af modelfunktionshensyn er det valgt at pulje vindmøllerne i grupper baseret på hvilke år, møllerne er sat op, frem for at modellere de enkelte vindmøller. De kystnære møller er fordelt i samme puljer som landvindmøllerne, da de udgør en relativt lille del af den samlede vindmøllekapacitet, og der ikke forventes at blive udbygget yderligere ifølge basisfremskrivningen. I DK2 er der i øjeblikket også 542 MW elkapacitet fordelt på 8 driftsklare centrale reserveanlæg, som heller ikke medtages i modelleringen grundet den kraftige udfasning af oliebaseret elproduktion.

De modellerede anlæg er:

Amagerværket, blok 3	Masnedø kraftvarmeværk	Solceller, gruppe 1
Asnæsværket, kul-blok	Østkraft	Solceller, gruppe 2
HC Ørsted, blok 7	Slagelse kraftvarmeværk	Landvind (før 2008)
Næstved kraftvarmeværk	Amagerværket, blok 1	Landvind (8-13)
Helsingør kraftvarmeværk	Avedøreværket, blok 1	Landvind (14-19)
DTU kraftvarmeværk	Avedøreværket, blok 2	Rødsand 1
Helsingør kraftvarmeværk	Masnedø kondensværk	Rødsand 2
Køge kraftvarmeværk	Næstved affaldsenergi	
Asnæsværket, flis-blok	Vestforbrænding	

Foruden de modellerede elproduktionsanlæg behandler modellen også prisloftet som et fiktivt anlæg. Prisloftet modelleres som et anlæg med rigelig kapacitet til enhver situation og til en pris der følger den aktuelle analyses fastsatte prisloft. Det gøres for at modellens elmarked altid kan dække forbruget. Hvis prisloftet 'producerer' gemmes produktionen som ikke-leveret effekt.

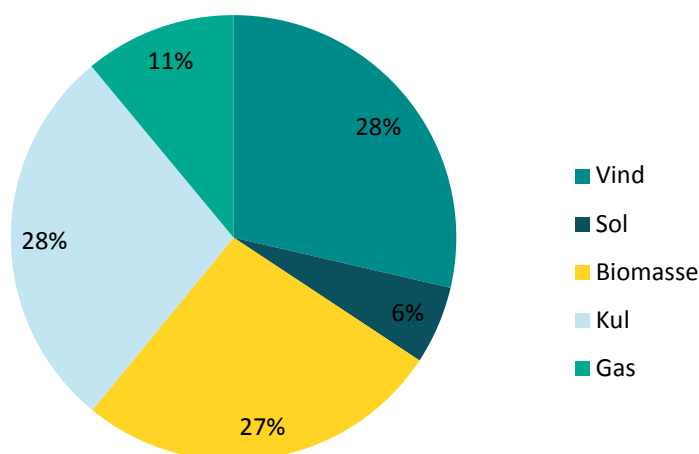
Kapacitetsrige udlandsforbindelser er i høj grad med til at sikre kapacitetstilstrækkeligheden i DK2, hvorfor der er tilføjet en række ekstra produktionsanlæg i den indledende konfiguration. Anlægsstørrelsen er vurderet ud fra den tilgængelige transmissionskapacitet, hvis fordeling er vist i Tabel 3.

Udlandsforbindelse	Kapacitet
Storebælt	600 MW
Øresund	1300 MW ¹
Kontek	600 MW

Tabel 3 Transmissionsforbindelser mellem prisområde DK2 og tilstødende prisområder

Sammensætning af produktionskapacitet fra udlandet er modelleret som en række værker, der repræsenterer hver tilgængelig energikilde. Atomkraft og oliefyrede værker er ikke medtaget i modellen. Ydermere er der tilføjet et udvalg af kondensværker, som vejer op for de eksisterende udtagsanlægs mulighed for at køre kondensdrift i situationer, hvor der er brug for det. Den indledende portefølje er således tilpasset til at kunne dække efterspørgslen i alle timer i 2017. Fordeling på de forskellige energikilder er vist på Figur 13.

¹ Der er i øjeblikket 1300 MW tilgængelig importkapacitet men 1700 MW tilgængelig eksportkapacitet. Da der her regnes alene på prisdannelsen i et område, der ligner DK2, tages der udgangspunkt i importkapaciteten



Figur 13 Modellens indledende portefølje fordelt på energikilder i år 2017

En komplet liste over de anlæg, der er inkluderet i modellen, findes i et separat vedlagt bilag, 'Analyseinput.xlsx'. Se bilag A.

11.4.2 Elmarked

11.4.2.1 Beregningsforudsætninger

For at kunne udregne marginalomkostninger for anlæggene kræves en række driftsinformationer om hvert anlæg, priser for brændsler, afgiftssatser og forbrug. Datagrundlaget er primært baseret på data fra Energistyrelsens teknologikataloger, (55) (32), Energinets analyseforudsætninger (56) og Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (57). Det tilgængelige data er ekstrapoleret, interpoleret, inflationskorrigeret, valutaomregnet og justeret for at opnå en ensartet og tilstrækkelig datamængde anvendelig for modellering. Der regnes med en lineær udvikling mellem alle datapunkter.

Den væsentligste antagelse om beregningsforudsætningerne er, at priser for CO_2 -kvoter og brændselspriserne forudsætter en lineær udvikling fra år 2040 til år 2050. Energinets analyseforudsætning indeholder detaljerede simuleringer frem til 2030 og så en enkelt årssimulering i 2040. Datapunkterne derimellem er fra deres side lineært interpoleret, og det er den lineære udvikling, der antages at fortsætte til 2050. Specielt forudsigelsen af CO_2 -kvoteprisen er yderst usikker, da den er meget påvirkelig af de politiske beslutninger på området.

Marginalomkostningerne ($MO_{anlæg}$) for hvert anlæg er beregnet ud fra de samlede variable omkostninger bestående af brændselsomkostninger (BO), andre variable omkostninger²(AVO), effektiviteten, emissioner og afgiftssatser for emissioner. Udledning af NO_x og metan omregnes til CO_2 -ækvivalenter og regnes derefter

² Variable omkostninger, der ikke er brændselsomkostninger, er eksempelvis smøremidler, vand, elforbrug mm. De er opgjort som en samlet enhed i teknologikatalogerne.

ter som CO_2 . Omkostninger til svovl-udledning er ikke medtaget, da tendensen er, at anlæggene i stort omfang bygges med komponenter til at begrænse svovludledningen. Udgiften er således primært indeholdt i investeringsomkostningen.

$$MO_{anlæg} \left[\frac{DKK}{MWh} \right] = \frac{3,6 \left[\frac{GJ}{MWh} \right]}{\sigma} * \left(BO \left[\frac{DKK}{GJ} \right] + CO_2 \left[\frac{ton}{GJ} \right] * CO_2 \left[\frac{DKK}{ton} \right] + NO_x \left[\frac{kg}{GJ} \right] * NO_x \left[\frac{DKK}{kg} \right] \right) + AVO \left[\frac{DKK}{MWh} \right] - Statsøtte$$

For at kompensere for, at et ældre anlæg er dyrere at køre end et nyere anlæg, sænkes effektiviteten med 0,088 procentpoint per år fra anlæggets byggeår. Teknologikataloget har angivet, at der må forventes en effektnedgang på 2,5-3,5 procent i løbet af et anlægs levetid, som en tommelfingerregel. Det forventes i øvrigt, at alderen mere kommer til udtryk i vedligeholdelseskostningerne og udetider (32), men da modellen ikke arbejder med nedetid, har det ikke været muligt at implementere dette princip direkte. Der er i stedet kompenseret ved at justere de variable omkostninger yderligere ved at faktorkorrigere via følgende princip.

Da de præcise data for løbende omkostninger for de eksisterende anlæg ikke er kendte i detaljer, er det valgt at tage udgangspunkt i de omkostninger, som Teknologikataloget beskriver for et anlæg etableret i 2015. For de eksisterende anlæg er det valgt at faktorkorrigere ældre anlægs variable udgifter med en faktor 1,5 for anlæg bygget mellem 1990-2000 og en faktor 2 for ældre anlæg. Da anlæggene i bredt omfang er levetidsforlænget, og den præcise levetid derfor ikke kan fastsættes ud fra en standardantagelse om den gennemsnitlige levetid for anlægstypen, er det valgt at sprede udløbsårene for den tekniske levetid for levetidsforlængede anlæg ud over perioden 2025-2035. Da modellen ikke er et forsøg på at simulere forsyningssituationen i DK2 men "Energy-Only"-markedets funktion, vurderes det ikke til at have en markant betydning.

Teknologikataloget angiver meget høje faste såvel som variable driftsomkostninger for affaldsforbrændingsanlæg. Store dele af udgifterne tilskrives håndtering af affaldet, som anlægget vil have uafhængigt af, om det producerer el eller ej. I den indledende portefølje er de eksisterende affaldsanlæg tilskrevet 10 procent af den opgivne omkostning. Da det er vanskeligt at estimere importprisen for affald frem i tiden, og desuden tvivlsomt hvilken rolle affaldsimport kommer til at spille, så er det valgt at fastholde den eksisterende affaldsforbrændingskapacitet og ikke tillade affaldsbaserede nyinvesteringer.

11.4.2.2 Produktionskapacitet

Vindmøller

Vindmøllernes produktionskapacitet er alene afhængig af vindhastigheden. Modellen anvender den faktiske produktion fra vindmøller sammenholdt med den samlede vindmøllekapacitet i DK2 i 2017 som referenceværdi for produktion per MW installeret vindmølle pr. time. Data er omsat til en vindindeksprofil, der indeholder timeværdier for produktion pr. MW kapacitet. Data for produktion er hentet fra Energinets markedsdatasportal, og data for samlet installeret vindmøllekapacitet pr. 1. januar 2017 er af medarbejdere hos Energinet oplyst til 1,1 GW. I forhold til produktionskapaciteten pr. installeret MW skelnes der ikke mellem havvindmøller og landvindmøller. Modellen inkluderer kun én vindprofil og vil således have den samme vindprofil alle år.

Solceller

Produktionen fra de installerede solceller bestemmes ud fra en solindeksprofil efter samme princip som vindindeksprofilen. Data er ligeledes hentet fra Energinets Markedsdataportal. Der skelnes ikke mellem forskellige solcelletyper.

Brændselsbaserede værker

Brændselsbaserede værker er opdelt i to underkategorier: (1) modtryksværker, (2) udtagsværker og kondensværker.

Modtryksværker er modelleret til at producere både el og varme i et konstant forhold. Modellen optimerer ikke på den samlede varmforsyning i det modellerede område, men modtryksværkernes elproduktionskapacitet varierer over året på baggrund af en timebaseret varmeprofil, for at tage højde for den varmebundne produktion. Mængden af modtryksanlæg er begrænset ved implementering af et loft, der udelukker modtryksanlæg som en investeringsmulighed, såfremt den eksisterende anlægsportefølje indeholder den samme mængde modtryksanlæg som den indledende konfiguration. Energinets varmeprofil er anvendt som reference³. Det er antaget, at det største varmebehov i varmeprofilen kan dækkes, hvis alle modtryksværker, der var installeret i 2017, kørte på fuld effekt. Ud fra den antagelse er varmeprofilen omdannet til en tabel for, hvor mange procent af den installerede varmekapacitet, hvert anlæg maksimalt kan levere i hver time.

Omkostningen til elproduktionen på et modtryksanlæg regnes som værende den ekstra omkostning anlægget har ved at skulle producere el i stedet for blot at have produceret varme. Hvis anlægget alene skulle have produceret varme antages det, at det kunne have været gjort med en effektivitet på 90 procent. Udregningsprincippet for omkostningen til elproduktionen på modtryksanlæg er her gennemgået:

$$\eta_{el,cal} = \text{Regneteknisk elvirkningsgrad}$$

$$\eta_{el} = \text{Elvirkningsgrad i modtryksdrift}$$

$$P_B = \text{Pris for brændsel pr. varmeeenhed}$$

$$P_N = \text{Pris}_{\text{brændstof til elproduktion}}$$

$$M_N = \text{Mængde brændstof til elproduktion}$$

$$M_{el} = \text{El produceret for hver enhed varme produceret i modtryksdrift}$$

$$\eta_{Q,kedel} = \text{Varmevirkningsgraden for varme produceret alene i en kedel}$$

$$\eta_{Q,modtryk} = \text{Varmevirkningsgraden i modtryksdrift}$$

$$P_{Q,kedel} = \text{Prisen for varme produceret alene i en kedel}$$

$$P_{Q,modtryk} = \text{Prisen for varme produceret i modtryksdrift}$$

$$P_N \left[\frac{DKK}{MWh} \right] = P_{Q,modtryk} - P_{Q,kedel} = \frac{1}{\eta_{Q,modtryk}} * P_B - \frac{1}{\eta_{Q,kedel}} * P_B$$

³ Varmeprofilen er hentet fra EnergyPlans standard profilkatalog

$$M_N[MWh] = \frac{P_N}{P_B}$$

$$M_{el} = \frac{1}{\eta_{Q,modtryk}} * \eta_{el}$$

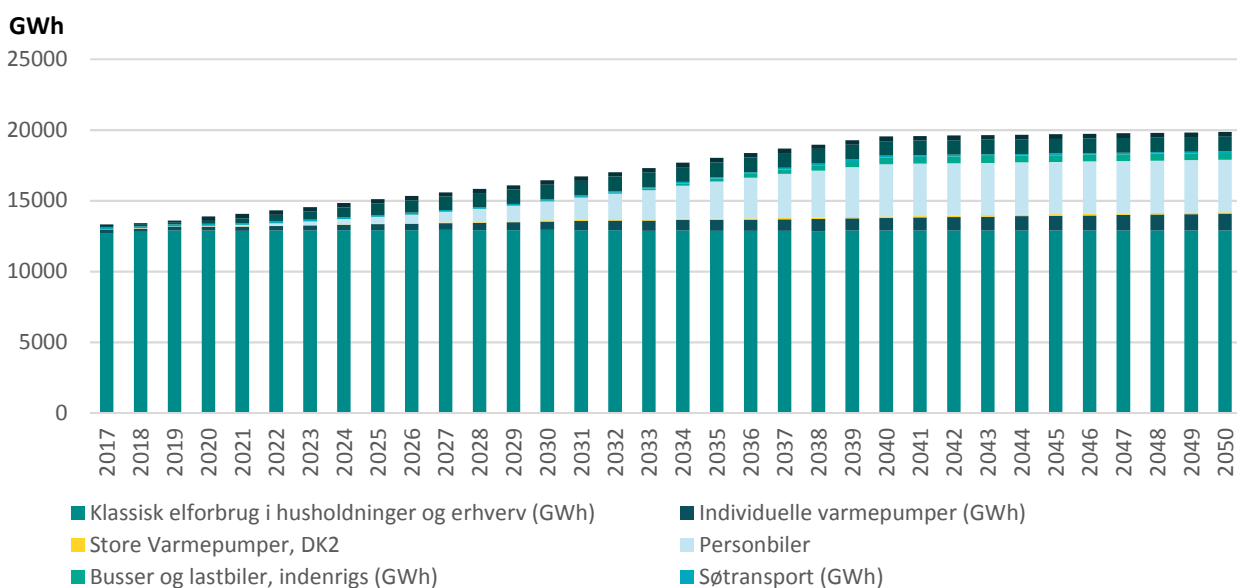
$$n_{el_{cal}} = \frac{M_{el}}{M_N} = \frac{\frac{1}{\eta_{Q,modtryk}} * \eta_{el}}{\frac{1}{\eta_{Q,modtryk}} - \frac{1}{\eta_{Q,kedel}}}$$

Anlæggets nominelle ydeevne justeres over året for at tage højde for kraftvarmeproduktionen. Et kraftvarmewærk er således ikke i stand til at levere mere end det, der svarer til den produktion, som kan leveres i modtryksdrift samtidig med at værkets varmeproduktionskrav opfyldes. Der er således ikke en direkte varmebunden, tvungen elproduktion, men et loft over den maksimale kapacitet på værker, der også producerer varme.

Fjernvarmewærker har i nogle tilfælde tilknyttet varmelagre og specielt i en fremtid med meget varierende elpriser må det forventes, at der i nogen grad kommer en bedre økonomi i at lagre varmen og flytte produktionen efter elprisen, afhængigt af dennes udsving. Dette forhold er ikke modelleret.

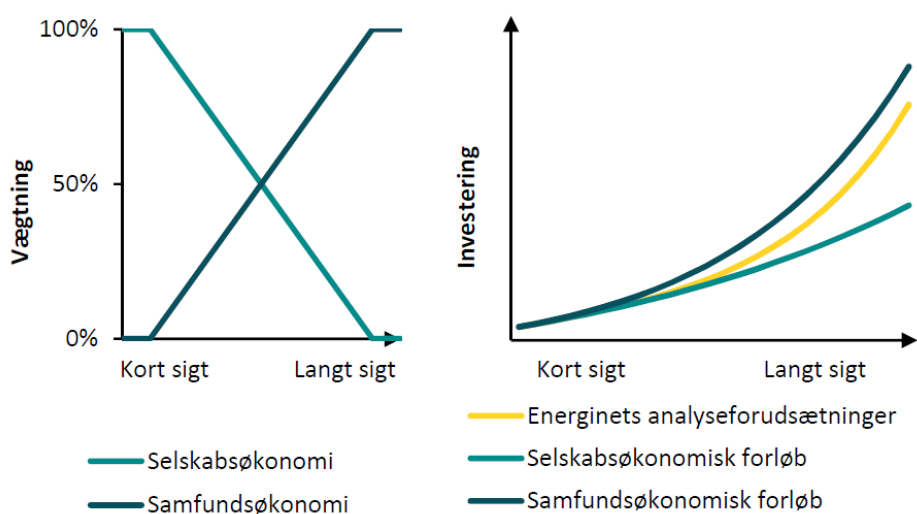
11.4.3 Forbrug

Udviklingen i forbruget antages at følge den udvikling, som Energinet har fremlagt i deres Analyseforudsætninger 2017 (56). Analyseforudsætningerne indeholder kun en fremskrivelse frem til 2040 og forbruget herefter er estimeret. Udviklingen for DK2 er vist på Figur 14.



Figur 14 Udviklingen i forbruget år for år baseret på Energinets Analyseforudsætninger 2017 fra 2017-2040 og derefter estimeret

Energinets analyseforudsætninger bygger på en række forudsigelser fra andre aktører, som føder ind i Energinets egne simuleringer (56). De simuleringer, der ligger til grund for analyseforudsætningerne, udføres både med et samfundsøkonomisk fokus og et selskabsøkonomisk fokus, og de er vægtede således, at det selskabsøkonomiske vægter højest på kort sigt og det samfundsøkonomiske vægter højest på langt sigt. Det skaber en beskrivelse af et udviklingsforløb, der på kort sigt er rimeligt realistisk og på langt sigt er der, hvor samfundet vil have størst fordel af at ende. Det er selvfølgelig stadig med forbehold for, at alle forudsigelser af pris- og teknologiudvikling viser sig at være rigtige. Dynamikken er illustreret på Figur 15.



Figur 15 Til venstre ses princippet med prioriteringen af selskabsøkonomi på kort sigt og samfundsøkonomi på langt sigt. Til højre er vist et eksempel på et udbygningsforløb for en teknologi. Figurkilde: Energinet (56)

Klassisk elforbrug

Det klassiske elforbrug indeholder elforbruget for husholdning og erhverv, og udviklingen afspejler den økonomiske udvikling, udviklingen i energipriserne og fremtidig effektivitetsudvikling og effektiviseringsinitiativer. Det holder sig på et rimeligt konstant niveau i analyseperioden og er antaget at holde det niveau fra 2040-2050. Det klassiske elforbrug udgør langt størstedelen af elforbruget i hele perioden, om end andelen falder en del undervejs. I 2017 udgør det hele 95 procent af det samlede forbrug mod kun 66 procent i 2040.

Timefordelingen af det klassiske elforbrug er i udgangspunktet antaget at være ens alle år og fordeles efter en fordelingsnøgle skabt af det faktiske forbrug i 2017. Forbruget er hentet fra Energinets Markedsdataportal (58). Der er anvendt samme metode til at lave fordelingsnøglen, som beskrevet for fordelingsnøgler til vindmølleproduktion og solcelleproduktion. Det er antaget, at det årlige forbrug er konstant fra 2040-2050.

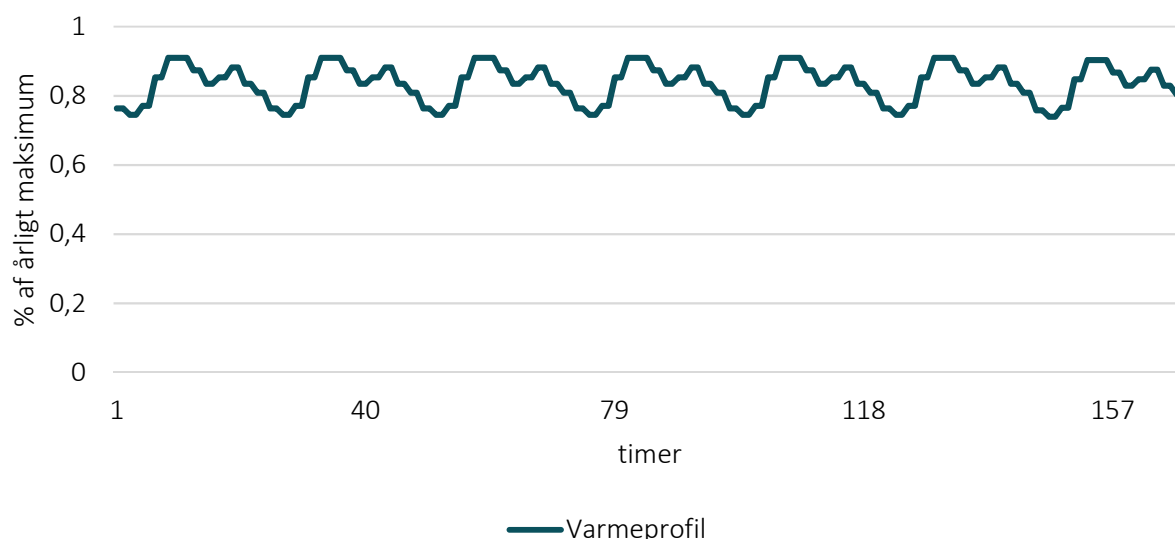
Individuelle varmepumper, store varmepumper og elkedler

Forbruget til individuelle varmepumper forventes at stige fra 2 procent af totalforbruget i 2017 til 4,6 procent i 2040, mens forbruget til store varmepumper i DK2 blot forventes at udgøre 0,5 procent af det samlede forbrug i 2040. Elkedler forventes at blive en rentabel forretning i lidt flere tilfælde, end det er nu, og

forbruget forventes derfor at stige fra 115 GWh i 2017 til 330 GWh i 2040, hvor det svarer til 1,7 procent af det samlede forbrug. Det er antaget at fortsætte med samme procentvise stigning år for år fra år 2040 til 2050, som det er estimeret at være tilfældet fra 2030-2040.

Elforbruget til varme er fordelt efter en varmemeforbrugsprofil hentet fra EnergyPlan, som er omdannet til at være et indeks, der beskriver hvor stor en procentdel af maksimalforbruget, der er anvendt i den enkelte time. Varmeprofilen for den første uge i januar 2017 er vist på Figur 16. Fordelingen tager ikke hensyn til, at elpatronerne primært vil blive anvendt når prisen er lav, da det vil kræve at modellen arbejdede med mere end én time af gangen, så den ville kunne tage højde for eventuelt lavere priser i timer frem i tiden. Varmeprofilen er inklusive forbruget til varmt vand.

Det er en forsimplet modellering af at efterkomme et varmebehov, men målet er at modellere et elmarked, hvorfor en kompleks varmemeforbrugsmodellering er uden for projektets omfang.



Figur 16 Et udsnit af varmemefordelingsprofilen anvendt i modellen

Busser, lastbiler, tog og søtransport

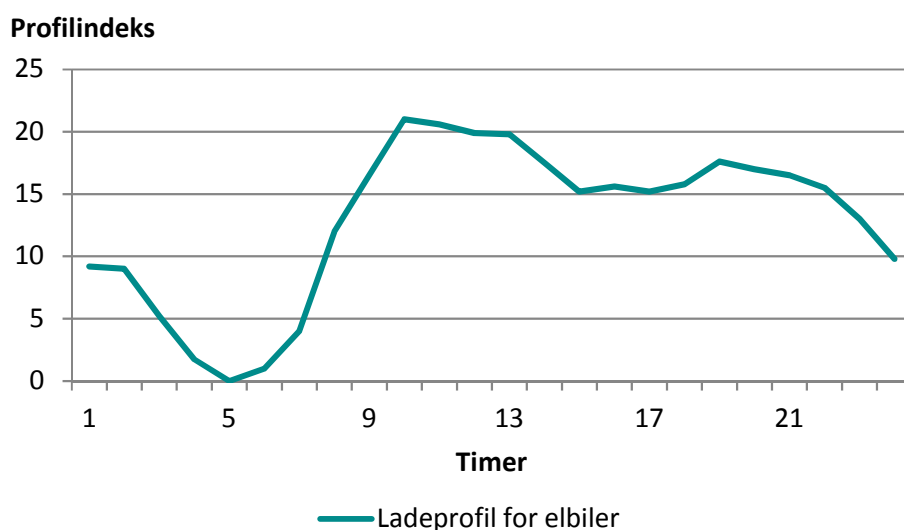
Elektrificeringen af den offentlige transport samt fragt af gods anslås samlet set at udgøre 7,7 procent af forbruget i 2040, hvoraf de 4,8 procent udgøres af den elektrificerede togdrift. Potentialer i at flytte elforbruget til den tunge transport vurderes at være begrænset, og det er antaget, at forbruget gennem alle simuleringsårene fordeler sig jævnt over timerne fra 6 til 20. Det er antaget, at elforbruget til busser, lastbiler og tog er konstant fra 2040 til 2050.

Personbiler

Udviklingen i elforbruget til personbiler er i Energinets Analyseforudsætninger antaget at være ganske drastisk. Fra at udgøre godt 1 procent af det totale elforbrug i 2017 stiger det til at udgøre 17,2 procent i 2040.

Hvis antallet af personbiler holder sig på niveau med 2017, så svarer det til, at hele personbilparken er udskiftet med elbiler i 2040. Det er derfor valgt at holde udviklingen i elforbruget til personbiler fra 2040 til 2050 konstant, om end der godt kan vise sig at være flere biler i alt i Danmark i 2040, end der var i 2017.

Fordi elbilerne kommer til at udgøre så markant en del af det årlige elforbrug, har den timevise fordeling af elforbruget til at lade bilerne en stor indflydelse på de forskellige typer elværkers driftsøkonomi. Grundet det i øjeblikket ganske beskedne omfang af elbiler, mangler der et solidt datagrundlag for at vurdere den præcise forbrugsprofil. Et af de mere omfattende studier af elbilers ladeprofil er fundet at være (59), som har analyseret forskellige grupper elbiler og fundet en gennemsnitlige ladeprofil. Ladeprofilen er vist på Figur 17.



Figur 17 Ladeprofil for elbiler anvendt i modellen

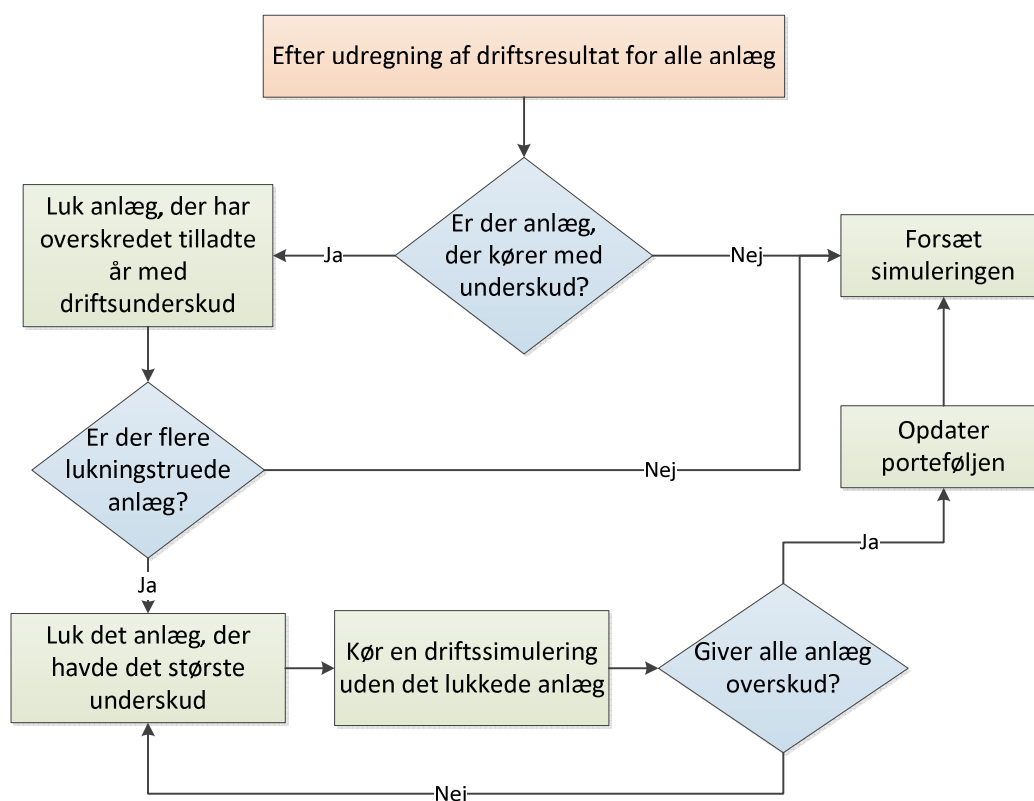
11.4.4 Selskabsøkonomiske beregninger

Efter hvert år opgøres den økonomiske balance for hvert enkelt anlæg.

$$\begin{aligned}
 \text{Indtægter} &= \sum_{t=1}^{t=8760} \text{Produktion} * \text{Elpris} + \text{Statstøtte} \\
 \text{Udgifter} &= \left(\sum_{t=1}^{t=8760} \text{Produktion} * \text{Marginalomkostninger} \right) + \text{Faste omkostninger} \\
 \text{Økonomisk balance} &= \text{Indtægter} - \text{Udgifter}
 \end{aligned}$$

Modellen har en indbygget mekanisme, der vurderer om det er økonomisk rationelt at lukke et anlæg, og om det er rationelt at investere i et nyt anlæg. De to beslutninger træffes uafhængigt. Det overvejes således ikke, om det ville være *mere* fornuftigt at beholde det gamle end at bygge det nye. Beslutningen om at lukke et anlæg træffes på baggrund af den historiske driftsøkonomi og forventningerne til driftsøkonomien ét år frem i tiden. Det kan angives i modellens datagrundlag, hvor mange år et anlæg må have kørt med et kortsigtet underskud, før det lukkes. For nye anlæg er der som standard defineret, at et anlæg må køre 2 år med kortsigtet underskud, inden det lukkes. Der tages ikke højde for en eventuel mulighed for at genåbne værker, der egentlig er taget ud af produktion.

Hvis anlægget ikke giver overskud i et år så overvejes det, om anlægget skal lukkes. I stedet for blot at lukke alle anlæg med underskud, så samler modellen de underskudsramte anlæg sammen og starter med at lukke det anlæg, som gav det største underskud i det netop afviklede driftsår. Driftsåret simuleres derefter uden det just lukkede anlæg for at finde ud af, om de andre anlæg nu ville have givet overskud. Hvis de ville det, så må det forventes, at de næste år vil kunne levere et overskud, såfremt de bevares i drift, så de lukkes ikke. Processen gentages, indtil alle de resterende anlæg forventes at give overskud i næste driftsår, såfremt der ikke tilføjes yderligere anlæg. Processen er afbilledet på Figur 18.



Figur 18 Flowdiagram over modellens lukke-loop

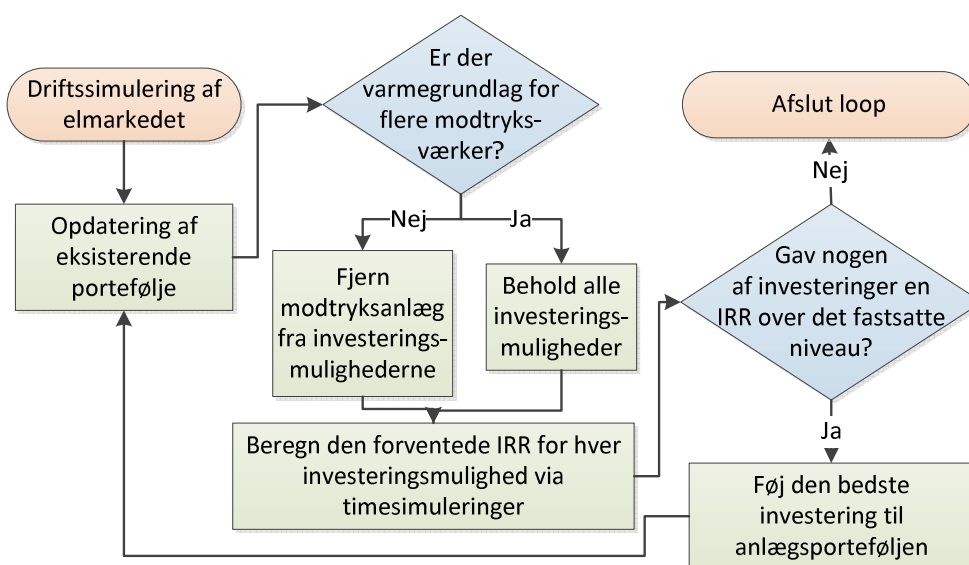
I den indledende konfiguration er det antaget, at det ikke er muligt for nye anlæg at opnå statsstøtte. I simuleringer, hvor statsstøtte er inkluderet er Rødsand 2 modelleret til at få en fast pris på 62,9 øre/kWh (60) frem til år 2023, hvor den støtteberettigede produktion forventes at være nået (61). Eksisterende biomasseværker tildeles et pristillæg på 150 øre/kWh (23).

11.4.5 Investeringsbeslutning

Efter hvert driftsår er afsluttet, køres der et investeringsmodul der afgør, om det er økonomisk rationelt at investere i ny produktionskapacitet. Beslutningen træffes på baggrund af en fast fremskrivning af forbruget, viden om teknisk levetid på de eksisterende anlæg og den fremtidige forbrugsprofil, som tidligere beskrevet. Der er således i udgangspunktet næsten fuld viden om det fremtidige system. Det, modellen ikke ved, er, om der er nogen af de eksisterende anlæg, der kommer til at lukke inden deres forventede levetid er nået grundet dårligt driftsøkonomi, og hvor mange andre anlæg, der åbner.

Som udgangspunkt er modellen konfigureret til at investere i 50 MW af en produktionsteknologi af gangen. De løbende og faste omkostninger for investeringsmulighederne udvikler sig i henhold til forventningerne i teknologikataloget (32).

For at lave en fremskrivning for anlæggets driftsøkonomi foretages der simuleringer for hvert andet år frem i tiden. Figur 19 viser et flowdiagram for investeringsmodul. Det antages, at indtægter og udgifter udvikler sig lineært mellem investeringsårene.



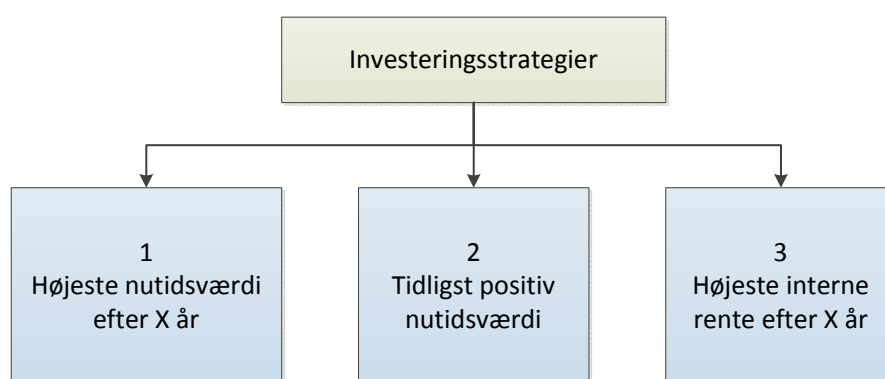
Figur 19 Flowdiagram over modellens investeringsmodul, investeringsstrategi 3

Modellen har indbygget tre forskellige investeringsstrategier, der kan vælges i mellem, når modellen konfigureres. I konfigurationen er det også muligt at definere hvor mange år (x), der skal medtages i vurderingen af økonomien i investeringerne.

Investeringsstrategi 1 investerer i den teknologi, der har den højeste nutidsværdi efter x år. Strategien kommer til at foretrække investeringer i kondensanlæg, fordi de på sigt kan tjene mange penge i spidslastperioder, hvis elforbruget stiger markant, og der ikke udbygges stort med andre anlæg. Strategi 2 investerer i den teknologi, der tidligst opnår en positiv nutidsværdi, og er derfor mere tilbøjelig til at investere i

teknologier, som i udgangspunktet er lidt billigere, men som ikke har potentiale til at tjene de helt store summer langt fremme i tiden grundet f.eks. en begrænset produktion. Både strategi 1 og 2 arbejder med en fast intern rente, som kan defineres når modellen konfigureres.

Strategi 3 investerer i den teknologi, der har den højeste interne rente efter x år. Denne tilgang har gennem test vist sig at give det mest realistiske resultat, fordi den bedre tager højde for de forskellige typer anlægs pengestrøm. De tre investeringsstrategier er vist på Figur 20.



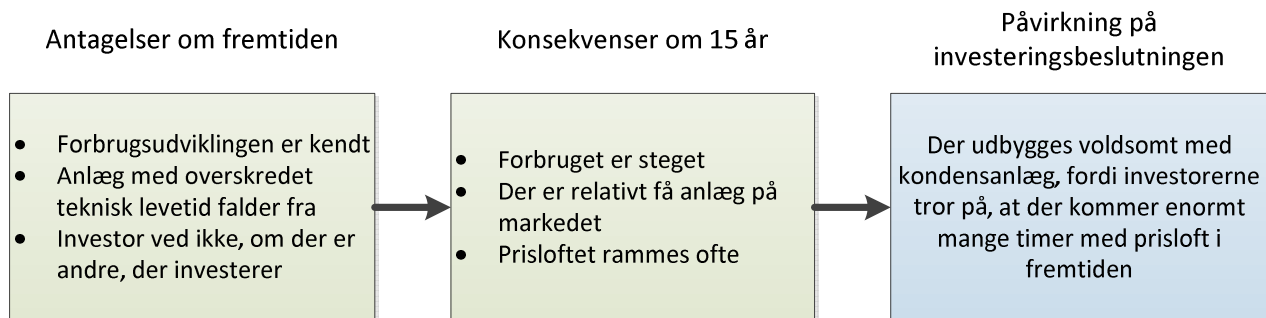
Figur 20 Modellens investeringsstrategier

11.4.5.1 Forudsigelse af fremtiden uden perfekt information

Det indledende arbejde med modellen afslørede, at det at forudsige fremtidens elpriser er mere kompliceret end som så og altafgørende for, hvilke investeringer, der bliver foretaget i simuleringen såvel som i virkeligheden, hvorfor det her er beskrevet i detaljer.

Antallet af timer, hvor prisloftet *forventes* ramt frem i tiden (prislofttimer, PLT), afgøres af hvor stor grad af forbrugsfleksibilitet, der opnås, og graden af udbygning med fluktuerende produktion. Når det vurderes, om en investering er en rentabel forretning, så tager modellen udgangspunkt i den viden der er om de eksisterende anlæg; (1) hvornår udløber deres tekniske levetid, (2) hvor stor kapacitet har de og (3) hvad er deres fremtidige marginalomkostninger. Det sammenholdes med forudsigelsen af forbrugsudviklingen. Der køres komplette timesimuleringer for hvert andet år femten år ud i fremtiden, og økonomien i hver investeringsmulighed evalueres på den baggrund.

Modellen prøver ikke at gætte hvor mange andre, der investerer i nye anlæg i perioden. Hvis der ikke udgår mange anlæg inden for investeringshorisonten, fordi de eksisterende anlæg har lang teknisk levetid tilbage, og der ikke forventes en markant stigning i forbruget, så vil den antagelse være rimelig. Hvis der på den anden hånd ses ind i en fremtid, hvor mange anlæg lukkes og forbruget stiger, så vil simuleringerne frem i tiden potentielt forudsige mange timer, hvor forbruget ikke kan dækkes og prisloftet dermed rammes. Udviklingen er illustreret på Figur 21.



Figur 21 Udviklingen i modellens investeringer, hvis der ikke indføres nogen grænse for forventningen til antallet af timer, hvor prisloftet rammes frem i tiden

At begynde at gætte præcist på, hvilke andre investeringer, der bliver foretaget, er et ganske uoverskueligt projekt og at beregne den optimale udvikling kræver fuld gennemsigtighed, hvilket ikke er sandsynligt i virkeligheden. Det er ikke sandsynligt, at der vil opstå en situation med mange timer, hvor prisloftet rammes, dels fordi det ikke er politisk acceptabelt, og dels fordi det må forventes, at der i så fald er andre, der vil foretage investeringer i produktionskapacitet eller forbrugsfleksibilitet.

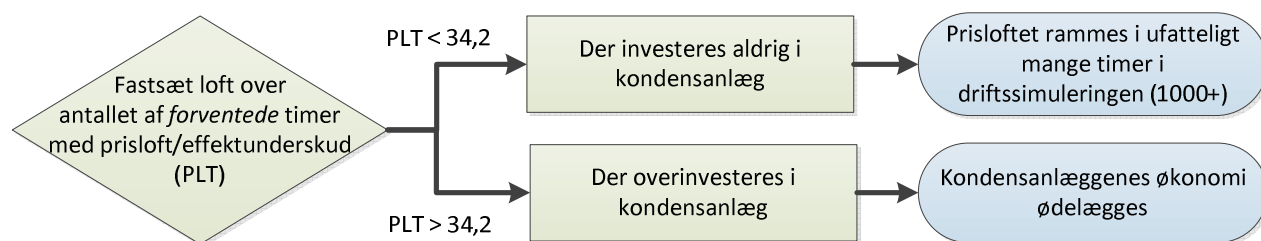
Det er derfor nødvendigt at have en grænse for, hvor mange timer der forventes prisloft-pris. Bemærk at blot fordi grænsen for antallet af timer med prisloft er eksempelvis 50 timer, så betyder det ikke, at der bliver forventet 50 timer med prisloft. Modellen justerer kun antallet til, hvis beregningerne frem i tiden giver en *forventning* om mere end det tilladte antal prislofttimer.

Grænsen for hvor mange timer prisloftet forventes ramt har stor indflydelse på resultatet af simuleringerne. I bilag C er der vist en beregning for et gasfyrte kondensværks økonomi såfremt antallet af prisloftstimer kan forudsiges præcist. Beregningen viser, at der i gennemsnit skal være 34,2 timer med prisloftpris om året, hvis anlægget skal kunne køre rundt som det dyreste tilgængelige kondensværk. Fordi forbruget i modellen stiger år for år, vil investeringsmodulet altid forudsige en fremtid, hvor det forventes, at der næste år er flere timer med prisloft, end der var i det forrige, såfremt der ikke foretages nyinvesteringer. Det har derfor været nødvendigt at implementere en grænse for *forventningen* til antallet af timer med prisloftpris i fremtiden.

For overskueligheden skyld betragtes der her et eksempel et grænsetilfælde, hvor mange anlæg udfases inden næste år, og der derfor *forventes* mere end 34,2 timer med prisloft i gennemsnit over alle årene fremover. Eksemplet er vist på Figur 22. Der er to muligheder for fastsættelsen af grænsen:

- Hvis grænsen for antallet af timer med prisloft er sat under 34,2 timer om året, så vil det aldrig kunne betale sig at investere i noget kondensværk overhovedet, nogensinde.
- Hvis grænsen er 34,2 timer om året, så vil det kunne svare sig at investere i så mange kondensanlæg, at gennemsnittet bliver presset ned til 34,2 timer om året. Der foretages derfor mange investeringer i kondensanlæg til at dække spidslast.

Året efter er forbruget steget, og fordi en del af forbruget er til elbiler, som bruger strøm i dagtimerne hele året rundt, så forbedres økonomien i solcelleanlæg. Samtidig er priserne på solcelleanlæg faldet, og det er nu en god forretning. Der investeres derfor i solcelleanlæg. De nye solcelleanlæg forskubber prisbilledet, så der bliver enkelte færre timer med prisloftpris. Mønsteret gentager sig, og blot antallet af timer med prisloftpriser i gennemsnit ender med at falde ned til 26,5 timer om året, så blev kondensanlæggets realiserede interne rente blot 7 pct. Falder PLT til 18,4, så var investeringen i kondensanlæg en decideret underskudsforretning.



Figur 22 Konsekvensen af fastsættelse af en grænse for det forventede antal af timer med effektunderskud i modellens investeringsmodul

Ovenstående tendens illustrerer teorien beskrevet i afsnit 6.1.9 om investorers risikovillighed, der skaber det asymmetriske tab af velfærd. Forventningen til PLT har en afgørende betydning for udfaldet af modellen og er derfor lavet som en indstillelig variabel i modellens konfiguration. Betydningen er analyseret følsomhedsanalysen, der præsenteres senere i rapporten.

I virkeligheden ville konsekvensen af ovenstående situation med en investering i et spidslastanlæg foretaget ved en for høj forventning til antallet af timer med effektunderskud være en kombination af:

1. Anlæggene med de højeste marginalomkostninger opdager deres markedsmagt og byder for lidt kapacitet ind i udvalgte timer således at prisen oftere rammer prisloftet og alle spidslastanlægs økonomi forbedres
2. Nogle spidslastanlæg lukker, og det medfører at andre spidslastanlægs økonomi forbedres
3. Investorerne bliver meget mere tilbageholdene med at udbygge spidslastkapacitet og vil argumentere stærkt for at få kapacitetsbetaling, hvis de skal bygge igen
4. Hvis der bliver bygget nye spidslastanlæg, så bliver de bygget mindre, end hvad der er samfundsøkonomisk optimalt, fordi risikoen ved ikke at kunne holde de sidste MW kapacitet hjemme bliver for stor

I tilfælde af, at det *forventede* antal timer markant overstiger det fastsatte loft, så kan det have en relativt stor betydning hvilke timer, prisen justeres ned. En justering kan eksempelvis skabe en fordel for investeringer i vindmøller, hvis der er sammenfald således, at der er en stor vindproduktion i de timer, der 'får lov' at beholde prisloftprisen. Det er derfor nødvendigt konsekvent at anvende samme metode til at afgøre hvilke timer, der beholder prisloftprisen og hvilke der justeres, hvis resultaterne skal være sammenlign-

lige. Det er valgt at justere prisloft-priserne ned i de timer, hvor forbruget overskrider produktionskapaciteten mindst, da det må forventes at være de timer, hvor der er størst usikkerhed for, om loftet reelt rammes eller ej.

11.4.5.2 Krav til rente, pengestrøm og driftsøkonomi

Udover grænsen for, hvor mange timer, der forventes at være med effektunderskud, arbejder modellen med følgende forskellige kriterier, der kan afgøre, at en investering er en dårlig idé, selvom den overordnede økonomiske vurderingsstrategi giver et positivt udfald:

- Investeringen formår ikke at tjene en fastsat procentdel af investeringen hjem i løbet af et defineret tidsforløb
- Investeringen forventes ikke at have positiv driftsøkonomi i et fastsat antal år i løbet af vurderingsperioden

Det er muligt at fastsætte alle variablerne, når modellen konfigureres. I afsnit 12.1 er konsekvenserne af valget af konfiguration analyseret. Som udgangspunkt forventes det ikke, at der bliver investeret i en teknologi, som vil være nødt til at køre med negativ driftsøkonomi på noget tidspunkt i anlæggets levetid. I virkeligheden må det forventes, at der tages investeringsbeslutninger selvom anlægget ikke vil kunne køre rundt i det nuværende system, fordi det nemt kan tage nogle år fra beslutningen træffes, til anlægget begynder at producere. Modellen arbejder ikke med etableringstid, men det opvejes i nogen grad af, at modellen ikke investerer før anlægget forventes at kunne få dækket sine årlige faste driftsomkostninger.

11.4.5.3 Investeringsmuligheder

Modellen arbejder med følgende typer anlæg:

- Modtryksanlæg
 - o Kuldrevne turbiner
 - o Gasdrevne turbiner
 - o Gasdrevne motorer
 - o Affald-, træpille-, halm- eller flisdrevne anlæg
- Kondensanlæg
 - o Gasdrevet
 - o Kuldrevet
- Landvindmøller
- Havvindmøller
- Solceller

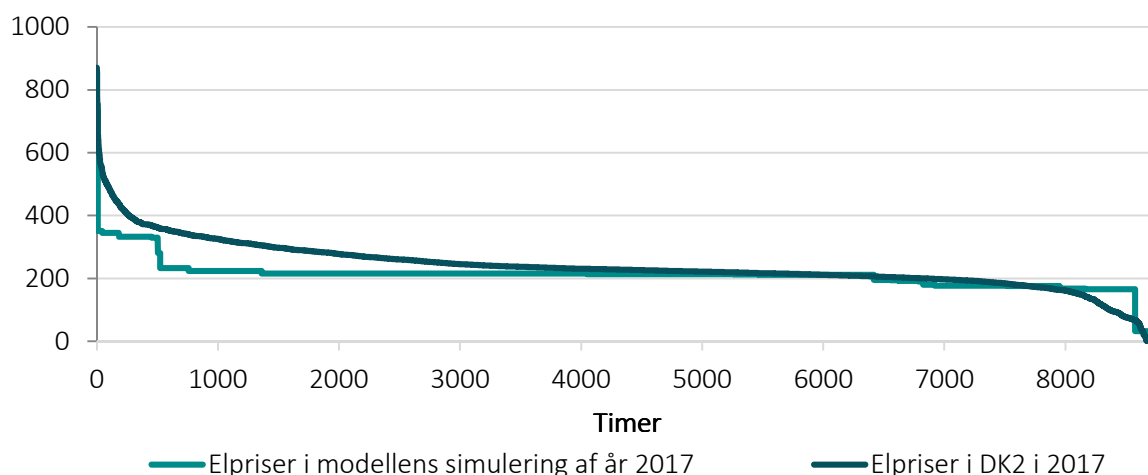
I modellens konfiguration kan det defineres hvilke typer anlæg, modellen må investere i.

Foruden investeringsmulighederne er modellen sat op til at kunne håndtere en række anlæg, såfremt de er en del af den indledende portefølje. Det gælder kondensværker, der fyres med træpiller eller kul og vindmøller med en engelsk vindprofil, der anvendes i analyser, der er beskrevet senere i rapporten.

11.5 Verificering

Modellens prisdannelsesmekanisme blev testet ved at køre en simulering alene med prisdannelsesmekanismen for år 2017 med værkerne listet i afsnit 11.4.1. Simuleringen resulterede i en varighedskurve over elpriser i 2017, som er vist på Figur 23, hvor den er sammenholdt med varighedskurven over de faktiske elpriser i prisområdet DK2 i 2017. Varighedskurverne har et fint sammenfald, hvilket indikerer, at modellen arbejder med et realistisk datagrundlag og en velfungerende prisdannelsesmekanisme. De primære afvigelser ligger i at modellen giver en mere trinvis stigning i elpriserne, hvor de virkelige priser stiger mere flydende. Det skyldes, at modellen har ganske få værker i forhold til virkeligheden, hvor udlandsforbindelserne åbner for markedsadgang for mange, mange flere værker end der er modelleret, og at det som tidligere beskrevet har det været svært at estimere de virkelige virkningsgrader for de alle eksisterende anlæg. De er sandsynligvis overvurderet en smule, hvilket resulterer i lidt lavere marginalomkostninger for de ældste anlæg, end hvad der er realistisk.

Elpris (DKK/MWh)



Figur 23 Faktiske elpriser i DK2 i 2017 sammenholdt med de elpriser, som var resultatet af modellens simulering af år 2017. Priser under 0 er ikke vist afbilledet på figuren med er medtaget i datagrundlaget.

Modellens kode med tilhørende trinvis funktionsbeskrivelse kan ses i bilag A, hvor der også forefindes en guide til afvikling af modellen.

12. Modelbaserede analyser

I de følgende afsnit er projektets modelbaserede analyser præsenteret. Alle simuleringer er knyttet til et ID, som matcher angivet ID i bilag B, for at det detaljerede datagrundlag kan identificeres.

12.1 Følsomhedsanalyse

Resultaterne fra simuleringsmodellen er, såvel som virkeligheden, stærkt afhængig af, hvilken investeringsstrategi investorerne i markedet har, og hvad deres forventninger til udviklingen i fremtiden er. Formålet med de analyser, der præsenteres i dette afsnit er at afdække, hvordan modellen reagerer under forskellige forudsætninger og dermed danne et solidt grundlag for de yderligere analyser.

Som beskrevet i afsnit 11.4.5, så er det muligt at indstille følgende investeringsparametre, når modellen konfigureres:

- Fremtidig forventning til antallet af timer, hvor prisloftet rammes
- Anlægsstørrelse for nyinvesteringer
- Minimumskrav til den interne rente
- Maksimal tilbagebetalingstid

For at vurdere effekten af de forskellige kalibreringsmuligheder, er der kørt en række simuleringer med en basiskonfiguration af tilgængelige anlæg (se bilag A) og ingen statsstøtte til hverken nuværende eller fremtidige anlæg. Det er valgt at køre simuleringerne med investeringslogik 3.

Da simuleringer med alle investeringsmuligheder åbne er meget tidskrævende og tunge at køre, er det valgt at begrænse investeringsmulighederne til de teknologier, som simuleringen generelt vælger at investere i. Dette er testet ved at køre simuleringen med yderpunkterne af de fire investeringsparametre.

Investeringsparametrene er diskuteret og effekten testet et af gangen og resultaterne præsenteret i de følgende underafsnit. Som udgangspunkt anvendes følgende indstillinger i analysen:

- | | |
|---|-----------|
| - Fremtidig forventning til antallet af timer, hvor prisloftet rammes | 39 |
| - Anlægsstørrelse for nyinvesteringer | 50 |
| - Minimumskrav til den interne rente | 12,5 pct. |
| - Maksimal tilbagebetalingstid | 12 år |

12.1.1 Fremtidig forventning til antallet af timer, hvor prisloftet rammes

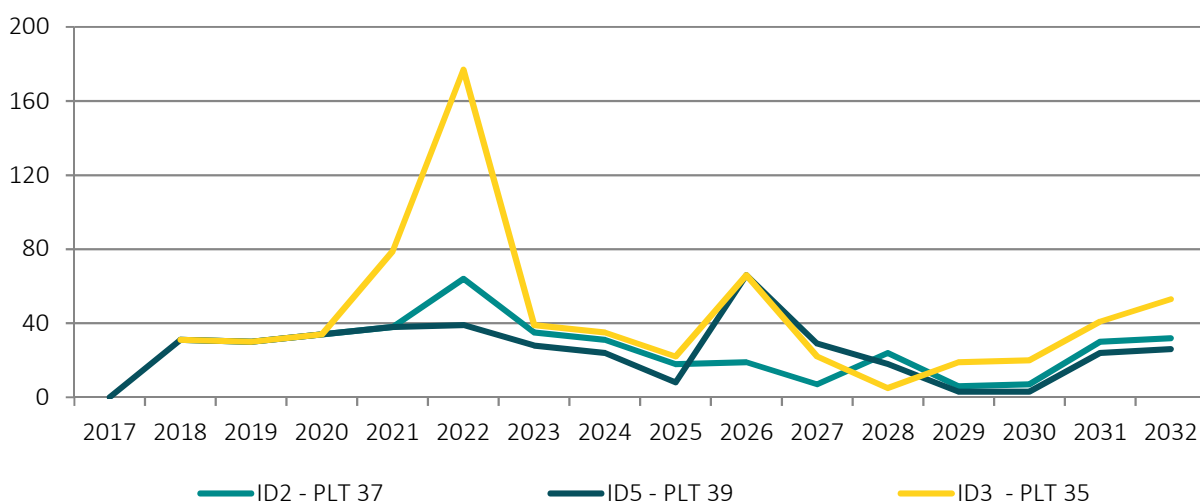
Baseret på beregningerne gennemgået i afsnit 11.4.5.1 blev det fundet relevant at teste modellen med følgende grænser for forventet antal timer, hvor prisloftet rammes:

- 35 timer
- 37 timer

- 39 timer

Den teoretiske udledning viste, at et gennemsnit på 34,2 forventede timer med prisloftpris var grænsen for, hvornår en investering i et gasdrevet kondensværk var rentabel. Det er valgt at teste med lidt højere grænser end den teoretiske, fordi en præcis grænse vil være meget sensibel overfor selv små udsving i antallet og med sikkerhed vil føre til massiv underinvestering i alle tilfælde. Beregninger i bilag C viser, at selv små udsving i investeringsprisen vil skubbe simuleringen ud af ligevægt, fordi kravet til det forventede antal timer med prisloft vil ændres, hvis investeringsomkostningerne falder. Det er derfor valgt at holde investeringsomkostningen for alle kondensværker fast i alle simulerede år, trods Teknologikatalogets anførte faldende investeringsomkostninger (32).

Resultaterne på Figur 24 bekræfter den beskrevne teori om, at forventninger om mange timer med prisloft-priser i fremtiden er af afgørende betydning, når investeringsbeslutningen træffes. Simuleringen med 35 prislofttimer gav et meget stort udsving med massiv underinvestering i år 2020 og 2021.



Figur 24 Antallet af timer hvor prisloftet rammes i driftssimuleringen for tre scenarier med forskellige forventning til det maksimale antal gange prisloftet rammes i investeringsmodulet.

Tabel 4 viser gennemsnitlige værdier fra driftssimuleringen for prislofttimer, mængden af ikke leveret effekt, elprisen og den realiserede rente for de investeringer, der nåede at være i markedet i 12 år inden for simuleringsperioden. Der ses en generel tendens hvor et fald i forventede prislofttimer medfører en øget mængde prislofttimer og utilstrækkelig effekt. Den realiserede interne rente stiger markant i simuleringen med 35 prislofttimer, hvor der klart bliver underinvesteret og investeringerne derfor opnår en realiseret intern rente på 21,9 pct. Generelt er forskellen på simuleringen med 35 prislofttimer og de to andre simuleringen signifikant.

Mellem scenarierne med 37 og 39 prislofttimer ses en markant mindre forskel på alle parametre. Elprisen og den realiserede rente steg en anelse i scenariet med 37 i forhold til 39 prislofttimer selvom det var relativt lidt i forhold til PLT 35 scenariet. Det indikerer at 35 prislofttimer er for pessimistisk en markedsforventning og fører til markant underinvestering der fører til mange timer med utilstrækkelig effekt. Hvis det sker, vil flere investere så markedet finder sin ligevægt. Ligevægten for denne model findes mellem 35 og 37, men erfaring med modellen har vist, at en forventning om 37 prislofttimer gør modellen meget ustabil frem for en forventning om 39 prislofttimer.

Årlige gennemsnitsværdier	J1 - PLT 39	H2 - PLT 37	J2 - PLT 35
Timer med prisloft (timer)	27	30	45
Utilstrækkelig effekt (MWh)	1388	1449	2840
Elpris (DKK/MWh)	425	429	491
Realiseret IRR (pct.)	4,4	4,9	21,9

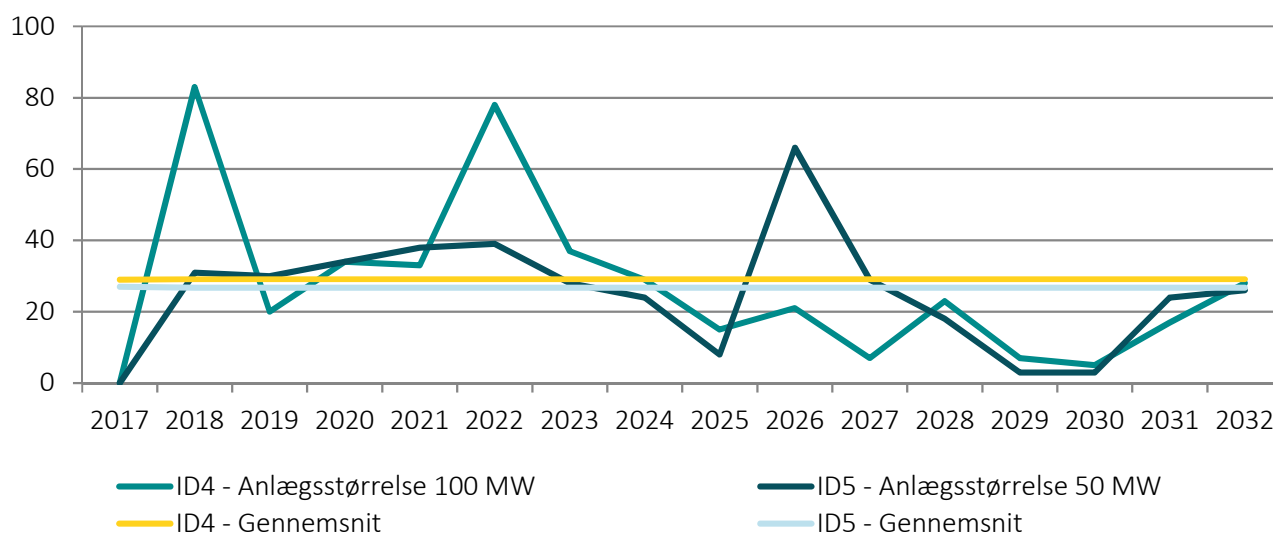
Tabel 4 Resultater afhængigt af antal forventede timer med effektunderskud

12.1.2 Anlægsstørrelse for nyinvesteringer

Modellens forsyningsområde er meget småt i sammenligning med det europæiske elmarked. For at resultaterne kan relateres til et langt større forsyningsområde, må modellen derfor arbejde med anlæg, der er mindre end de ville være i virkeligheden.

For at afgøre betydningen af anlægsstørrelsen i nyinvesteringer, blev der gennemført to simuleringer, hvor der investeres i anlæg på hhv. 50 og 100 MW. Resultaterne er vist på Figur 25.

Antal timer med effektunderskud



Figur 25 Antal timer hvor prisloftet rammes i driftssimuleringen i scenarier med forskellig anlægsstørrelse for nyinvesteringer

I simuleringen med 50 MW anlægsstørrelse var modellen hurtigere til at reagere på ændringer i markedet, hvilket i gennemsnit begrænsede udsvingene i antallet af timer, hvor prisloftet blev ramt. Specielt i starten af simuleringen gør 'reaktionstiden' en stor forskel, fordi der udfases mange af de eksisterende anlæg. Det sker som konsekvens af, at de ikke kunne dække deres marginale omkostninger i 2017, hvor der ingen timer var med prisloft. Udsvinget i timer med effektunderskud i 2026 skyldes primært et grænsetilfælde, som er studeret nærmere i afsnit 13.1. Det er ganske sandsynligt, at modellen vil blive bedre til at reagere ved mindre anlægsstørrelser, men det var ikke muligt med den tilgængelige hardware at afvikle modellen med mindre anlægsstørrelser.

12.1.3 Minimumskrav til den interne rente

Metode

Simuleringernes følsomhed over for ændringer i kravet til den interne rente er testet ved at køre to simuleringer med den interne rente sat til hhv. 10 og 12,5 pct. Alle andre input er holdt konstant. Detaljer om andre input findes i simuleringsoversigten i bilag B.

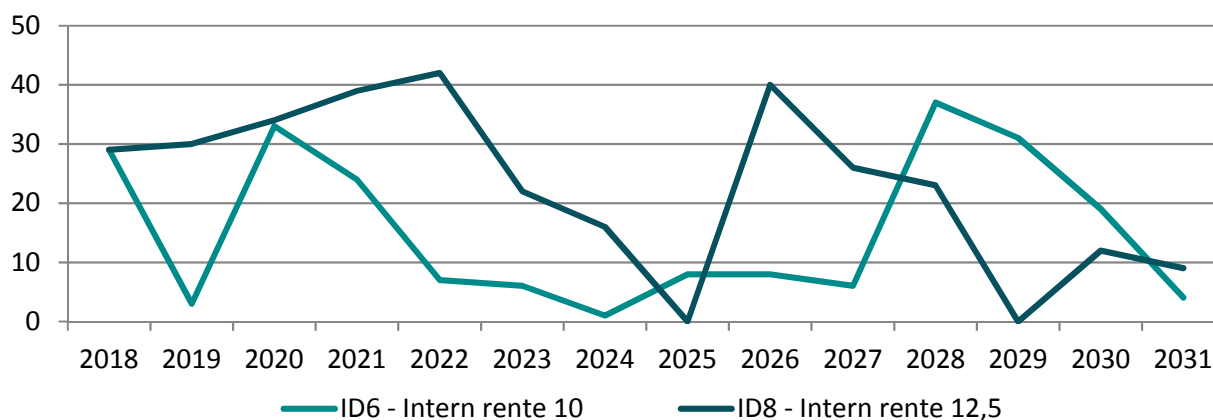
Resultater

På Figur 26 er antallet af timer med effektunderskud for de to simuleringer vist. Simuleringen hvor kravet til den interne rente var sat til 10 pct. viste sig generelt at have et lavere antal timer med effektunderskud, men resultaterne for de to simuleringer var meget forskellige. Det skyldes, at PLT var holdt konstant og kalibreret efter en intern rente på 12,5 pct. Betragtes de gennemsnitlige værdier for antallet af timer med prisloft, utilstrækkelig effekt og elprisen, som vist i Tabel 5, så følger resultaterne en naturlig logik; hvis kravet til den interne rente sænkes, så bliver der i gennemsnit foretaget flere investeringer, så den gennemsnitlige mængde leveret effekt falder og elektriciteten samlet set leveres til lavere priser.

Årlige gennemsnitsværdier	Intern rente 10 pct.	Intern rente 12,5 pct.	Afvigelse i pct.
Timer med prisloft (timer)	15	23	33
Utilstrækkelig effekt (MWh)	553	852	35
Elpris (DKK/MWh)	348	369	6

Tabel 5 Årlige gennemsnitsværdier for udvalgte parametre for simuleringer med to forskellige krav til investeringers interne rente

Antal timer med effektunderskud



Figur 26 Antal timer med effektunderskud fra to simuleringer med forskellige krav til den interne rente

12.1.4 Maksimal tilbagebetalingstid

Metode

Simuleringens følsomhed over for den tidshorisont, som investeringerne vurderes over, blev testet ved at køre to simuleringer med tilbagebetalingstiden sat til hhv. 10 og 12 år, mens alle andre input holdtes konstante. Modellens datagrundlag går frem til 2050, og hvis antallet af år frem i tiden, som en investering vurderes over, øges, så er modellen i stand til at simulere færre år frem i tiden. Der skal altid være datagrundlag for udviklingen i brændselspriser og forbrug for alle simulerede år.

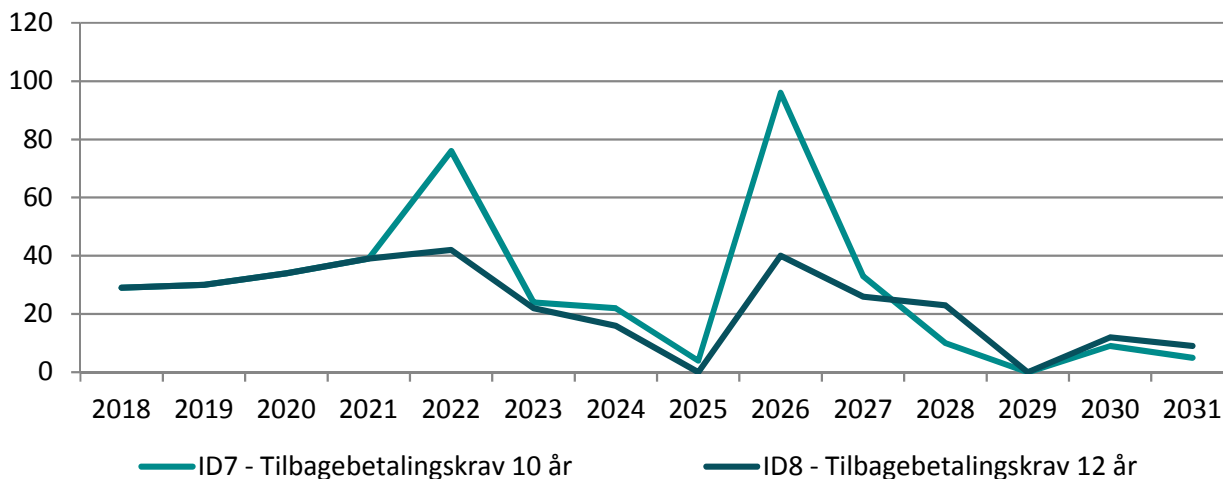
Resultater

Som det må forventes, så resulterede kravet om tilbagebetaling på færre år i, at der generelt blev foretaget færre investeringer. Som det kan ses i Tabel 6 afviger resultaterne fra de to simuleringer markant. Antallet af timer med effektunderskud i driftssimuleringen er vist på Figur 27. Det ses, at investeringsrytmen i det store hele følges ad, men at der i enkelte tilfælde investeres i lidt færre produktionsenheder i simuleringen med kravet om en kortere tilbagebetalingstid.

Årlige gennemsnitsværdier	Tilbagebetalingstid 10 år	Tilbagebetalingstid 12 år	Afvigelse i pct.
Timer med prisloft (timer)	29	23	-28
Utilstrækkelig effekt (MWh)	1162	852	-36
Elpris (DKK/MWh)	416	369	-13

Tabel 6 Resultater fra følsomhedsanalysen, maksimal tilbagebetalingstid

Antal timer med effektunderskud



Figur 27 Antal timer med effektunderskud fra to simuleringer med forskellige krav til tilbagebetalingstiden

12.1.5 Opsamling

På baggrund af overstående følsomhedsanalyser er det valgt at udføre resten af studiets simuleringer med følgende grundkonfiguration:

- Intern rente 12,5 pct.
- Tilbagebetalingshorisont 12 år
- Investeringsstørrelse 50 MW

Modellen viste sig at være yderst følsom over for ændringer i de parametre, der er tæt forbundet med den i afsnit 14.4.5.1 gennemgåede udregning for det gennemsnitlige antal *forventede* timer med prisloft i fremtiden.

På grund af følsomheden, som er en naturlig del af et perfekt "Energy-Only"-marked, er det fravalgt at lave analyser med et højere prisloft end 3000 EUR/MWh. Øges prisloftet, så vil konsekvenserne af usikkerheden øges yderligere.

12.2 Statsstøttet vindimplementering – Fast vindandel

En referencesimulering, hvor de eksisterende vindmøller blev udfaset i takt med, at deres tekniske levetid blev overskredet blev kørt, for at udregne vindandelen i den indledende portefølje. Den indledende portefølje havde en vindandel på 30 procent, som falder til 14-16 procent, efterhånden som de eksisterende landvindmøllers tekniske levetid overskrides, elforbruget stiger og ny kapacitet etableres. Som beskrevet i afsnit 9.1, så går udviklingen i øjeblikket mod indfasning af mere vindmøllekapacitet via statsstøtte. I dette afsnit er effekten af at implementere flere vindmøller via statsstøtte i et "Energy-Only"-marked analyseret ud fra simuleringer. Bemærk at de to efterfølgende analyser under overskrifterne 'Politiske usikkerheder' og 'Forbrugstilpasning' bygger videre på de analyser, der er præsenteret i dette afsnit.

I TYNDP18-scenariet Global Climate Action forudses en udvikling i installeret vindkapacitet i 2040 på op mod 61 procent af den installerede kapacitet i Danmark og op over 30 procent i Tyskland, Sverige og England (62). De præcise procenter er listet i Tabel 7. I gennemsnit er det 40,75 procent. Det er på den baggrund valgt at simulere to scenarier; ét hvor vindkapaciteten holdes over 30 procent, som den indledende portefølje startede med, og ét hvor vindkapaciteten holdes over 40 procent.

Forventet installeret kapacitet i 2040	Danmark	Tyskland	Sverige	England
Vind (MW)	14.987	115.350	18.721	46.031
Total (MW)	24.768	335.090	49.933	149.325
Vindandel (procent)	61	34	37	31

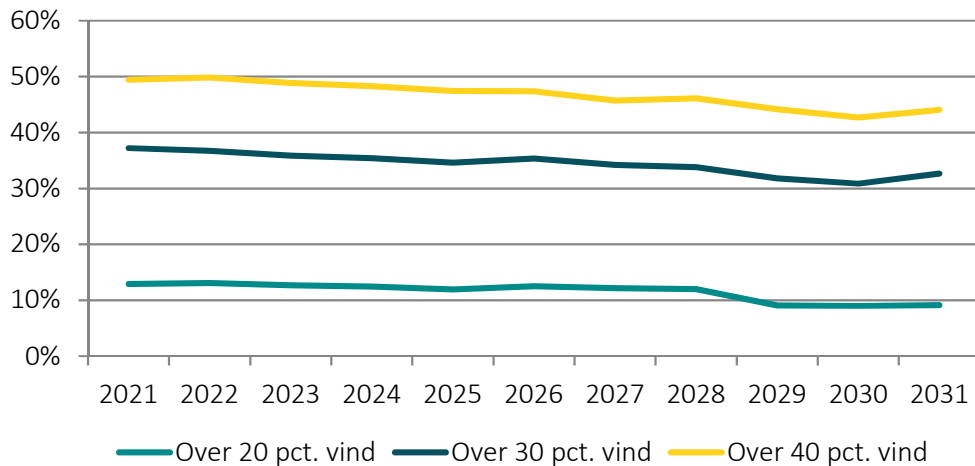
Tabel 7 Den forventede mængde installeret elproduktionskapacitet i Danmark, Tyskland, Sverige og England i 2040 i TYNDP-scenariet Global Climate Action (62)

Metode

For at holde en vindprocent over 30 procent i det første analyserede scenarier fastholdes vindkapaciteten fra den indledende portefølje. For at opnå og opretholde en vindprocent på over 40 procent etableres 1000 MW ny kapacitet. Da simuleringen ikke er en optimering mod noget bestemt optimum, så er det ikke muligt at holde vindandelen konstant. Den samlede installerede kapacitet i markedet svinger fra år til år, og den valgte mængde installeret vind er bestemt på iterativ basis og vist på Figur 28. Alle scenarierne har store ændringer i anlægssammensætningen for 2017-2020, da mange værker udfases umiddelbart efter 2017, for at modellen opnår en ligevægt, hvor alle værker får dækket deres faste omkostninger. Det er derfor valgt at fokusere på resultaterne fra 2021 og frem.

Modellen har indbygget et statsstøttemodul, så det er muligt at definere mængden af statsstøtte til de enkelte anlæg i analyseinput-filen. Via en Monte Carlo-tilgang kunne det støtteniveau, der år for år skal til for at opretholde en vindandel på en bestemt procent bestemmes, men det er uden for projektets ramme. Målet med simuleringerne her er at vurdere effekten af statsstøttet vindimplementering på udviklingen i "Energy-Only"-markedet. Det svarer til at alle aktører i markedet tager for givet, at vindmølleparker vil opnå nok støtte til at den forventede kapacitet bliver en realitet.

Vindandel i pct.

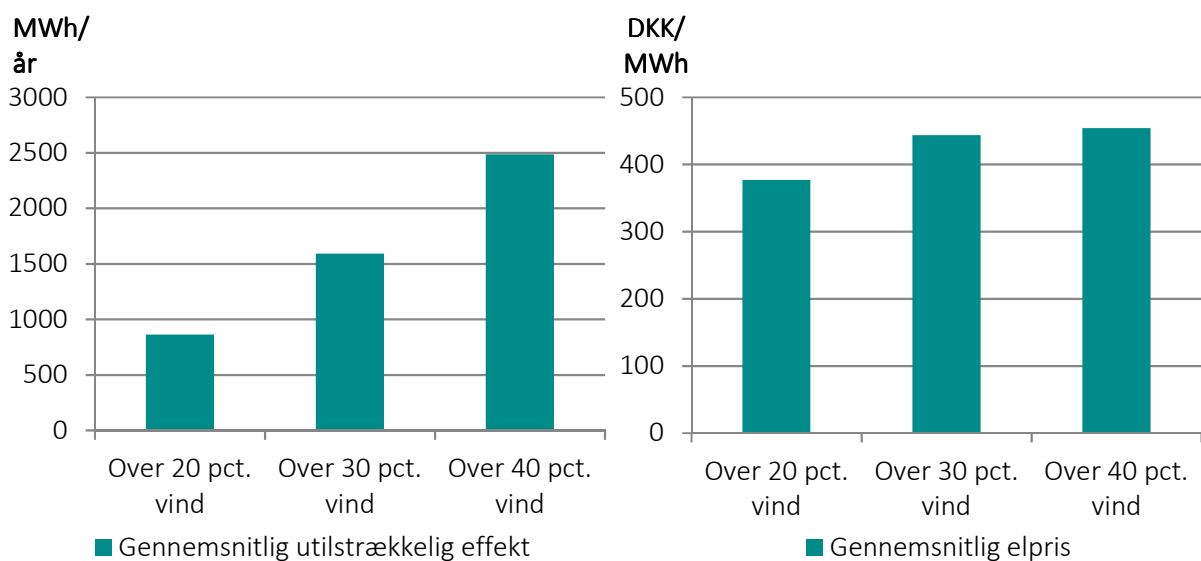


Figur 28 Vindandel i procent af den samlede installerede kapacitet for tre scenarie

Resultater

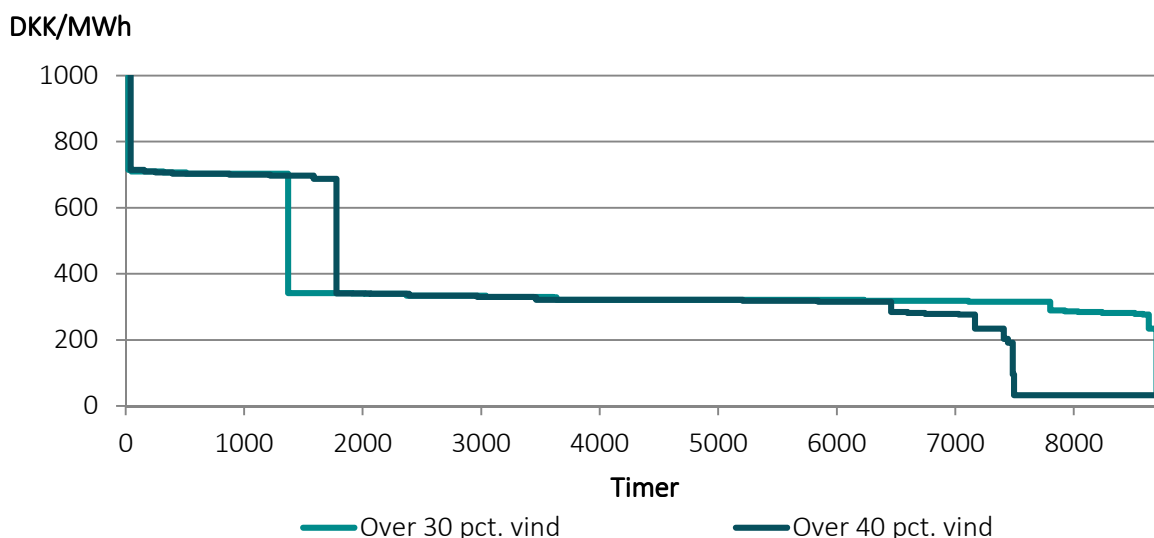
Teorien præsenteret i afsnit 0 begrundes at en øget vindandel vil skubbe markedets pris-varighedskurve samt øge mængden af el, der ikke bliver leveret grundet utilstrækkelig installeret effekt.

Til venstre på Figur 29 ses det gennemsnitlige effektunderskud i tre forskellige scenarier, inddelt i kategorier efter vindandel. Simuleringerne viste sig at være meget følsomme over for den øgede vindimplementering, som næsten tredoblede mængden af gennemsnitligt effektunderskud fra referencescenariet til scenariet med over 40 pct. vindandel.



Figur 29 Resultater fra simulering af scenarier med forskellig andel vind. Til venstre er den gennemsnitlige mængde af utilstrækkelig effekt og til højre er den gennemsnitlige elpris. I bilag B har scenarierne hhv. ID8, ID9 og ID10.

Til højre på Figur 29 ses det, at elprisen i de to scenarier med over hhv. 30 og 40 pct. vindandel var markant højere end elpriserne i scenariet med 20 pct. vind, mens forskellen mellem dem var ganske lille. Det skyldes, at den høje andel vind medfører flere timer, hvor vindmøllerne bliver prissættende. Mange af de timer ligger i timer, hvor kapaciteten på modtryksværkerne har været relativt stor, men kondensværkerne alligevel er blevet prissættende. På Figur 30 ses varighedskurver for år 2028 for scenarierne med vindandel over 30 og over 40 pct. Her ses det, at der er markant flere timer med lave priser og flere timer med høje priser i scenariet med over 40 pct. vind. Figuren viser kun ét år og er derfor et øjebliksbillede, der beskriver en generel tendens.



Figur 30 Varighedskurve over elprisen i to scenarier med over hhv. 30 og 40 procent vindandel af den samlede installerede kapacitet (ID9 og ID10). Resultaterne er for år 2028.

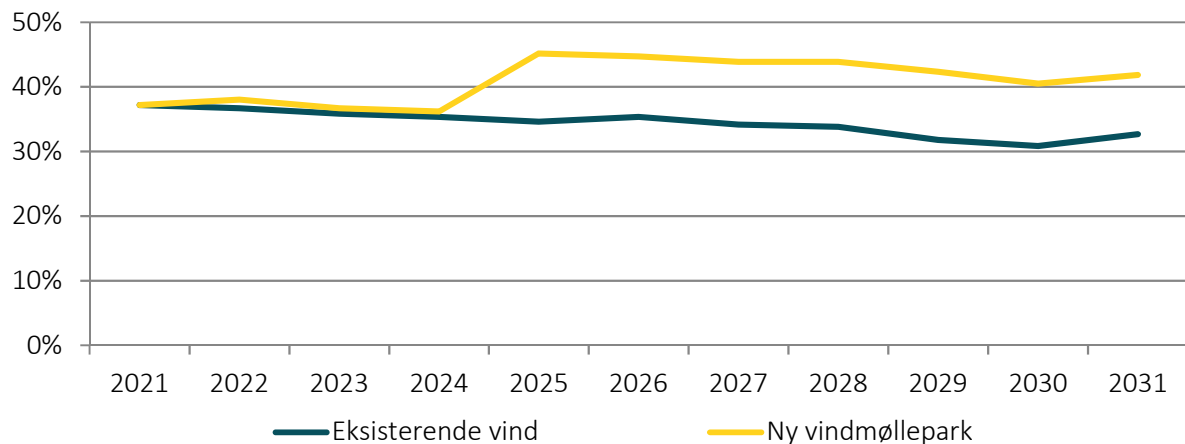
12.3 Statsstøttet vindimplementering – Viden om fremtidige investeringer

I scenarierne i hovedanalysen (afsnit 12.2) blev vindkapaciteten øget ved at øge den installerede kapacitet inden simuleringens start for at vurdere den generelle effekt af en højere vindandel i "Energy-Only"-markedet. I den følgende analyse studeres markedets reaktion på viden om, at der frem i tiden vil blive implementeret en statsstøttet vindmøllepark.

Metode

Analysen tager udgangspunkt i det tidligere analyserede scenarie, hvor vindandelen holdes over 30 procent ved at fastholde den eksisterende kapacitet i markedet. For at imødegå faldet i vindandel til en vindandel under 35 etableres en statsstøttet vindmøllepark, så den har sit første produktionsår i år 2025. Der etableres 800 MW, så vindandelen i 2025 bliver 45 pct. i stedet for 35 pct. Alle markedsaktører ved i gennem hele simuleringperioden, at vindmølleparken vil blive etableret.

Vindandel i pct.

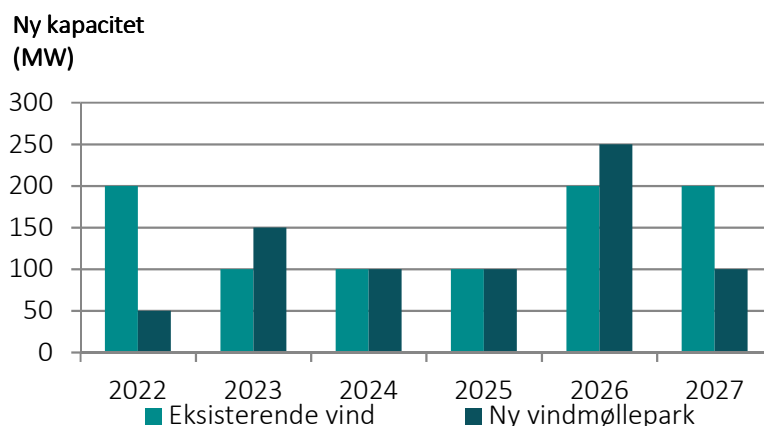


Figur 31 Udviklingen i vindandel som procent af den samlede installerede produktionskapacitet for to scenarier; ét hvor de eksisterende vindmølleparker fastholdes i markedet og ét hvor der også tilføjes en ny vindmøllepark med første produktionsår i 2025.

Resultater

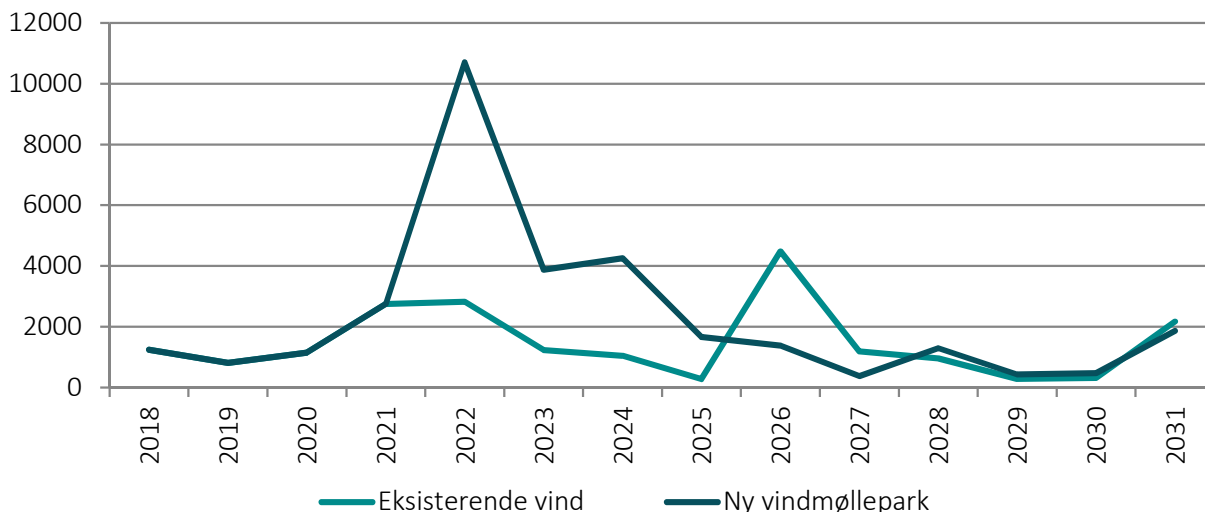
Udvalgte resultater fra simuleringerne er vist på Figur 31, Figur 33 og Figur 33. Yderligere detaljer findes i bilag B. Figur 31 viser udviklingen i vindandel over simuleringsårene. Det ses, at implementeringen af en statsstøttet vindmøllepark med første produktionsår i år 2025 som forventet hæver vindandelen i resten af simuleringsårene. Vindandelen holdes således på et niveau over 40 procent mod et niveau mellem 30 og 35 procent.

Viden om etableringen af den nye, statsstøttede vindmøllepark bevirker, at der ikke installeres nær så meget effekt i systemet i perioden op til den nye vindmøllepark idriftsættes. I scenariet med den fastholdte vindmøllekapacitet etableres der 200 MW med første driftsår i år 2022. I scenariet med den nye vindmøllepark er der kun økonomisk grundlag for at investere i 50 MW i 2022. I det efterfølgende år bliver investeres der mere, men simuleringen skal helt hen til år 2029, før simuleringerne igen følges ad.



Figur 32 Andel ny kapacitet med første driftsår i året tilhørende datapunktet for to scenarier med og uden etableringen af en ny statsstøttet vindmøllepark

Ustilækkelig effekt (MWh)



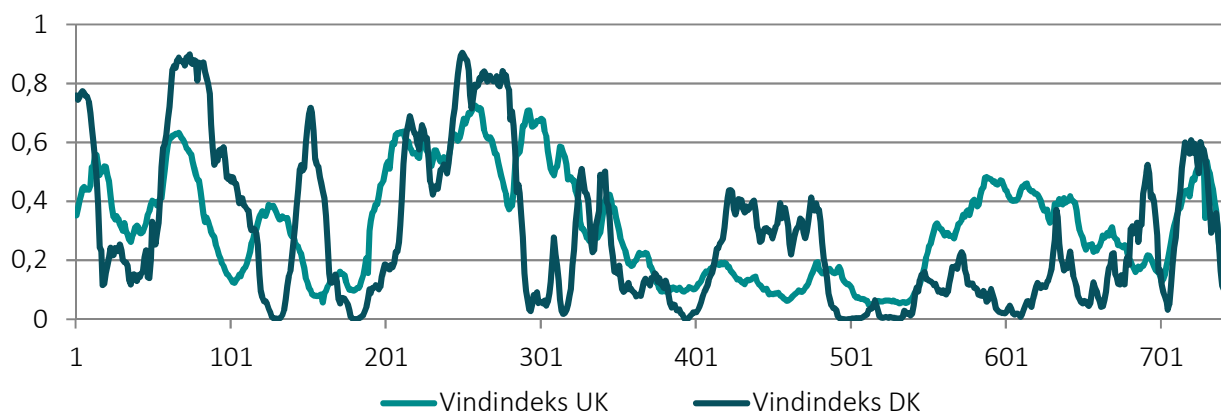
Figur 33 Udviklingen i den årlige mængde utilstrækkelig effekt for to scenarier, hvor forskellen er etableringen af en statsstøttet vindmøllepark i 2025.

12.4 Vindintegration i markeder placeret vest-øst for hinanden

På baggrund af det i afsnit 9.2.1 præsenterede studie omhandlende forskydningen i produktion fra vindmøller i forhold til geografi, er det besluttet at analysere effekten på det modellerede marked ved at integrere vindmøller med en engelsk produktionsprofil.

Metode

Data er hentet fra en database stillet til rådighed af projektet *Open Power System Data* via deres hjemmeside (63). Den her anvendte data er originalt fra National Grid. Der er anvendt samme fremgangsmåde til at lave den engelske vindprofil, som der blev anvendt til at lave den danske. Det er antaget, at en engelsk vindmølle i gennemsnit producerer lige så mange MWh per MW kapacitet, som en dansk vindmølle. Time-data for vindproduktion for både havvindmøller og landvindmøller blev hentet for år 2017, og timeværdierne delt ud på antal installerede møller, som inden var regnet ud fra den samlede årlige produktion. Det resulterende vindindeks (produktion pr. time pr. MW) for England i januar er sammenholdt med det tilsvarende vindindeks for samme periode i Danmark på Figur 34. Det ses, at vindproduktionen tydeligt er forskellig for de to profiler, om end der også er enkelte sammenfald. Graden af sammenfald er forklaret nærmere i afsnit 9.2.1. Rent modelteknisk modelleres vindmølleparkerne som en ny type anlæg.



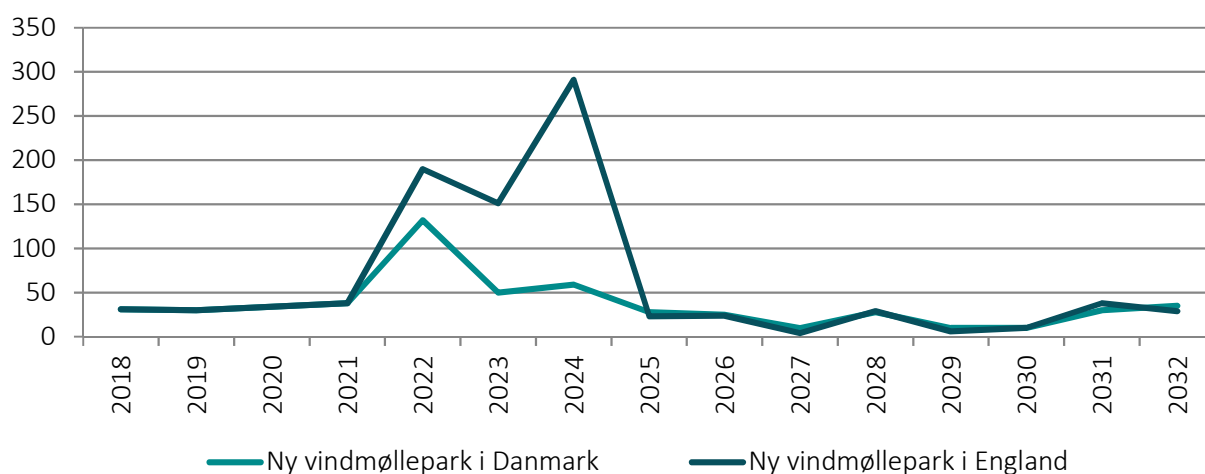
Figur 34 Vindindeks for England og Danmark i januar 2017

Som reference er der taget udgangspunkt i simuleringen fra tidligere afsnit, hvor en vindmøllepark blev etableret med først driftsår i 2025. I denne analyse etableres samme vindmøllepark blot med engelsk vindprofil.

Resultater

Antallet af timer med effektunderskud for de to simuleringer er vist på Figur 35. Viden om en fremtidig etablering af en vindmøllepark med engelsk vind profil frem for en dansk vindprofil førte til markant færre investeringer i perioden op til vindmølleparkens etablering, fordi investeringsmodulet forudsagde, at den engelske vindprofil ville give et fremtidigt dårligere økonomisk grundlag. De færre investeringer medførte en periode med mange antal timer med utilstrækkelig effekt i markedet. Efter vindmølleparken var idriftsat fandt simuleringerne et tæt på ens niveau.

Antal timer med effektunderskud



Figur 35 Antal timer med effektunderskud fra to simuleringer hvor en vindmøllepark blev etableret i med hhv. dansk og engelsk vindprofil.

Efter vindmølleparken var idriftsat fandt simuleringerne samme stabile niveau, hvor forskellen i vindprofil ikke havde en markant effekt på udviklingen. Årlige gennemsnitsværdier for mængden af ikke leveret effekt og den gennemsnitlige elpris er for perioden efter vindmølleparkens idriftsættelse er vist i Tabel 8. Afvigelsen mellem de to scenarier i perioden 2025-2032 er ganske lille. Samlet set gav viden om en fremtidig etablering af en vindmøllepark med engelsk profil en negativ påvirkning på effekttilstrækkelighedens stabilitet i simuleringsperioden.

Årlige gennemsnitligt fra 2025 til 2030			
	Ny vindmøllepark i Danmark	Ny vindmøllepark i England	Afvigelse i pct.
Ikke leveret effekt (MWh)	1159	1205	3,9
Elpris (DKK/MWh)	467	456	-2,5

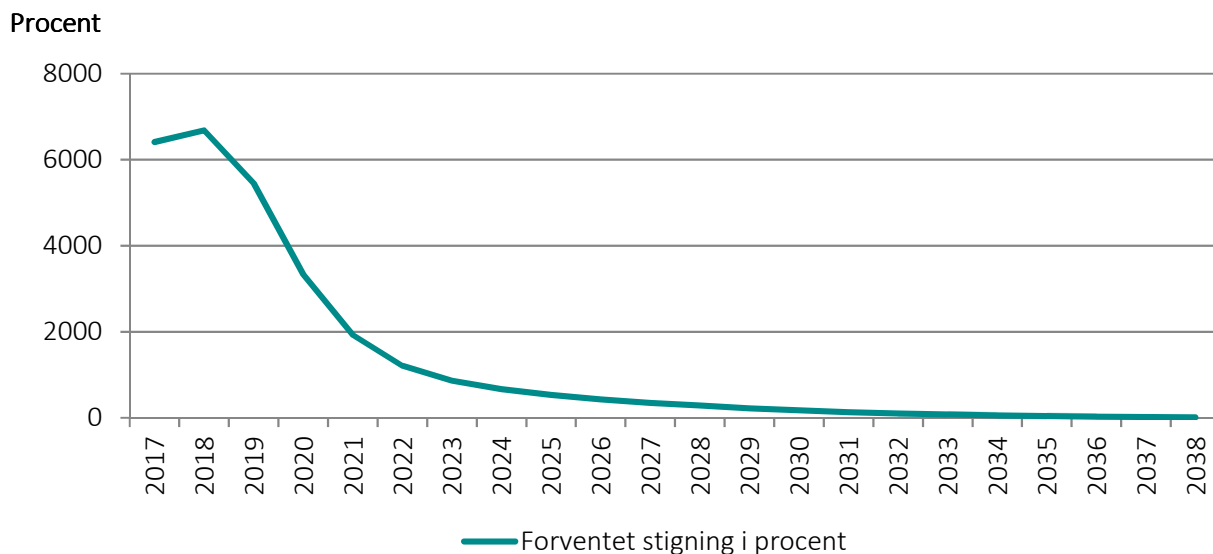
Tabel 8 Udvalgte resultater for simuleringer med en ny vindmøllepark etableret med hhv. dansk og engelsk vindprofil. Vindmølleparken havde første driftsår i 2025, og de viste resultater er for perioden 2025-2032.

12.5 Forventning til forbrugsudviklingen

Metode

Konsekvensen af at investorerne forventer en mindre fremgang end den i analyseforudsætningerne (56) fremskrevne er analyseret ved at implementere en forventningskorrigerende faktor i investeringsmodulet. Det er valgt at fokusere på det øgede elforbrug til elbiler, da det er der, den mest markante udvikling sker som redegjort for i afsnit 11.4.3. Der tages hvert år udgangspunkt i den realiserede udvikling af elforbrug til elbiler mens det forbrug, der anvendes i investeringsmodulet nedjusteres med en faktor. Det er valgt at lave analysen ud fra en antagelse om, at investorerne generelt forventer en udvikling, der er 20 procent lavere end den fremskrevne.

Som beskrevet i afsnit 11.4.3 fremskrives der en kraftig udvikling i det årlige elforbrug til opladning af elbiler. På Figur 36 er forventningen til stigningen i procent inden for en investeringshorisont på 12 år vist. Datapunktet for år 2017 beskriver således den forventede procentvise stigning i perioden 2018 til 2029. Der ses et kraftigt fald i den forventede udvikling, hvorfor effekten af at forvente en udvikling, der er 20 procent lavere end den fremskrevne vil have en markant større effekt på de investeringer, der foretages inden for de første simulerede år.



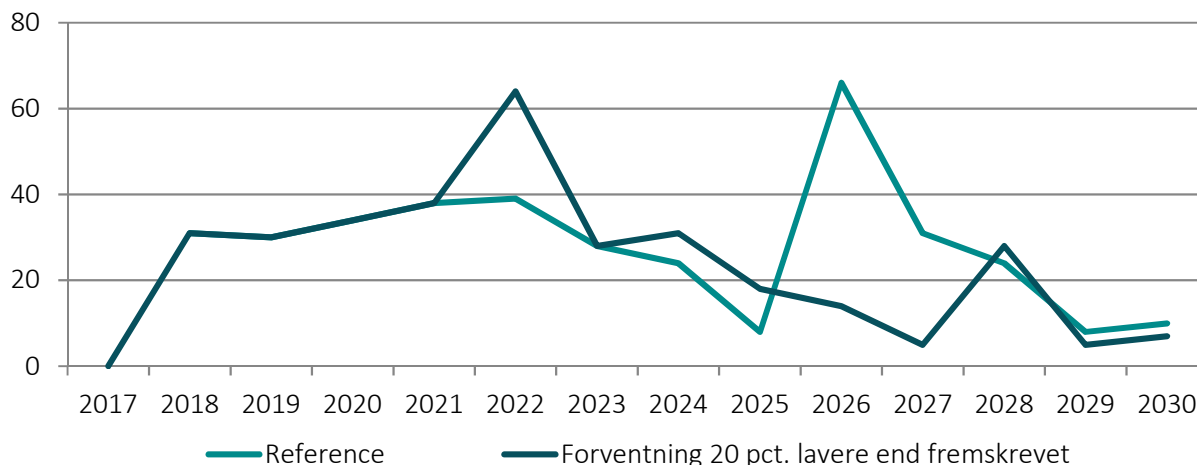
Figur 36 Den forventede procentvise stigning i elforbruget til elbiler set 12 år frem i tiden fra hvert år. Data-punktet for år 2017 beskriver således den forventede procentvise stigning i perioden 2018 til 2029.

Resultater

Antallet af timer med effektunderskud i driftssimuleringen er vist på Figur 37. I starten af perioden følges simuleringerne ad og foretager de samme investeringer. Først i år 2022 ses en afvigelse, hvor investeringsmoduliet har foretaget en investering i referencescenariet, som der ikke var økonomisk grundlag for i scenariet med den lavere forventning til stigningen i elforbruget til elbiler.

Simuleringerne justerer ind og følges nogenlunde ad, indtil år 2026, hvor de ellers må forventes at følges ad, da stigningen i elforbruget til elbiler bliver signifikant mindre inden for vurderingsperioden, jf. Figur 36. Ved nærmere datastudier viser det sig, at referencesimuleringen har ramt et grænsetilfælde, hvor et 100 MW kondensværk fra den indledende portefølje akkurat ikke gav et positivt driftsoverskud i år 2025 og derfor lukkes. Samtidig er der akkurat ikke økonomisk grundlag for at lave en nyinvestering i et kondensanlæg. Det kan være, at der måske var økonomisk grundlag for et anlæg på eksempelvis 48 MW. Fænomenet er diskuteret nærmere i afsnit 13.1. Ses der isoleret på perioden inden grænsetilfældet, som også dækker den investeringsperiode, hvor forventningen til udviklingen vil have størst effekt, viser simuleringerne, at der blev investeret i en mindre mængde kapacitet samlet set. Forskellen vurderes ikke at være signifikant.

Timer med effektunderskud



Figur 37 Udviklingen i antallet af timer med effektunderskud for to scenarier med forskellig forventning til fremtidens forbrug af strøm til elbiler

12.6 Afbrydeligt forbrug

Metode

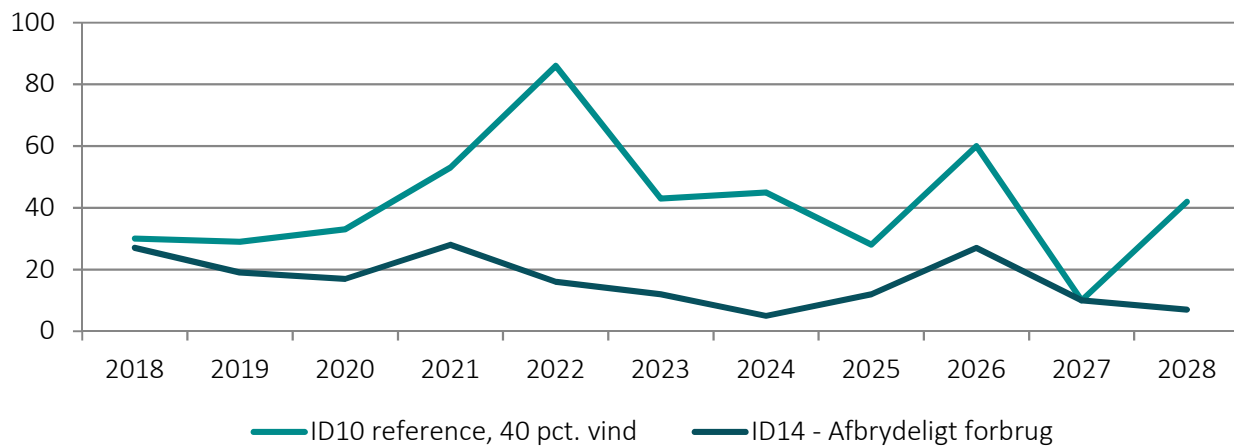
Virkningen på effekttilstrækkeligheden af implementering af afbrydeligt forbrug blev testet ved at lade 80 pct. af de individuelle varmepumper være afbrydelige i både driftssimuleringen og investeringssimuleringerne. Det svarer til, at alle markedsaktører ved, at der dels implementeres varmepumper som beskrevet i afsnit 11.4.3, og at 80 pct. af dem vil være afbrydelige, hvis prisen bliver højere end betalingsvilligheden. Det er uden for projektets formål at vurdere betalingsvilligheden for afbrud af el til en privatforbrugers varmepumpe, hvorfor det i analysen er antaget at være højere end noget kondensværks marginalomkostninger og sat til 1500 DKK/MWh. I virkeligheden må betalingsvilligheden forventes at være forskellig forbrugere imellem og afhænge af blandt andet årstid og tid på dagen (51). Elforbruget til individuelle varmepumper udgør i fremskrivningen 2 procent af totalforbruget i 2017 og stiger til 4,6 procent i 2040.

Som reference er det valgt at bruge det tidligere analyserede scenarie, hvor vindandelen holdes over 40 procent gennem hele simuleringsperioden.

Resultater

Resultaterne er opsummeret i Tabel 9. Implementeringen af afbrydeligt forbrug hos 80 pct. af de individuelle varmepumper havde en markant effekt på simuleringens vurderingsparametre. Særligt mængden af ikke-leveret effekt (brownout/blackout) blev reduceret med over 300 procent. Det gennemsnitlige antal timer, hvor prisloftet blev ramt reduceredes fra 42 timer til blot 16 timer. Det blev nødvendigt at afbryde hele 80 pct. af forbruget til individuelle varmepumper i 15 timer om året i gennemsnit, og det år, hvor antallet af afbrudstimer var størst var det 21 timer.

Antal timer med effektmangel



Figur 38 Timer med effektmangel, hvor prisloftet rammes fra analysen af effekten af implementering af afbrydeligt forbrug

Årligt gennemsnit	Uden afbrydeligt forbrug	Med afbrydeligt forbrug	Afvigelse i pct.
Timer med prisloft (timer)	42	16	-155
Ikke-leveret effekt (MWh)	2604	603	-332
Elpris (DKK/MWh)	407	358	-14

Tabel 9 Udvalgte resultater fra analysen, hvor der implementeres afbrydeligt forbrug

13. Diskussion

I det efterfølgende afsnit evalueres resultaterne overordnet og usikkerheder og afvigelser diskuteres. I de efterfølgende afsnit diskuteres projektets teori, studier og analyser og relateres til nuværende elmarkedssituation med vægt på et dansk perspektiv.

13.1 Model og analyser

De udførte analyser understøtter generelt de teoretisk beskrevne effekter af at implementere store mængder vindenergi med og uden samtidig integration af afbrydeligt forbrug. Integrationen af en øget mængde vindenergi førte tydeligt til en markedsudvikling, hvor mængden af utilstrækkelig effekt steg markant, og større mængder vindenergi skabte et marked, hvor der var større økonomisk fordel i at investere i kondensanlæg frem for modtryksanlæg. Viden om en fremtidig etablering af en statsstøttet vindmøllepark førte til en lavere udbygning i perioden op til vindmølleparken blev etableret, og indførelsen af afbrydeligt forbrug dæmmede markant op for de samfundsmæssigt negative konsekvenser af vindintegrationen.

Resultaterne af simuleringerne viser tydeligt de beskrevne tendenser, men om reaktionerne på de forskellige inputs i størrelsesordenen står mål med virkeligheden er tvivlsomt. Dels er modellen begrænset af specielt størrelsen af de nye anlæg, som i høj grad påvirker opløsningen på simuleringen. I virkeligheden bygges anlæg ganske vist i et vist størrelsesspring, men ses der på et tilstrækkeligt stort elmarked, så vil den samlede effekt sandsynligvis være i en noget højere opløsning, end hvad er tilfældet med modellens simuleringer.

Den indledende anlægssortefølge indeholder anlæg i mange forskellige størrelser, så der er en risiko for at ramme et grænsetilfælde, som det blev beskrevet i resultaterne i afsnit 12.1.2. I langt de fleste tilfælde vil en lukning af et værk, der er stort i forhold til størrelsen på nyinvesteringer i samme omgang medføre investering i nye værker. Hvis der er økonomisk grundlag for at drive et produktionsanlæg på eksempelvis 100 MW, men der ikke er kortsigtet økonomi i at drive et 125 MW anlæg, så gør modellens opbygning at værket på 125 MW lukkes mens der åbnes to nye a 50 MW. Generelt vil den funktion ikke forstyrre det overordnede billede af resultaterne, fordi ikke rentable anlæg lukkes og nye åbnes i mellem to driftssimuleringer. Det svarer til, at det sker simultant.

I virkeligheden er etableringen af store elproduktioner ofte en tidskrævende affære. Modellen inkluderer ikke dette forhold. Hvis det var inkluderet ville det øge usikkerheden af det beregnede monetære flow. Modellen rummer ikke muligheden for, at værker kan tages ud af drift i den periode, hvor deres faste marginalomkostninger i klargjort tilstand ikke kan dækkes og indsættes igen, når forbruget er steget tilstrækkeligt.

Modellen inkluderer ikke nogen metrologiske usikkerheder eller variationer i efterspørgslen, da der kun simuleres ud fra ét års vind-, sol- og forbrugsprofiler. Morgendagens vejr er svært nok at forudsige, og det er ikke sandsynligt at årlige udsving vil have en markant effekt på investeringsbeslutningerne.

De regulerbare anlægs fysiske evne til at regulere effekten fra den ene time til den næste er ikke inddraget i modellen, ligesom der ikke tages højde for indtjening ved salg af andre services som reserve eller regulerkraft. I et elsystem med begrænsede antal anlæg kan det have en betydelig effekt, hvis timerne med effekt-knaphed falder enkeltvis. Modellen kan ikke håndtere blokbud, så hvis der i en tidsperiode ikke er brug for at et værk producere på nær en enkelt time, hvor det vil være prissættende og ikke opnå dækningsbidrag, er det ikke givet, at anlægget vil byde ind i markedet i virkeligheden, selvom det gør det i modellen.

Modellen er i dens nuværende form således mest egnet til et studie af markedseffekter, som den har været udviklet og anvendt til i dette projekt, frem for en direkte vurdering og værdisættelse af de faktiske effekter af konkrete tiltag og udviklinger. Ønskes mere virkelighedsnære analyser kan modellens princip med at tage udgangspunkt i investeringsflowet frem for at optimere overføres til eksisterende modeller eller modellen i sin nuværende form kunne udvides til først og fremmest at arbejde med en mere virkelighedsnær opløsning og dernæst at tage højde for flere forhold.

13.2 Det, i teorien, altafgørende prisloft

Teorien om "Energy-Only"-markedet og de udførte analyser, viser et marked, hvis effekttilstrækkelighed i høj grad afhænger af niveauet for *forventning* til prisloftet og antallet af timer, det forventes ramt. Det gælder selv i situationer, hvor alle andre parametre er kendte på forhånd. Bekymringerne om "Energy-Only"-markedets funktionalitet præsenteret i afsnit 7 og den europæiske beslutning om at hæve prisloftet, hvis markedspriser kommer i nærheden af det, viser, at det "missing money"-problem, som prisloftet medfører, er et af fokuspunkterne i den aktuelle debat. Det er tilmed en markant bekymring, at introduktionen af fluktuerende energikilder i en overgangsperiode øger den samlede mængde utilstrækkelig effekt i de timer, hvor den installerede kapacitet ikke slår til, som illustreret og begrundet i afsnit 8.

Trods omfattende tiltag for at gøre det liberaliserede elmarked perfekt, så vil der nok næppe opstå en situation, hvor antallet af timer, hvor der vil være effektunderskud, er så let at forudsige mange år frem i tiden, at der vil blive lavet investeringer alene for at tjene penge i de akkurat nok timer med effektunderskud til at dække de langsigtede marginalomkostninger. Ses der bort fra alle andre usikkerhedsfaktorer, kan der bestemmes et teoretisk optimalt niveau, som blev udledt til at være 34,2 timer i gennemsnit om året, under de givne forudsætninger. Risikoen for, at der bliver underinvesteret er betydelig, hvilket vil skabe langt flere timer med effektunderskud. Timer med effektunderskud skaber incitament til at investere, medmindre investorerne ved, at der ganske få år efter vil ske statsstøttet udbygningen af kapacitet eller blive etableret ny transmissionskapacitet, der vil gøre en investering ikke-rentabel. Det risikerer at ende i en stærkt cyklisk investeringsrytme, hvor udbygningen af kapacitet først sker, når markedet har manglet effekt.

I modellen ses det, at mængden af fluktuerende produktion først og fremmest ødelægger økonomien for varmebunden produktion, fordi elprisen ofte ender med at være under deres marginalpris, og i mange af de timer, hvor prisen overstiger deres marginalpris, har de ikke muligheden for blot at øge elproduktionen. Anlægssammensætningen kommer således primært til at bestå af vind, sol og kondensværker. Kondensværkerne bliver ofte marginalprissættende, så den samlede elpris stiger, og de har i et perfekt "Energy-Only"-marked uden forbrugsfleksibilitet alene et dækningsbidrag, når prisloftet rammes. Spørgsmål er om

det i bund og grund er gavnligt for samfundet, at forsyningssikkerheden er hængt op på et usikkert estimat af fremtidens timer med utilstrækkelig effekt, og om det i virkeligheden er det, der sker, om end blot i en overgangsperiode, indtil teknologien og rammerne for forbrugsfleksibilitet er på plads.

13.2.1 Prisloftet fra en samfundsvinkel

Situationer med utilstrækkelig effekt er kun gavnlige for de producenter, der har anlæg, der kan levere i den givne time. Potentielt set er situationerne alvorlige for samfundet som helhed, da mangel på effekt kan give brownouts, hvor forbrugere ufrivilligt kobles fra eller blackouts, hvis der skulle ske en uforudset hændelse på et kritisk tidspunkt, hvor der ikke er mere effekt at give af. Et dansk politisk ønske om en høj forsyningssikkerhed for alle, altid (43) hænger dårligt sammen med et elsystem, der er designet til at basere effekttilstrækkeligheden på overstående scenarier, såfremt forbrugsfleksibilitet ikke er blevet en realitet, når den installerede kapacitet ikke slår til.

Økonomisk teori antager, at forbrugere kun betaler det, de er villige til, og at forbruget derfor vil blive fleksibelt i nogen grad, hvis prisloftet rammes ofte nok til, at det opleves som en betydelig økonomisk belastning. Hvis forbrugsfleksibilitet sænker antallet af timer, hvor prisloftet rammes, så vil det være til gavn for kapacitetstilstrækkeligheden i markedet og sikre, at de efterspurgte spidslastværker har en fornuftig økonomi. Hvis forbrugsfleksibilitet imidlertid ikke bliver en realitet inden store mængder fluktuerende elproduktion bliver etableret, kan det give en markant udfordring for kapacitetstilstrækkeligheden i markedet.

Set i lyset af overstående argumenter er det ikke svært at se, hvorfor mange lande vælger løsninger med kapacitetsmarkeder eller strategiske reserver, for at imødegå risikoen for effektmangel. Det lader umiddelbart ikke til, at "Energy-Only" i sig selv kan sikre den ønskede forsyningssikkerhed under en omstilling, selv hvis forudsætningerne er perfekt konkurrence på produktionssiden og fuld information.

13.2.2 En ligevægt uden perfekt konkurrence

Den gennemgåede teori, en del af analyserne og argumenterne i overstående afsnit hviler på en antagelse om, at "Energy-Only"-markedet skal vurderes ud fra dets formåen under fejlfri markedsforhold. En anden tilgang til markedsmodellen er at antage, at markedet er kendetegnet af oligopol-konkurrence, hvor spidslastværkerne opnår en Nash-Cournot-ligevægt, hvor de byder ind over deres marginalomkostninger således, at deres langsigtede marginalomkostning akkurat bliver dækket.

En accept og realisering af en Nash-Cournot-ligevægt blandt spidslastanlæggene vil teoretisk helt kunne fjerne "missing money"-problematikken. For at det kan blive en realitet, så kræver det, at spidslastanlæggene har mulighed for at bruge deres markedsmagt til at have indflydelse på prisen. Hvis der er få anlæg i et prisområde, som er spidslastværker, er tilgangen uholdbar for forbrugerne og vil ikke opnå det samfundsøkonomiske maksimum, da der i så fald vil opstå monopol-lignende forhold.

Selvom en Nash-Cournot-ligevægt kunne blive en realitet i det europæiske elmarked, så vil markedet i en situation med store mængder fluktuerende energi stadig være udsat for en vis risiko for underinvesteringer. En sådan ligevægt vil stadig være præget af asymmetrisk tab af velfærd, hvor investorerne alene har

omkostninger forbundet med en overinvestering, som samfundet værdsætter højt, den sjældne dag effekten mangler.

Uanset om en Nash-ligevægt betragtes som en acceptabel løsning i en overgangsperiode, så er der ingen garanti for, at en Nash-ligevægt kan stabilisere markedet under en brat omstilling eller med en høj andel fluktuerende produktion.

13.2.3 Om at undgå, at problemet bliver større end højst nødvendigt

Uanset hvordan man vender og drejer situationen, så er implementering af fluktuerende elproduktion helt afgørende for at kunne realisere omstillingen til vedvarende energiforsyning i Danmark, såvel som i resten af Norden. Ligesådan står det til med elektrificeringen af samfundet, fordi vinden er det, der er nok af i nordsøregionen (42).

Mange studier udført i både nationalt og internationalt regi, samt analyserne i dette projekt viser ikke overraskende, at timer med behov for forbrugsudkobling i et vindfyldt elmarked kan reduceres kraftigt ved at indføre mekanismer, der på den ene eller den anden måde flytter forbruget eller jævner den fluktuerende produktion. Hvis markedet får lov at udvikle sig selv på nær den statsstøttede vindproduktion, og der opstår timer med stort effektunderskud, må det forventes, at markedet reagerer og forbruget bliver fleksibelt og afbrydeligt. Forbrugskurven må forventes at tippe, men spørgsmålet er, om en sådan overgangsperiode er politisk acceptabel.

Hvis det politiske krav til elmarkedet er, at der ikke opstår timer, hvor prisloftet rammes og det bliver nødvendigt at frakoble forbrugere, så er en del af den langsigtede løsning at dæmme op for konsekvenserne og imødekomme behovet for at gøre den sidste efterspurgte MW mindre kritisk. Der er behov for at kappe spidsen af kurven, så den sidste MW elproduktion, som nogen helst skal investere i, har et større antal leveringstimer. Det gælder både i tilfælde af en Nash-Cournot-ligevægt og hvis "Energy-Only"-markedet skal stå alene som den endelige løsning.

Fra et dansk synspunkt er der allerede godt gang i initiativerne med at bygge transmissionskabler til England via Viking Link og til Tyskland via Kriegers Flak. Bygning af nye transmissionskabler til udlandet er et af de primære, sikre værktøjer, som TSOerne har til at jævne den fluktuerende energiproduktion, og ansvaret for forsyningssikkerheden er nu engang deres.

§27 "Energinet er ansvarlig for forsyningssikkerheden og skal for at opfylde denne forpligtelse
1) opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem og
2) sikre tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem. (citater: Elforsyningsloven (64))

Hvorvidt det er hensigtsmæssigt, at ansvaret for at markedet har tilstrækkelig produktionskapacitet ligger hos en aktør, hvis eneste direkte, fejlsikre handlemulighed er på forbrugers vegne at overinvestere i kabler, strategiske reserver eller anden kapacitetsbetaling, er måske nok værd at overveje nærmere.

De andre værktøjer til minimering af problemet er tiltag der sikrer rettidig og effektiv indførelse af afbrydeligt forbrug. Det kræver, at de rette tekniske løsninger er tilgængelige og at markedet har vilkår, der gør det praktisk muligt for forbrugerne at byde deres afbrydelighed ind i markedet. Hvis individuelle varmepumper, hvis afbrydelse en time indimellem sjældent vil medføre en stor omkostning, skal udgøre ankeret i det fremtidige system, så er der allerede nu behov for, at de varmepumper, der gerne skal udrulles som en del af elektrificeringen, indeholder de tekniske løsninger, der kræves for ekstern styring. Uden en ordentlig platform og ramme for at styre forbrugsfleksibiliteten, så øges risikoen for, at den ikke er der den dag, der for alvor er brug for den.

I diskussionen rejser der sig også et spørgsmål om timing. Er forbrugsfleksibiliteten der den dag, der er brug for den? Er der nogen, der bygger ny spidslastkapacitet? Bliver Viking Link til virkelighed? Hvornår kommer udrulningen af individuelle varmepumper i stor stil – hvis den kommer? Kan vi tro på, at spidslastværkerne får lov til at finde en Nash-Cournot-ligevægt i et system præget af mere og mere fluktuerende produktion – også selvom det måske er en ligevægt, der stiger i takt med en hastig integration af vind og sol? Hvornår kommer elbilerne? Bliver der en ny aftale om støtte til biomassefyret elproduktion? Kommer der nye prisområder? Præcis information om fremtidige hændelser er en af de vigtigste måder at reducere risikoen for investorer (24) og manglen på en solid politisk strategi, der rækker lige så langt som en fornuftig tilbagebetalingstid tilføjer et i forvejen udfordret marked endnu større usikkerhed.

Elforsyningen og hele energisektoren står over en omvæltning, og det indeholder mange usikkerheder, som er komplicerede at rumme den fulde konsekvens af. Det gør det helt sikkert svært at lave en business case for nyinvesteringer – investeringer, som måske kunne få statsstøtte ved at vente et år eller to, eller som viser sig at ligge på den forkerte side af en ny transmissionsforbindelse. Måske er frygten for en dag at mangle den el, der er central for mange europæeres dagligdag helt reel, hvis markeds løsninger alene skal bære en storstilet integration af vind, uden en garanti for at forbrugsfleksibiliteten og fastholdelsen af spidslastkapacitet følger med i passende tempo.

13.2.4 Alene om "Energy-Only" i en verden af kapacitetsmekanismer

Som præsenteret i afsnit 6 er der blevet taget hånd om problematikken i mange Europæiske lande ved indførelse af midlertidige kapacitetsmekanismer og strategiske reserver. Med idriftsættelsen af Kriegers Flak vil begge Danmarks prisområder være solidt forbundet til Tyskland, hvis elforbrug er langt større end det danske og som har en strategisk reserve. Også i Sverige har de i øjeblikket en strategisk reserve (65).

De strategiske reserver leverer kapacitetstilstrækkelighed, som langt hen af vejen er et offentligt gode. Som det er nu, kan man sige, at Danmark er 'free rider' på de omkringliggende landes strategiske reserver. Hvis de strategiske reserver er designet ud fra det enkelte områdes kapacitetsbehov, så vil free riding føre til en lavere kapacitetsreserve end det samfundsmæssige optimale niveau, som grundlæggende økonomisk teori beskriver vil være tilfældet ved offentlige goder (24). Det skyldes, at free riderens positive eksternalitet ikke er taget med i betragtningen, da størrelsen af kapacitetsreserven blev vurderet. Danmarks elforbrug er re-

lativt småt i forhold til både Tysklands og Sveriges (42), så måske er free riding i forhold til kapacitetstilstrækkelighed i overgangsperioden til et elsystem med store mængder fluktuerende produktion nok til at sikre, at systemet ikke bliver skubbet helt ud af balance, indtil forbrugssiden er i stand til at reagere passende. Muligheden for free riding vil være en naturlig konsekvens af alle kapacitetsmarkeder, som etableres inden for et prisområde, som er forbundet til andre prisområder uden kapacitetsmarkeder (66).

14. Konklusion

”Energy-Only”-modellen er i projektet blevet analyseret ud fra både en teoretisk vinkel, den aktuelle europæiske debat og via modellering. Det er blevet redegjort for, at der, trods et velfunderet teoretisk fundament, er en generel mistillid til det virkelige markeds evne til at opretholde den ønskede forsyningssikkerhed, herunder specielt kapacitetstilstrækkelighed. Mistilliden bygger på tilstedeværelsen af markedsfejl, hvoraf mange er ved at blive løst i europæiske samarbejder. Konsekvenserne af markedsfejlene er så markante, at det har ført til indførelsen af forskellige kapacitetsmekanismer i mange lande i Europa.

Følgende markante markedsfejl blev identificeret til at udgøre de primære, resterende markedsfejl:

- Politisk usikkerhed
- Statsstøtte
- Risikovillighed

Ud fra analyser af andre studier foretaget omkring omstillingen af den danske elforsyning til vedvarende energi kan det konstateres, at integrationen af store mængder vindenergi er uundgåeligt. En hastig integration af store mængder fluktuerende, statsstøttet produktion i et ”Energy-Only”-marked øger risikoen for, at der opstår situationer med utilstrækkelig effekt. Der er identificeret følgende markante virkemidler til at højne forsyningssikkerheden i et ”Energy-Only”-marked, hvor implementeringen af statsstøttet vindenergi er et vilkår:

- Udbygning af udlandsforbindelser til områder med tidsforskudt vindprofil
- Øgning af prisloftet
- Realisering af marked for afbrydeligt forbrug

Konsekvenserne af de identificerede markedsfejl og effekterne af at udbygge forbindelsen mellem et område med dansk vindprofil og et med engelsk vindprofil samt markedsføring af afbrydeligt forbrug blev analyseret via en simuleringsmodel, der blev udviklet i projektet. I processen med udviklingen af modellen kunne det konstateres, at ”Energy-Only”-tilgangen er meget følsom overfor investorers forventning til udviklingen i markedet, og at det er kompliceret at forudsige og modellere. Den udviklede model har således uundgåeligt en stor følsomhed, når investeringsbeslutningen træffes, over for blandt andet antallet af timer, som prisloftet forventes ramt frem i tiden. Følsomheden viste sig at forværres markant når prisloftet hæves, hvorfor analyserne alle havde et prisloft på 3000 EUR/MWh. Modellen er i dens nuværende form er mest egnet til et studie af markedseffekter, som den har været udviklet og anvendt til i dette projekt, frem for en direkte vurdering af de faktiske effekter af konkrete tiltag og udviklinger. Det væsentligste optimeringspunkter er detaljegraden, specielt overfor anlægsstørrelsen for nyinvesteringer.

Resultaterne fra simuleringerne underbyggede teorien om, at vindandelen af den samlede kapacitet er direkte relateret til mængden af utilstrækkelig effekt. Viden hos investorerne om, at der frem i tiden vil blive etableret statsstøttede vindmølleparker gav det resultat, at der blev investeret mindre før vindmølleparkerne idriftsættelse, hvilket medførte perioder med en høj andel utilstrækkelig effekt. Viden om en fremtidig

etablering af en vindmøllepark med engelsk vindprofil frem for dansk førte til færre investeringer i perioden op til idriftsættelsen af vindmølleparken.

En effektmængde svarende til 80 pct. af elforbruget til individuelle varmepumper, time for time, regnet som afbrydeligt forbrug, reducerede størrelsen af den gennemsnitlige effektmangel markant og reducerede antallet af timer med effektunderskud kraftigt.

Mistilliden til "Energy-Only"-modellen som bærende element i omstillingen til vedvarende energi findes velbegrundet. Markedsmodellen har et naturligt element af forbrugerafkobling og i fravær af forbrugsfleksibilitet bliver det baseret på, at der opstår timer med meget høje priser, hvor dyre værker kan opnå et dækningsbidrag. Hvis markedet ikke tillades at opnå en Nash-cournot ligevægt, hvor prisen overstiger de dyreste marginalomkostninger, og forbruget ikke er i stand til at reagere på prissignalet øges sandsynligheden for, at der opstår et politisk uacceptabelt niveau af utilstrækkelig effekt i markedet. Risikoen øges markant under indfasningen af store mængder fluktuerende produktion i markedet, hvis det ikke følges op med realisering af et marked for afbrydeligt forbrug.

15. Litteraturliste

1. **Finon, D.** The transition of the electricity system towards decarbonization: The need for change in the market regime. 2013.
2. **The European Commission.** *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*. Bruxelles : Europakommissionen, 2016.
3. **Klima- og Energiministeriet.** *Energistrategi 2050 - fra kul, olie og gas til grøn energi*. København : Klima- og Energiministeriet, 2011.
4. **Energinet.** Forsyningssikkerhed for el i Danmark er fortsat meget høj. *Energinet*. [Online] [Citeret: 07. 03 2018.] <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Forsyningssikkerhed-for-el-i-Danmark-er-fortsat-meget-hoj>.
5. **IEA.** *Re-powering Markets*. s.l. : IEA, Electricity Market Series, 2016.
6. **Energinet.** *Introduktion til elmarkedet*. Fredericia : Energinet, 2016.
7. **Kirschen, Daniel S. og Strbac, Goran.** *Fundamentals of Power System Economics*. West Sussex, England : John Wiley & Sons Ltd., 2004.
8. **Caramanis, M. C.** Investment decisions and long-term planning under electricity spot pricing. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* 101 (12). 1982, s. 4640-4648.
9. **Biggar, Darryl R. og Hesamzadeh, Mohammad Reza.** *The Economics of Electricity Markets*. United Kingdom : IEEE Press and John Wiley & Sons Ltd., 2014.
10. **Energinet.** *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2016*. Fredericia : Energinet, 2016.
11. **Nord Pool.** New minimum and maximum price caps in NOK and SEK from december. *Nord Pool Group*. [Online] [Citeret: 07. 03 2018.] -542014---new-minimum-and-maximum-price-caps-in-nok-and-sek-from-21-december.
12. **Fabra, Natalia, von der Fehr, Nils-Henrik og Frutos, María-Ángeles.** Market Design and Investment Incentives. *The Economic Journal*. 2011, s. 1340-1360.
13. **Hogan, William W.** *On an "Energy Only" electricity market design for resource adequacy*. Cambridge, Massachusetts : Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2005.
14. **Shivakumar, Abhishek, et al.** Valuing blackouts and lost leisure: Estimating electricity interruption costs for households across the European Union. *Energy Research & Social Science*. 34, 2017, 39-48.
15. **ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators.** *Maximum and minimum clearing prices for single day-ahead and intraday coupling*. Bruxelles : ACER, 2017.
16. **Europa Kommissionen.** Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet. *Den Europæiske Unions Tidende*. 28. 11 2017.
17. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** Dansk-tysk aftale om at åbne grænsen for handel med strøm . *Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet*. [Online] 14. 06 2017. [Citeret: 26. 03 2018.] <http://efkm.dk/aktuelt/nyheder/nyheder-2017/juni-2017/dansk-tysk-aftale/>.
18. **EU kommissionen.** *Kommissionens Forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger*. Bruxelles : EU Kommissionen, 2015.
19. **First edition of the bidding zone review.** Bruxelles : ENTSO-E, 2018.

20. **Wittrup, Sanne.** Solcellernes skæbne: Når støtte bliver en dræber. *Ing.dk*. [Online] 09. 06 2017. [Citeret: 26. 02 2018.] <https://ing.dk/artikel/solcellernes-skaebne-nar-stotte-bliver-draeber-199981>.
21. **Hansen, Martin Bo West, et al.** *Fine time resolution in Nordic power markets: A Cost Benefit Analysis*. København : Copenhagen Economics & E-Bridge. Udarbejdet på vegne af de Nordiske TSO'er., 2017.
22. **Europa Kommissionen.** Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020. *Official Journal of the European Union*. 28. juni 2014.
23. **Energistyrelsen.** *Oversigt over støttere regler mv. for elproduktion baseret på vedvarende energi og anden miljøvenlig elproduktion*. København : Energistyrelsen, 2018.
24. **Perloff, Jeffrey M.** *Microeconomics with Calculus*. Harlow, Essex : Pearson, 2014.
25. **The instability of competitive energy-only electricity markets.** de Vries, L. J. The Hague : s.n., 2003. Research Symposium European Electricity Markets.
26. **ENTSO-E Transparency Platform.** [Online] [Citeret: 09. 03 2018.] <https://transparency.entsoe.eu/>.
27. **Miljø- og Fødevarerministeriet.** *Bekendtgørelse af lov om miljøvurdering af planer og programmer og af konkrete projekter (VVM)*. København : Retsinformation.dk, 2017.
28. **Hvad er VVM? Miljø- og Fødevarestyrelsen.** [Online] [Citeret: 13. 03 2018.] <http://mst.dk/naturvand/planlaegning/miljoevurdering-og-vvm/vvm/hvad-er-vvm/>.
29. **Gheorghe, A.V., et al.** *Critical Infrastructures at Risk*. AA Dordrecht : Springer, 2006.
30. **Vázquez, Carlos, Rivier, Michel og Pérez-Arriaga, Ignacio J.** A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 17, No. 2. Maj 2002, s. 349-357.
31. **ESP Consulting.** *Tilskudsordninger og risiko - Betydning for afkastkrav og tilskudsniveau*. København : ESP Consulting, for Vindmølleindustrien, 2017.
32. **Energistyrelsen og Energinet.** *Technology Data for Energy Plants*. København : Energistyrelsen, 2016, opdateret af flere omgang i 2017.
33. **Oren, Shmuel S.** *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*. Berkeley : University of California at Berkeley, 2003.
34. **Schubert, Erik S., et al.** *The Texas Energy-Only Resource Adequacy Mechanisms, Staff White Paper*. Austin, Texas : Public Utility Commission of Texas, 2005.
35. **ACER; Agency for the Cooperation of Energy Regulators.** *Capacity Remunerations Mechanisms and the Internal Market for Electricity*. Bruxelles : ACER, 2013.
36. **Energinet.** Energinet.dk annullerer udbud af strategisk reserve på Sjælland for 2016-2018. *Energinet*. [Online] 21. 12 2015. [Citeret: 09. 03 2018.] <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Energinet-dk-annullerer-udbud-af-strategisk-reserve-pa-Sjælland-f>.
37. **Europa-Kommissionen.** European Commission - PRESS RELEASES - Press release - State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to en. *European Commission*. [Online] 07. 02 2018. [Citeret: 13. 03 2018.] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm.
38. **GARPUR.** *The GARPUR project results, Using Probability and Risk to Allow Power Systems to Operate Closer to their Optimum*. s.l. : Oktober, 2017.
39. **Jaffe, Adam og Felder, Frank.** Should Electricity Markets have a Capacity Requirement? If so, how should it be priced? *The Electricity Journal*. December 1996, s. 52-60.
40. **Albani, Marco, et al.** *Bioenergy in Europ. A new beginning - or the end of the road?* s.l. : McKinsey on Sustainability & Resource Productivity, 2014.

41. **Energinet.** *Markedsmodel 2.0.* Fredericia : Energinet, 2016.
42. **ENTSO-E.** *TYNDP 2018 Scenario Report.* Bruxelles : ENTSO-E, 2018.
43. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** *Energi - til et grønt Danmark.* København K : Regeringen, 2018.
44. **Energistyrelsen.** *Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017.* København : Energistyrelsen, 2017.
45. **ENTSO-E.** *TYNDP 2016 Scenario Development Report.* Bruxelles : entso-e, 2015.
46. **Malvaldi, A., et al.** *A spatial and temporal correlation analysis of aggregate wind power in an ideally interconnected Europe .* s.l. : Wiley Online Library, 2017.
47. **Graabak, Ingeborg, et al.** *Norway as a Battery for the Future European Power System - Impacts on the Hydropower System.* s.l. : MDPI energies, 2017.
48. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** *Smart energi-bekendtgørelsen, BEK nr. 644 af 02/06/2017.* København : Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2017.
49. **5 skarpe om fleksafregning.** *Dansk Energi.* [Online] 11. 12 2017. [Citeret: 01. 05 2018.] <https://www.danskeenergi.dk/nyheder/5-skarpe-om-fleksafregning>.
50. **Hvad koster 1 kWh el og hvordan beregnes prisen egentlig?** *Eniig.* [Online] 2018. [Citeret: 02. 05 2018.] <https://eniig.dk/privat/el/hvad-koster-1-kwh/>.
51. **DAMVAD.** *Analyse af omkosninger ved afbrydelser af elforsyning.* København : DAMVAD, 2015.
52. **Dansk Energi Analyse A/S.** *Priselastisk elforbrug og elproduktion i industrien.* s.l. : Dansk Energi Analyse A/S, 2010.
53. **Petit, Marie, Finon, Dominique og Janssen, Tanguy.** *Ensuring capacity adequacy during energy transistion in mature power markets.* Paris : Chaire European Electricity Markets Fondation Paris-Dauphine, 2016.
54. **The Balmorel Open Source Project.** The Balmorel Open Source Project. [Online] [Citeret: 02. 04 2018.] <http://www.balmorel.com/>.
55. **Energistyrelsen og Energinet.** *Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion.* København : Energistyrelsen, 2012, rettelser og tilføjelser i 2013, 2014 og 2015.
56. **Energinet.** *Energinets Analyseforudsætninger 2017.* Fredericia : Energinet, 2017.
57. **Energistyrelsen.** *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, maj 2017.* København : Energistyrelsen, 2017.
58. **Energinet.** *Energinets Markeddata. Energinet.dk.* [Online] [Citeret: 05. 03 2018.] http://osp.energinet.dk/_layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx.
59. **Schäuble, Johannes, et al.** *Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany. Preprint submitted to Elsevier.* 3, 2017.
60. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** *Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi. Retsinformation.* [Online] 09. 02 2018. [Citeret: 02. 04 2018.] <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=198529>.
61. **SEAS-NVE.** *Rødsand 2. SEAS-NVE.* [Online] [Citeret: 02. 04 2018.] <https://www.seas-nve.dk/om-seas-nve/koncernen/forretningsomraader/energiproduktion/roedsand>.
62. **ENTSO-E.** *TYNDP18 Market Data Provisional.* Bruxelles : ENTSO-E, 2018.
63. **Open Power System Data.** *Data Platform - Open Power System Data. Open Power System Data.* [Online] OPSPD. [Citeret: 05. 12 2018.] https://data.open-power-system-data.org/time_series/.

64. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** *Bekendtgørelsen af lov om elforsyning.* København : Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2018.
65. **Power Reserve.** *Svenska Kraftnät.* [Online] 08. 01 2018. [Citeret: 20. 05 2018.] <https://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-market/power-reserve/>.
66. **Gore, Olga, Vanadzina, Evgenia og Viljainen, Satu.** Linking the energy-only market and the energy-plus-capacity market. *ELSEVIER, Utilities Policy.* 2015, Årg. 38, 52-61.
67. **Energinet.** Vellykket start på markedskoblingen mellem Norden og Central- og Vesteuropa. *Energinet.* [Online] [Citeret: 07. 03 2018.] <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Vellykket-start-pa-markedskobling-mellem-Norden-og-Central-og-Ves>.
68. **Hack, Daniel og Spinler, Stefan.** Robustness of capacity markets: a stochastic dynamic capacity investment model. *Springer.* 31. 01 2018.
69. **Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.** Forsyningssikkerhed. *Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.* [Online] [Citeret: 02. 04 2018.] <http://efkm.dk/energi-og-raastoffer/forsyningssikkerhed/>.
70. **Energistyrelsen.** *Elforsyningssikkerhed i Danmark.* København : Energistyrelsen, 2015.
71. **Energinet. Energinets Modeller.** *Energinet.* [Online] [Citeret: 02. 04 2018.] <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>.
72. **Brancheforeningen for Decentral Kraftvarme.** Aktuel | Brancheforeningen for Decentral Kraftvarme. *Brancheforeningen for Decentral Kraftvarme.* [Online] [Citeret: 02. 04 2018.] <http://brancheforeningenkraftvarme.dk/aktuel/>.
73. **Energistyrelsen.** *Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2015 - Baggrundsrapport E: El og fjernvarme.* København : Energistyrelsen, 2015.
74. **Energistyrelsen.** *Update of financial data for coal fired CHP plants in the technology catalog.* København : Energistyrelsen, 2017.
75. **CREG.** *Note on "Scarcity pricing applied to Belgium".* Bruxelles : CREG, 2016.
76. **Energikommissionen.** *Baggrundsnotat om strategiske reserver.* København : Energikommissionen, 2016.

FIGURLISTE

FIGUR 1 FIGUREN VISER TO SITUATIONER. TIL VENSTRE SES EN SITUATION, HVOR PRODUCENT E ER BLEVET DET DYRESTE VÆRK, DER FÅR LOV AT PRODUCERE. VÆRKERNE A, B, C OG D HAR HHV. DÆKNINGSBIDRAG A+, B+, C+ OG D+ TIL AT DÆKKE DERES LANGSIGTEDE MARGINALOMKOSTNINGER. I SITUATIONEN TIL HØJRE ER E STADIG DET DYRESTE VÆRK, MEN DA VÆRK A OG B IKKE LÆNGERE ER TIL RÅDIGHED, SÅ ER PRISEN STEGET MARKANT, MENS DEN LEVEREDE ENERGIMÆNGDE ER FALDET. VÆRK E HAR NU INDTJENINGEN E+ TIL AT DÆKKE SINE LANGSIGTEDE MARGINALOMKOSTNINGER.	7
FIGUR 2 ILLUSTRATION AF FÆNOMENET 'MISSING MONEY'	10
FIGUR 3 ØKONOMIEN I AT INVESTERE I LANDVINDMØLLER BASERET PÅ OPGØRELSE AF PRODUKTION OG OMKOSTNINGER FOR LANDVIND I TEKNOLOGIKATALOGET. TIL VENSTRE SES INVESTERINGEN BASERET PÅ ENERGISTYRELSENS BASISFREMSKRIVNING, SOM DEN SÅ UD I 2008 OG TIL HØJRE SES DEN FAKTISK REALISEREDE PROJEKTØKONOMI. FIGURKILDE: ESP CONSULTING	15
FIGUR 4 STATUS PÅ KAPACITETSMEKANISMER I EUROPA I 2013. FIGURKILDE: (35) PÅ BAGGRUND AF DATA FRA EUROPÆISKE NATIONAL REGULATORY AUTHORITIES	17
FIGUR 5 OVERSIGT OVER KAPACITETSMEKANISMER GODKENDT AF EUROPA KOMMISSIONEN PER 7. FEBRUAR 2018	18
FIGUR 6 BELASTNINGSKURVE FOR TRADITIONELLE, BRÆNDSLSBASEREDE PRODUKTIONSENHEDER I ET ELSYSTEM UDEN STORE MÆNGDER FLUKTUERENDE ELPRODUKTION (TIL VENSTRE) OG MED EN STØRRE MÆNGDE FLUKTUERENDE ELPRODUKTION (TIL HØJRE)	21
FIGUR 7 OVERSIGT OVER DE PRIMÆRE KRAV OG MÅL FOR ELFORSYNINGEN I DANMARK	23
FIGUR 8 ET UDVALG AF REAKTIONER, SOM STØTTE TIL STORE MÆNGDER FLUKTUERENDE PRODUKTION KAN MEDFØRE PÅ VEJEN MOD DEN LANGSIGTEDE LIGEVÆGT	24
FIGUR 9 KORRELATIONKOEFFICIENTEN FOR VINDPRODUKTION MELLEM LANDEPAR SOM FUNKTION AF AFSTANDEN MELLEM DEM. PUNKTERNES STØRRELSE ER RELATERET TIL LANDEPARRENS SAMLEDE VINDKRAFTKAPACITET. BILLEDKILDE: (46). ORIGINALFIGUREN ER TILFØJET FARVEDE CIRKLER FOR AT FREMHÆVE DE DATAPUNKTER, DER DISKUTERES I TEKSTEN.	25
FIGUR 10 SAMMENSÆTNING AF ELPRISEN FOR EN PRIVAT FORBRUGER MED ABONNEMENT HOS ENIG (50).....	26
FIGUR 11 FOKUSOMRÅDER FOR RAPPORTENS ANALYSEAFSNIT	28
FIGUR 12 MODELLENS GRUNDOPBYGNING	31
FIGUR 13 MODELLENS INDLEDENDE PORTEFØLJE FORDELT PÅ ENERGIKILDER I ÅR 2017	33
FIGUR 14 UDVIKLINGEN I FORBRUGET ÅR FOR ÅR BASERET PÅ ENERGINET'S ANALYSEFORUDSÆTNINGER 2017 FRA 2017-2040 OG DEREFTER ESTIMERET	36
FIGUR 15 TIL VENSTRE SES PRINCIPPET MED PRIORITERINGEN AF SELSKABSØKONOMI PÅ KORT SIGT OG SAMFUNDSØKONOMI PÅ LANGT SIGT. TIL HØJRE ER VIST ET EKSEMPEL PÅ ET UDBYGNINGSFORLØB FOR EN TEKNOLOGI. FIGURKILDE: ENERGINET (56)	37
FIGUR 16 ET UDSNIT AF VARMEFORDELINGSPROFILEN ANVENDT I MODELLEN	38
FIGUR 17 LADEPROFIL FOR ELBILER ANVENDT I MODELLEN	39
FIGUR 18 FLOWDIAGRAM OVER MODELLENS LUKKE-LOOP	40
FIGUR 19 FLOWDIAGRAM OVER MODELLENS INVESTERINGSMODUL, INVESTERINGSSTRATEGI 3	41
FIGUR 20 MODELLENS INVESTERINGSSTRATEGIER	42
FIGUR 21 UDVIKLINGEN I MODELLENS INVESTERINGER, HVIS DER IKKE INDFØRES NOGEN GRÆNSE FOR FORVENTNINGEN TIL ANTALLET AF TIMER, HVOR PRISLOFTET RAMMES FREM I TIDEN.....	43
FIGUR 22 KONSEKVENSEN AF FASTSÆTTELSE AF EN GRÆNSE FOR DET FORVENTEDE ANTAL AF TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD I MODELLENS INVESTERINGSMODUL	44
FIGUR 23 FAKTISKE ELPRISER I DK2 I 2017 SAMMENHOLDT MED DE ELPRISER, SOM VAR RESULTATET AF MODELLENS SIMULERING AF ÅR 2017. PRISER UNDER 0 ER IKKE VIST AFBILLEDET PÅ FIGUREN MED ER MEDTAGET I DATAGRUNDLAGET.....	46
FIGUR 24 ANTALLET AF TIMER HVOR PRISLOFTET RAMMES I DRIFTSSIMULERINGEN FOR TRE SCENARIER MED FØRSKELLIGE FORVENTNING TIL DET MAKSIMALE ANTAL GANGE PRISLOFTET RAMMES I INVESTERINGSMODULET.	48
FIGUR 25 ANTAL TIMER HVOR PRISLOFTET RAMMES I DRIFTSSIMULERINGEN I SCENARIER MED FØRSKELLIG ANLÆGSSTØRRELSE FOR NYINVESTERINGER	49
FIGUR 26 ANTAL TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD FRA TO SIMULERINGER MED FØRSKELLIGE KRAV TIL DEN INTERNE RENTE	51

FIGUR 27 ANTAL TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD FRA TO SIMULERINGER MED FORSKELLIGE KRAV TIL TILBAGEBETALINGSTIDEN	52
FIGUR 28 VINDANDEL I PROCENT AF DEN SAMLEDE INSTALLEREDE KAPACITET FOR TRE SCENARIE	54
FIGUR 29 RESULTATER FRA SIMULERING AF SCENARIER MED FORSKELLIG ANDEL VIND. TIL VENSTRE ER DEN GENNEMSITLIGE MÆNGDE AF UTILSTRÆKKELIG EFFEKT OG TIL HØJRE ER DEN GENNEMSITLIGE ELPRIS. I BILAG B HAR SCENARIERNE HHV. ID8, ID9 OG ID10.....	54
FIGUR 30 VARIGHEDSKURVE OVER ELPRISEN I TO SCENARIER MED OVER HHV. 30 OG 40 PROCENT VINDANDEL AF DEN SAMLEDE INSTALLEREDE KAPACITET (ID9 OG ID10). RESULTATERNE ER FOR ÅR 2028.....	55
FIGUR 31 UDVIKLINGEN I VINDANDEL SOM PROCENT AF DEN SAMLEDE INSTALLEREDE PRODUKTIONSKAPACITET FOR TO SCENARIER; ÉT HVOR DE EKSISTERENDE VINDMØLLEPARKER FASTHOLDEN I MARKEDET OG ÉT HVOR DER OGSÅ TILFØJES EN NY VINDMØLLEPARK MED FØRSTE PRODUKTIONSÅR I 2025.	56
FIGUR 32 ANDEL NY KAPACITET MED FØRSTE DRIFTSÅR I ÅRET TILHØRENDE DATAPUNKTET FOR TO SCENARIER MED OG UDEN ETABLERINGEN AF EN NY STATSSTØTTET VINDMØLLEPARK	56
FIGUR 33 UDVIKLINGEN I DEN ÅRLIGE MÆNGDE UTILSTRÆKKELIG EFFEKT FOR TO SCENARIER, HVOR FORSKELLEN ER ETABLERINGEN AF EN STATSSTØTTET VINDMØLLEPARK I 2025.....	57
FIGUR 34 VINDINDEKS FOR ENGLAND OG DANMARK I JANUAR 2017.....	58
FIGUR 35 ANTAL TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD FRA TO SIMULERINGER HVOR EN VINDMØLLEPARK BLEV ETABLERET I MED HHV. DANSK OG ENGELSK VINDPROFIL.	58
FIGUR 36 DEN FORVENTEDE PROCENTVISE STIGNING I ELFORBRUGET TIL ELBILER SET 12 ÅR FREM I TIDEN FRA HVERT ÅR. DATAPUNKTET FOR ÅR 2017 BESKRIVER SÅLEDES DEN FORVENTEDE PROCENTVISE STIGNING I PERIODEN 2018 TIL 2029.....	60
FIGUR 37 UDVIKLINGEN I ANTALLET AF TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD FOR TO SCENARIER MED FORSKELLIG FORVENTNING TIL FREMTIDENS FORBRUG AF STRØM TIL ELBILER	61
FIGUR 38 TIMER MED EFFEKT MANGEL, HVOR PRISLOFTET RAMMES FRA ANALYSEN AF EFFEKTEN AF IMPLEMENTERING AF AFBRYDELIGT FORBRUG.....	62

TABELOVERSIGT

TABEL 1 GENNEMSITLIG PROCENTDEL AF DEN INSTALLEREDE TRANSMISSIONSKAPACITET, DER HAR VÆRET TILGÆNGELIG MELLEM BUDOMRÅDER FORBUNDET TIL BUDOMRÅDER I DANMARK. TALLENE ER REGNET UD FRA ET UDTRÆK FRA ENERGINETS MARKEDSDATAPORTAL.	11
TABEL 2 ARGUMENTER FOR INDFØRELSEN AF KAPACITETSMEKANISMER GODKENDT I FEBRUAR 2018 AF EUROPA-KOMMISSIONEN. (37) 19	
TABEL 3 TRANSMISSIONSFORBINDELSER MELLEM PRISOMRÅDE DK2 OG TILSTØDENDE PRISOMRÅDER	32
TABEL 4 RESULTATER AFHÆNGIGT AF ANTAL FORVENTEDE TIMER MED EFFEKTUNDERSKUD	49
TABEL 5 ÅRLIGE GENNEMSITSVÆRDIER FOR UDVALGTE PARAMETRE FOR SIMULERINGER MED TO FORSKELLIGE KRAV TIL INVESTERINGERS INTERNE RENTE	50
TABEL 6 RESULTATER FRA FØLSOMHEDSANALYSEN, MAKSIMAL TILBAGEBETALINGSTID	51
TABEL 7 DEN FORVENTEDE MÆNGDE INSTALLERET ELPRODUKTIONSKAPACITET I DANMARK, TYSKLAND, SVERIGE OG ENGLAND I 2040 I TYNDP-SCENARIET GLOBAL CLIMATE ACTION (62)	53
TABEL 8 UDVALGTE RESULTATER FOR SIMULERINGER MED EN NY VINDMØLLEPARK ETABLERET MED HHV. DANSK OG ENGELSK VINDPROFIL. VINDMØLLEPARKEN HAVDE FØRSTE DRIFTSÅR I 2025, OG DE VISTE RESULTATER ER FOR PERIODEN 2025-2032.....	59
TABEL 9 UDVALGTE RESULTATER FRA ANALYSEN, HVOR DER IMPLEMENTERES AFBRYDELIGT FORBRUG.....	62

16. Bilag

A. ANVENDELSE AF MODELLEN

Modellen er vedlagt rapporten som et separat bilag, 'EnergyOnlySimulator.m'. Koden indeholder en udførlig beskrivelse af virkemåden.

Afvikling af modellen kræver MATLAB 2017 a eller b, eller nyere samt udvidelserne (1) Optimization Toolbox, (2) Parallel Computing Toolbox og (3) Financial Toolbox. Hvis Parallel Computing Toolbox ikke er til rådighed, så kan modellen afvikles uden, hvis hvert 'parfor'-loop ændres fra 'parfor' til 'for'. Der arbejdes således ikke længere på flere af computerens kerner og længere afviklingstid må forventes.

Afviklingstiden afhænger meget af den anvendte computer. Som reference, så kan en 6 år gammel bærbar med Intel Core i7 og 4 GB ram afvikle modellen på godt en time, når der anvendes parallel computing og 5 investeringsmuligheder. Modellen arbejder med meget store arrays og udregner værdier time for time for alle produktionsanlæg, hvorfor den anvendte computer må have tilstrækkeligt med RAM og sidehukommelse (paging) til rådighed. Dette kan kontrolleres ved at åbne MATLAB og skrive 'memory'. Den ledige plads til arrays skal være omkring 20 GB. Vær opmærksom på, at den brugte RAM først frigives ved genstat af MATLAB, hvorfor det er en god idé at genstarte programmet efter hver større simulering.

Den udviklede matlab-baserede model er vedlagt rapporten som et separat bilag. Der anvendes to Excel-filer som input med data om hhv. den indledende anlægsportefølje, timeprofiler for brug, vind-og solproduktion samt den årlige udvikling i forbrug og brændselspriser. Filerne er vedlagt rapporten som to separate bilag, 'Analyseinput.xlsx' og 'Forbrug_og_Timeprofiler.xlsx'.

Den indledende anlægsportefølje findes i 'Analyseinput.xlsx' i fanen 'EksisterendeAnlaeg'.

Resultatbehandling

Til Matlab-modellen er der udviklet et separat Matlab-program til udskrivning af resultaterne til Excel, 'UdskrivResultater.m', og en tilhørende Excel-skabelon, 'Resultatbehandling_Skabelon.xlsx'. Følg følgende procedure for at udskrive resultaterne:

1. Lav en kopi af 'Resultatbehandling_Skabelon.xlsx'
2. Omdøb kopien til eksempelvis 'Simulering1_Resultater.xlsx'
3. Åben Matlab
4. Konfigurer og kørs simuleringen
5. Åben 'UdskrivResultater.m'
6. I linje 4 udskiftes filnavnet med det nye filnavn fra punkt 2
7. Åben det workspace, hvor resultaterne fra simuleringen er gemt
8. Kørs programmet 'UdskrivResultater.m'
9. Åben nu Excel-filen med resultater i Excel

Resultaterne bliver udskrevet til en excel-fil. Fanen 'Anlæg' har samme data som for eksisterende anlæg i analyseinputtet og derefter data for alle nyinvesteringer. Kolonneindholdet svarer til det, som er i 'Analyse-input.xlsx'.

B. SIMULERINGSRESULTATER

I bilaget 'Simuleringsoversigt_og_Analysedata.xlsx' findes en oversigt over de forskellige simuleringer. Filen indeholder en fane for hver separat analyse og baggrundsdata for de viste figurer og tabeller.

Rådata fra simuleringerne findes i separate filer hvis filnavn matcher med simuleringsoversigten.

C. BEREGNINGER FOR LAVESTE ANTAL TIMER MED PRISLOFT FOR ET KONDENSVÆRK

Bilaget findes som en Excel-fil med filnavnet 'IRR_Beregning.xlsx'

Nutidsværdiberegning ved fast intern rente for et gasdrevet kondensværk bygget i 2017.

Målet er at finde antallet af timer med prisloftpris, hvor et anlæg akkurat er en god investering, såfremt det er det dyreste tilgængelige anlæg, og der for kun har en indtægt i de timer, hvor prisloftet rammes.