



AALBORG UNIVERSITET



En undersøgelse af den langsigtede udvikling i spotprisen på elektricitet i Danmark



AALBORG UNIVERSITET

AALBORG UNIVERSITET
SAMFUNDSØKONOMI
SPECIALEAFHANDLING
10. SEMESTER

ANTAL ANSLAG: 108.012
ANTAL SIDER: 70

5. AUGUST 2019

SKREVET AF BEATHE SKOU

VEJLEDER:
LASSE BORK

ABSTRACT

As the focus on climate change has increased, so has the amount of renewable energy in Europe. The Danish goal is to become independent of fossil fuels by having renewable energy cover the total Danish energy consumption by 2050. In Denmark the primary source of renewable energy is wind, which is expected to bring along some challenges as it is stochastic and has a near zero marginal cost.

The purpose of this report is therefore to explore how the electricity spot price in Denmark is expected to develop on long term.

To answer this, it is first described how the electricity market works and how the spot price every day is set by the supply and demand. This is followed by an explanation of how the Unit Commitment problem is used to forecast the electricity price on long term, by simulating the entire power system. The Danish TSO, Energinet, has made their own model based on Unit Commitment, which they have used to forecast the power market between the years 2020 and 2040. This forecast is used as the foundation for an analysis of how the spot price in Denmark is expected to develop by examining Energinet's prerequisite and results and comparing this to existing research in the field.

The result of the analysis show that there are a lot of uncertainties about the Danish supply and demand in the future as a lot of changes are expected, where it is difficult to estimate the effect. Additionally, Denmark is expecting more interconnectors in the future, which makes it possible to flow more power between the surrounding countries. This increases the need for examining the Danish spot prices as a part of a European power system, as the surrounding markets are expected to have an impact on the Danish market and prices.

Due to these factors it is therefore concluded that there are too many uncertainties about the future to provide a realistic forecast of the electricity price in the long term.

Indholdsfortegnelse

1. Indledning	1
1.1 Vedvarende energi i Danmark	2
1.1.1 Udfordringer ved vedvarende energi	3
1.2 Spotpriser på elektricitet.....	4
1.3 Problemformulering	5
1.4 Afgrænsning.....	5
1.5 Begrebsafklaring	7
2. Metode	8
2.1 Videnskabsteori.....	8
2.1.1 Paradigme	8
2.1.2 Metodologi	10
2.2 Projektdesign.....	10
2.3 Indsamling af Empiri.....	11
2.3.1 Validitet og Reliabilitet	13
3. Teori bag markedet for elektricitet	14
3.1 Efterspørgslen på elektricitet på kort sigt.....	14
3.2 Efterspørgslen på elektricitet på lang sigt	15
3.3 Udbuddet og stackmodellen.....	16
3.4 Fastsættelse af spotprisen.....	18
3.5 Støtte til vedvarende energi	19
4. Unit Commitment problem.....	20
4.1 Formulering af Unit Commitment problemet	21
4.2 Restriktioner for Unit Commitment	23
4.3 Unit Commitment i det danske elsystem.....	23
5. Empirisk data for spotpriserne på elektricitet	25
5.1 Historiske spotpriser i Danmark.....	25
5.2 Energinets forecast af langsigtede spotpriser	26
5.2.1 SIFRE	26
5.2.2 Forecast af spotpris.....	26
5.2.3 Antagelser bag Energinets forecast	27
6. Analyse af den langsigtede udvikling i spotprisen	36

6.1 Hvor god er Energinets forecast-model?.....	36
6.2 Historiske prisudvikling	38
6.3 Ændringen i efterspørgslen.....	39
6.3.1 Udviklingen i elforbruget til datacentre	39
6.3.2 Udviklingen i elforbruget til transport	41
6.3.3 Priselasticitet for efterspørgslen på elektricitet	41
6.4 Ændringer i stackmodellen	43
6.4.1 Kraftværkskapacitet og biobrændsel	43
6.4.2 Vind og solkapacitet.....	45
6.4.3 Udlandsforbindelser	48
6.5 Andre forecasts af spotprisen	52
6.5.1 Statnett forecast af spotprisen	52
6.5.2 Sammenligning af spotpris forecast	54
7. Diskussion	54
7.1 Usikkerhed i spotprisens ændring på lang sigt.....	55
7.2 Vedvarende energi og stigning i elpriserne på lang sigt?	56
8. Konklusion	58
9. Perspektivering	59
10. Bilag.....	60
10.1 Forskel i Energinets forecastede spotpris og den faktiske spotpris	60
10.2 Procentvise stigning i Energinets forventede spotpris	61
11. Litteraturliste	62

1. Indledning

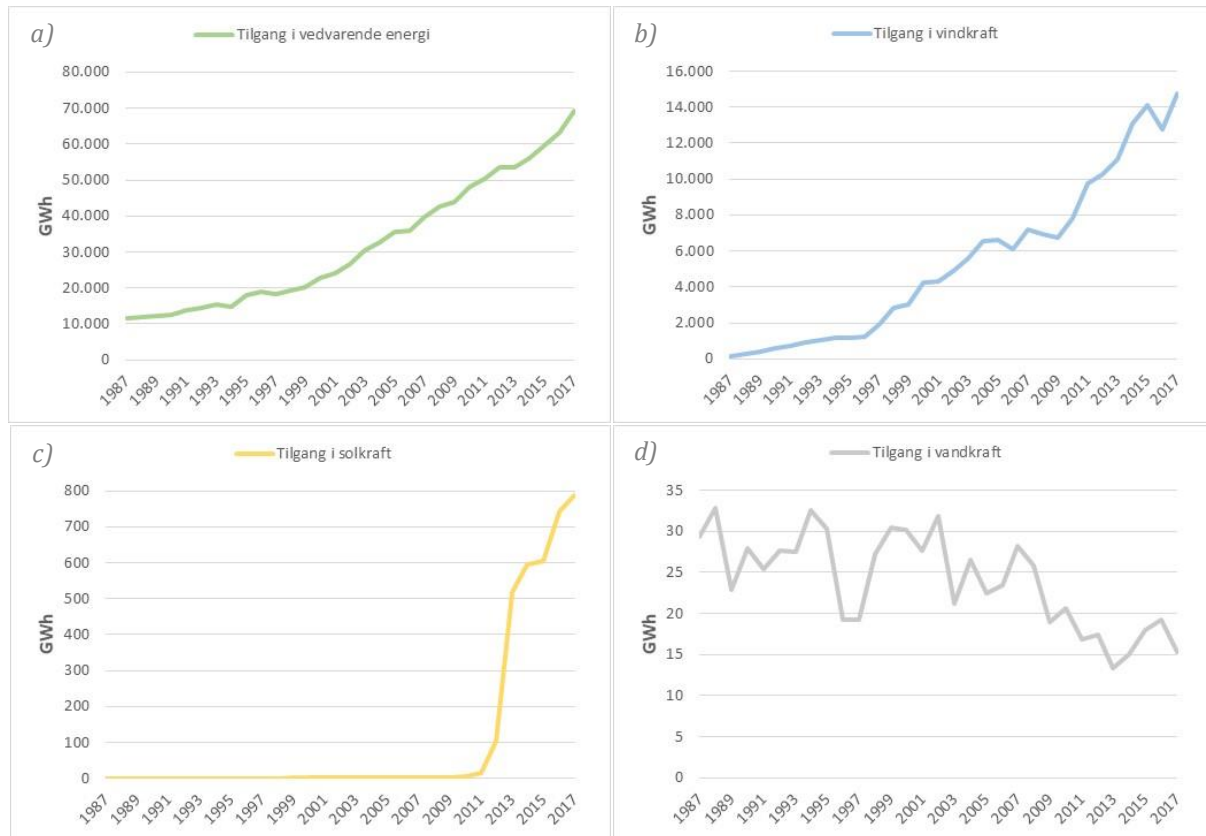
Drivhuseffekten og den stigende opmærksomhed på klimaforandringer har gjort, at der globalt set er kommet mere fokus på CO₂-udslip og fossile brændsler som energikilder (International Energy Agency, 2018). EUs vigtigste mål i forhold til klimaindsatsen er derfor at skære i udledningen af drivhusgasser, at øge mængden af energi, der stammer fra vedvarende energikilder, samt at øge energieffektiviteten (European Commission, u.d.). Danmarks regering har i den forbindelse besluttet at gøre en større indsats for at blive mere grønne ved at udfase fossile brændsler, reducere udledning af drivhusgasser og benytte mere vedvarende energi. Regeringens ambition er, at vedvarende energi skal dække halvdelen af danskernes energiforbrug i 2030 og hele energiforbruget i 2050, for at gøre Danmark uafhængig af fossile brændsler. (International Energy Agency, 2018)

Yderligere er målet, at kul skal være helt udfaset af elproduktionen frem mod 2030 (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2018a). Over de seneste 10 år er genereringen af elektricitet skiftet fra at bestå af kulkraftværker til i højere grad at bestå af vind- og bioenergi. Dette har gjort, at vedvarende energi i 2016 udgjorde 56 pct. af genereringen af elektricitet i Danmark. I Danmark er vindenergi den mest udbredte form for vedvarende energi, da det er den mest konkurrencedygtige taget omkostninger og de danske forhold i betragtning. (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2016)

Vedvarende energi har den fordel, at det ikke skader klimaet og er vedvarende. At det er vedvarende, giver den økonomiske fordel, at marginalomkostningerne ved at producere elektricitet næsten er nul, som er med til at gøre dem mere konkurrencedygtige. (Foster, et al., 2017) Denne lave marginalomkostning er dog også med til at skabe et paradoks omkring, hvad der kommer til at ske med spotpriserne på elektricitet, i takt med at vedvarende energi kommer til at udgøre en stadig større del af genereringen af elektricitet.

1.1 Vedvarende energi i Danmark

I Danmark er der siden slutningen af 1980'erne sket en tilgang i vedvarende energi. Tilgang skal forstås som mængden af energi, der genereres fra en vedvarende energikilde (Pedersen, 2018). Der er de seneste år særligt sket en stigning i tilgangen af vind- og solkraft, som ses i nedenstående figur 1.1.b og 1.1.c (Danmarks Statistik, 2018).



Figur 1.1 - Tilgangen af vedvarende energi i Danmark i perioden år 1989 til år 2017. a) Den samlede tilgang i vedvarende energi. b) Den samlede tilgang af vindkraft. c) Den samlede tilgang af solkraft. d) Den samlede tilgang af vandkraft. Kilde: Egen fremstilling med data fra Danmarks Statistik (2018)

Ud fra figur 1.1 ses det, at det i Danmark er vindkraft, der udgør størstedelen af tilgangen i varierende vedvarende energi; se begrebsafklaring afsnit 1.5. Over de sidste 20 år er tilgangen i vindkraft steget fra omkring 2.000 GWh til mere end 14.500 GWh. Tilgangen i solkraft er også steget, men først mere nyligt, hvor der er oplevet en stigende vækst fra under 1 GWh i år 1999 til 789 GWh i år 2017, som vist i figur 1.1c. På trods af denne vækst, udgør tilgangen af solkraft stadig en lille del af den samlede tilgang i vedvarende energi. Dog ses det, at vandkraft udgør en mindre del af tilgangen i vedvarende energi, hvor tilgangen i år 2017 var på 15 GWh, som ses i figur 1.1d. (Danmarks Statistik, 2018)

Selv om mængden af varierende vedvarende energi er steget, kan det anes ud fra figur 1.1, at det er en ustabil energikilde, hvor genereringen afhænger af vinden, solen og nedbøren. Dermed kan genereringen af elektricitet ændre sig fra det ene år til det næste, uden det skyldes, at der tilføjes eller fjernes genereringsenheder til systemet. De største absolutte variationer ses for vindkraft, da den udgør den største andel af vedvarende energi, hvor der blandt andet fra år 2015 til 2016 ses et fald i tilgangen fra 14 GWh til 12.8 GWh. Dog er det mere tydeligt at se variationerne for vandkraft, som varierer procentvis mere i forhold til sin respektive størrelse.

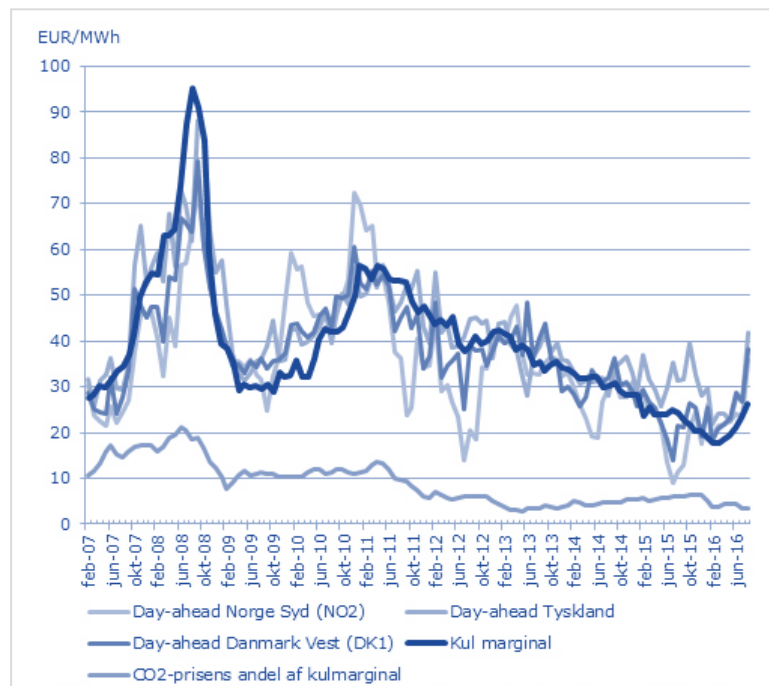
I alt udgjorde vedvarende energi 56 pct. af den samlede generering af elektricitet i år 2015, hvoraf 41,8 pct. stammede fra vindkraft og 11 pct. fra biomasse. Kun 1,8 pct. af den genererede elektricitet kom fra solcelleanlæg, hvilket er noget mindre end fra vindmøller, da solenergi i højere grad benyttes til fjernvarme, ved at lade solens stråler opvarme vand. (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2016) Genereringen af elektricitet, der stammer fra vindkraft, steg i år 2017, så det var 43,4 pct. af den samlede generering af elektricitet (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2018b). Regeringens ambition er dog, som tidligere nævnt, at blive uafhængig af fossile brændsler i 2050, hvorfor 100 pct. af elektricitetsforbruget skal dækkes af vedvarende energi på sigt.

1.1.1 Udfordringer ved vedvarende energi

Vedvarende energi har været, og er fortsat, med til at skabe udsving i spotpriserne fra dag til dag. Dette sker, da vind- og solkraft skaber en større usikkerhed omkring udbuddet af elektricitet (Nowotarski & Weron, 2017). Ifølge Energinet kan de store mængder vind- og solenergi give væsentlige udfordringer (2018). Derfor er det nødvendigt at indpasse de større mængder vedvarende energi i et mere fleksibelt elsystem, for at sikre den høje elforsyningssikkerhed, som er sandsynligheden for, at der er elektricitet til rådighed for alle forbrugere, når de efterspørger den (Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 2018a).

1.2 Spotpriser på elektricitet

Den generelle tendens for spotpriserne på elektricitet, er at den følger kulmarginalen, som er driftsomkostningen ved at producere en ekstra mængde elektricitet på et kulkraftværk. Dette ses blandt andet i nedenstående figur 1.2, som viser spotpriserne for elektricitet i Norge Syd (NO2), Tyskland (DE) og Danmark Vest (DK1) samt kulmarginalen fra februar 2007 og frem til juni 2016. (Energinet, 2016)



Figur 1.2 - Den historiske udvikling i spotpriser for elektricitet for henholdsvis Norge, Tyskland og Vestdanmark samt kulmarginalen og CO₂-prisens andel af kulmarginalen i perioden februar 2007 til juni 2016.

Kilde: Energinet (2016)

Selv om kulmarginalen har en effekt på spotpriserne for elektricitet, bliver Danmarks spotpriser i høj grad også påvirket af de omkringliggende lande. Danmark ligger placeret mellem de andre nordiske lande, der har et vandbaseret elsystem¹, og Centraleuropa, som har et termisk elsystem². Danmarks placering er dermed imellem et lavprisområde, i form af norden, og et højprisområde, i form af Centraleuropa. Grundet stærke transmissionsforbindelser mellem Danmark og udlandet, flyttes elektriciteten ofte fra norden og syd på igennem Danmark, hvilket dermed påvirker den danske spotpris. (Energistyrelsen, 2015)

¹ Et vandbaseret elsystem opstiller turbiner og lader vand løbe igennem disse fra højere højder til lavere højder.

² Et termisk elsystem benytter opvarmet vand til at skabe damp, der så driver turbiner, som genererer elektricitet.

1.3 Problemformulering

Danmark er i dag anerkendt som en global leder inden for integration af vedvarende energi (International Energy Agency, 2018), og har derfor stort fokus på, at forbruget af elektricitet stammer fra vedvarende energi. Tidligere energi-, forsynings og klimaminister Lars Christian Lilleholt (V) har blandt andet udtalt, at han drømmer om, at den sorte energi, som olie og kul, snart kan gå på pension, alt sammen for at mindske CO₂-udslippet og for at opnå det danske miljø- og klimamål (Ritzau, 2018).

Historisk set har spotprisen på elektricitet fulgt kulmarginalen (Energinet, 2016). Hvis generering af elektricitet fra kul og olie forventes at blive erstattet af vedvarende energikilder på sigt, er det interessant at undersøge, hvordan spotprisen på elektricitet i så fald kommer til at udvikle sig. Der er ikke samme omkostninger forbundet med generering af elektricitet fra vedvarende energikilder, som derfor anses for at have en marginalomkostning på næsten nul. Hvis dette er tilfældet burde spotprisen bevæge sig mod nul i takt med at vedvarende energi kommer til at udgøre en større del af udbuddet på elektricitet (Rifkin, 2015). Dog ser blandt andre Blazquez et al. et paradoks opstå ved, at der kommer mere vedvarende energi, og mener, at den kan blive offer for sin egen succes (Blazquez, Fuentes-Bracamontes, Bollino, & Nezamuddin, 2017).

Dette projekt vil derfor undersøge følgende:

Hvordan forventes spotprisen på elektricitet at udvikle sig i Danmark på lang sigt?

1.4 Afgrænsning

For at specificere dette projekts fokus har det været nødvendigt at afgrænse i forhold den benyttede metode til at forecaste elspotpriser på lang sigt, da der er flere forskellige. De fleste metoder til forecasting af *energy planning models* kan inddeles i tre forskellige kategorier; statistisk, computational intelligence (CI) og matematisk programmering. Heraf anses de statistiske metoder for at være mindst egnet til at forecaste energimarkedet, herunder efterspørgsel og priser på elektricitet, på mellem og lang sigt. (Debnath & Mourshed, 2018)

Statistiske- og CI-metoder har den fordel, at de kræver mindre omfattende viden om hvordan elmarkedet fungerer, end den matematiske metode, da begge metoder benytter historisk data omkring blandt andet priser, vejret, produktionsnedbrud og forbrug til at forecaste (Hong, 2014). For statistiske-metoder betyder dette, at den valgte metode bruger historisk data til at estimere en model, der så benyttes til at forecaste priserne for fremtiden. Dette kan gøres på kort sigt, hvor spotprisen i høj grad er drevet af vejret og tendenser i forbruget. På langt sigt er spotprisen i højere grad drevet af ændringer i markedet, som for eksempel tilgang af nyt forbrug, tilgang af vedvarende energi, lukning af kraftværker og teknologisk udvikling. Disse ændringer kan skabe interventioner, der resulterer i en respons i spotprisen på elektricitet, som kan medføre, at den oprindeligt estimerede model bliver utilstrækkelig, i takt med at der forecastes længere og længere frem i tiden. På baggrund af dette er statistiske metoder fravalgt til at forecaste spotpriserne på lang sigt, men i stedet er matematisk programmering, i form af optimering, valgt.

Matematisk optimering forsøger at finde den optimale løsning på et problem ved at simulere elmarkedet. For at kunne simulere elmarkedet kræves det, at der opstilles en matematisk model af elmarkedet, forbrugsforecast, information om nedbrud og bud fra markedsdeltagerne. Dette kræver specialiseret viden om, hvordan markedet fungerer samt store mængder data, hvilket kræver mere avanceret software og computerkraft at kunne køre. Yderligere er selve forecastet afhængig af kvaliteten af den data der benyttes, hvorfor et præcist forecast kræver præcist data, som kan være svært at skaffe. (Hong, 2014)

Valget af matematisk optimering gør, at der afgrænses fra at undersøge de mange forskellige løsningsmuligheder, der er på optimeringsproblemet. Dette gøres, da problemet ikke løses på egen hånd i projektet, hvorfor det ikke anses for at ville bidrage til besvarelsen af problemformuleringen.

1.5 Begrebsafklaring

For at kunne besvare problemformuleringen er det nødvendigt at definere begreberne lang sigt samt spotprisen i Danmark. Ydermere, da dette projekt omhandler elmarkedet, er der nogle fagtermer, som defineres for at hjælpe læseren igennem projektet.

Lang sigt

Blandt forskere er der delte meninger om, hvad lang sigt defineres som. Soliman og Al-Kandari skriver, at forecasting af lang sigt er op til 50 år frem i tiden, så udvidelsesplanlægning kan gøres lettere (2010). Dog mener Khuntia, Rueda og van der Meiden, at lang sigt er mere end et år og op til 10 til 20 år frem (2016). Lang sigt vil i dette projekt defineres som værende 15 til 20 år frem i tiden, da det inden for elmarkedet bruges til planlægning af elnettet, men samtidig ikke anses at være realistisk at gøre længere frem i tiden grundet den teknologiske udviklende.

Spotprisen i Danmark

Spotprisen på elektricitet i Danmark fastsættes ud fra udbuddet og efterspørgslen. På elmarkedet er Danmark opdelt i to prisområder; Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), som ikke nødvendigvis har den samme spotpris. Dermed skelnes der mellem spotprisen i Vestdanmark og Østdanmark. Spotprisen i Danmark betegnes derfor som værende gennemsnittet af de to områders spotpriser.

Generering af elektricitet

For genereringen af elektricitet vil der omskifteligt bruges termen *generering af elektricitet* og *elproduktion*.

Systemansvarlige (TSO)

Den systemansvarlige virksomhed er ansvarlig for den overordnet stabilitet i nettet. Denne virksomhed skal sikre at aftalte grænser overholdes for import, eksport, frekvent og spænding. (Energinet, 2017c)

Transmissionsforbindelser og transmissionskapacitet

For at kunne flytte elektricitet imellem to områder er det nødvendigt at have et kabel, der forbinder dem. Dette kabel betegnes også som en transmissionsforbindelse. Transmissionskapaciteten angiver transmissionsforbindelsens kapacitet, og dermed hvor stor en mængde elektricitet, der kan flyttes imellem to områder pr. time.

Vedvarende energi

Vedvarende energi defineres som energikilder, der kontinuerligt genopbygges af naturen herunder sol-, vind-, vand-, geotermisk- og tidevandsenergi samt biomasse (Ellabban, Abu-Rub, & Blaabjerg, 2014).

Der vil differentieres mellem vedvarende energi og varierende vedvarende energi, hvor varierende vedvarende energi kun anses for at være sol-, vind- og vandkraft, da disse er stokastiske af natur.

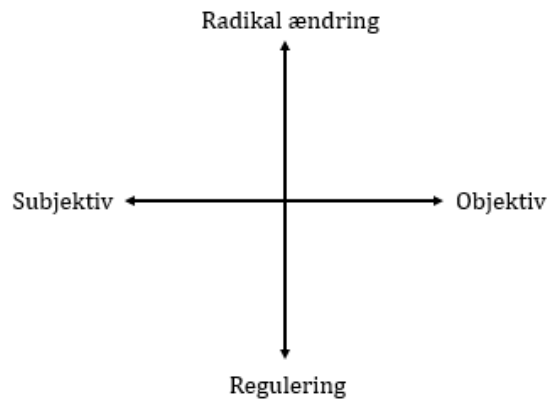
2. Metode

I det følgende afsnit vil de metodiske overvejelser blive præsenteret, herunder videnskabsteori, projektdesign og empiriindsamling. Metoden har til formål, at guide læseren ved at fastlægge de ydre rammer for projektet.

2.1 Videnskabsteori

2.1.1 Paradigme

Til at forklare de videnskabsteoretiske overvejelser omkring projektet, tages der udgangspunkt i Burrell & Morgan (1979), som opdeler måden at anskue verden på ud fra to dimensioner i et klassifikationssystem. Den horisontale dimension anskues med modpolerne subjektivism og objektivism, hvor den vertikale dimension anskues med modpolerne radikal ændring og regulering.



*Figur 2.1 - De fire paradigmer
Kilde: Egen fremstilling og oversætning fra Burrell
& Morgan (1979).*

Ved den objektive pol anskues verden uafhængigt af undersøgeren, og undersøgeren forholder sig derfor objektivt til, hvad der kan observeres og konstateres. Dette ses som modpol til den subjektive pol, hvor undersøgeren ser virkeligheden i sammenhæng med sine egne erkendelser, og undersøgelsen vil derfor have en individuel karakter. (Burrell & Morgan, 1979)

Ved radikal ændring anses verden som noget, der bør ændres, og undersøgeren ser muligheder frem for at acceptere, at verden er, som den er. Dette er modpol til regulering, hvor verden anses som værende stabil, og undersøgeren forsøger at forklare, hvorfor verden holder sammen og fungerer, som den er status quo. Disse to dimensioner danner rammen for fire paradigmer; radikal humanisme, radial strukturalisme, fortolkende og funktionalisme. (Burrell & Morgan, 1979)

På den horisontale akse vil dette projekt som udgangspunkt være mod den objektive pol, da genstandsfeltet opererer inden for det samfundsøkonomiske- og herunder makroøkonomiske perspektiv. Her vurderes data kvantitativt samt uafhængigt af undersøgeren for at bevare objektiviteten og dermed ikke fordreje verden eller være holdningsbestemt. Der tages dog højde for, at hele genstandsfeltet ikke altid kan ses helt objektivt i projektet, da der kan forekomme subjektive fortolkninger fra undersøgerens side. På den vertikale akse vil dette projekt være mod den regulerende pol, da der ikke forsøges at ændre på verden, men i stedet forsøges at forklare, hvad der sker, og hvorfor den er, som den er. Dette gøres, da formålet er at finde forklaringer på, hvordan spotprisen agerer på lang sigt, samt hvorfor dette er tilfældet. Samlet set anses projektet derfor for at operere inden for det funktionalistiske paradigme, men imod midten.

2.1.2 Metodologi

Metodologi er de værktøjer og fremgangsmåder, der benyttes til at undersøge og opnå viden. Inden for metodologi er der to modpoler; den ideografiske metodologi og den nomotetiske metodologi. Den ideografiske metodologi er baseret på det syn, at verden kun kan forstås ved at opnå førstehåndsviden. Der er dermed fokus på at komme tæt på det, der undersøges for derigennem at opnå denne subjektive indsigt og viden. Dette er en kvalitativ undersøgelsesmetode, hvor der typisk benyttes interview eller lignende værktøjer. Den nomotetiske metodologi lægger vægt på vigtigheden i at basere forskning på systematiske metoder og teknikker. Tilgangen er derfor mere kvantitativ, hvor der fokuseres på videnskabelige og statistiske tests til at analysere den objektive data. (Burrell & Morgan, 1978)

I projektet vil den nomotetiske metodologi benyttes som udgangspunkt, da der er fokus på at opnå viden gennem en teoretisk forståelsesramme samt kvantitative tests. Projektet vil dog også bære præg af den ideografiske metodologi, da der blandt andet arbejdes med forecasting, hvor der vil være en vis subjektivitet i forhold til til- og fravalg af eksempelvis variabler og datainput.

2.2 Projektdesign

Projektet er lavet ud fra en deduktiv tilgang, da projektet tager udgangspunkt i udvalgt teori omkring udbud og efterspørgsel, for derefter at teste den for nogle konkrete observationer. Dette leder frem til en problemformulering, som handler om at undersøge og forklare, hvordan udviklingen inden for spotprisen på elektricitet kommer til at udvikle sig på lang sigt.

Den første del af teorien beskriver, hvordan markedet for elektricitet er opstillet i et liberaliseret marked, samt hvordan spotprisen på elektricitet fastsættes. Dette er relevant i forhold til hvilke variable, der påvirker spotprisen på kort og lang sigt. Efterfølgende vil det forklares, hvordan spotprisen kan forecastes på lang sigt ved hjælp af Unit Commitment, samt hvordan dette problem kan betragtes for Danmark, hvor elmarkedet er liberaliseret og en relativt stor generering af elektricitet stammer fra vedvarende energikilder.

I empiriafsnittet vil der være en gennemgang af en rapport udgivet af Energinet med deres analyseforudsætninger. Rapporten indeholder fremskrivninger af spotpriserne for Danmark på lang sigt, samt hvilke antagelser der ligger til grund herfor. Dette vil dermed danne et grundlag for en undersøgelse af, hvordan spotprisen forventes at udvikle sig på lang sigt.

Analysen vil kombinere teorien om udbud og efterspørgsel med empirien om fremskrivningerne af spotprisen, for at undersøge hvordan spotprisen kommer til at udvikle sig på lang sigt. Undersøgelsen vil baseres på de faktorer, der forventes at påvirke spotprisen i Danmark på lang sigt, som blandt andet analyseres ved hjælp af forskningsartikler.

Ud fra analysen vil det diskuteres, hvordan spotprisen kommer til at udvikle sig på baggrund af analysen, hvilket leder til en diskussion af hvilken indvirkning vedvarende energi og batterier får i fremtiden. Slutvis afrundes projektet med en konklusion, der besvarer problemformuleringen.

2.3 Indsamling af Empiri

I dette afsnit vil de metodiske overvejelser omkring empiriindsamling blive gennemgået.

Den første del af teoriafsnittet om markedet for elektricitet benytter en kombination af sekundær litteratur, herunder peer-reviewed artikler, andre akademiske tekster samt almene faglige skrifter for at sikre det holistiske billede af, hvordan det liberaliserede elmarked fungerer, hvad der påvirker spotprisen, og hvordan den fastsættes. De peer-reviewed artikler og andre akademiske tekster vil bruges til at beskrive teorien om hvilke faktorer, der påvirker spotprisen, samt hvordan udbud- og efterspørgselskurven er konstrueret. Dette gøres for at sikre videnskabelighed og kvalitet af litteraturen. De almene faglige skrifter vil bruges til at beskrive, hvordan spotprisen fastsættes.

I den anden del af teoriafsnittet om Unit Commitment er der ligeledes benyttet sekundær litteratur i form af peer-reviewed bibliografiske undersøgelser og litteraturanmeldelser, der giver et overblik over Unit Commitment problemet. Unit Commitment problemet kan løses på forskellige måder, hvorfor der er meget litteratur på området. Der er derfor valgt

nyere litteraturanmeldelser for at sikre opdateret viden på området, da vedvarende energi har en større og mere betydelig rolle i dag end tidligere.

Til at forecaste spotprisen er der benyttet litteratur i form af almene faglige artikler skrevet af en af fagets udøvere, Energinet. Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed under Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, der ejer el- og gasnettet i Danmark. Energinets primære formål er at udvikle nettet i Danmark for at kunne indpasse vedvarende energi og opretholde en høj sikkerhed for forsyningen af elektricitet (Energinet, u.d.). Da dette er deres formål, anses de for at være en pålidelig kilde i forhold til indsamling af data om elmarkedet i Danmark, herunder blandt andet forbrugs- og produktionsdata. Ydermere har Energinet indtil år 2017 årligt udarbejdet analyseforudsætninger, som bruges til at forecaste spotprisen, for at sikre tidssvarende data. Dette er nødvendigt, da deres analyser er centrale for udviklingen af det fremtidige energisystem. (Energinet, 2017a)

Energinet har benyttet deres egen model SIFRE, som er baseret på Unit Commitment problemet, til at forecaste spotpriserne. Modellen passer til det danske marked, da den både kan tage højde for produktion fra vindmøller og kraftvarmeværker. Der findes dokumentation for modellen, hvilket øger gennemsigtigheden i, hvad modellen er baseret på og hvilke faktorer, der er taget højde for. (Energinet, 2015)

I analysen vil der bruges supplerende materiale i form af peer-reviewed artikler, hvor der tages højde for subjektive holdninger for at styrke objektiviteten i projektet. Artiklerne benyttes til at fremme argumentationerne og samtidig opretholde en kritisk tilgang til den valgte teori og empiri.

I diskussionen benyttes der ligeledes peer-reviewed artikler men også et kapitel fra en bog af økonom Jeremy Rifkin. Dette er valgt for at udfordre og diskutere resultaterne af analysen.

2.3.1 Validitet og Reliabilitet

For at sikre kvaliteten af projektet er det relevant at undersøge projektets validitet og reliabilitet. Validitet anses for at være projektets gyldighed og vurderes ud fra, om der undersøges det, som var hensigten at undersøge. Validitet kan inddeles i intern og ekstern validitet. Den interne validitet vurderer resultaterne i konklusionen i forhold til, om der er andre mulige forklaringer, der kan besvare problemformuleringen. (Drost, 2011) Den interne validitet vurderes som under middel, da det kan være svært at forecaste den lang sigtede spotpris på elektricitet, på grund af mange varierende faktorer og generelle usikkerheder.

Den eksterne validitet vurderer resultaternes generaliserbarhed (Drost, 2011). Da projektet undersøger, hvordan spotprisen i Danmark kommer til at udvikle sig på lang sigt, vil et langsigtet forecast skabe en usikkerhed, som svækker den eksterne validitet. Yderligere svækkes den eksterne validitet, da undersøgelsen er afgrænset til det danske elmarked, hvorfor samme modeller og data ikke vil gælde for alle elmarkeder verden over. Der ses at være ligheder mellem det danske elmarked og andre elmarkeder i Europa, som gør, at teorien om elmarkedet og Unit Commitment ville kunne benyttes, men forecastet af den danske spotpris, og hvad der ligger til grund for udviklingen i den, vil ikke forventes at gælde. Resultaterne afhænger derfor af både tid og sted og anses for at have en lav ekstern validitet.

Reliabilitet anses for at være pålideligheden af projektet, som vurderes ud fra, om konklusionerne i projektet kan gentages, hvis den samme undersøgelse foretages af andre forskere (Drost, 2011). Reliabiliteten for et projekt styrkes ved at have beskrevet undersøgelsens fremgangsmåde og valg af teori og empiri, som gjort under projektdesign. Dette gør, at muligheden for at genskabe undersøgelsen og konklusionen, ud fra samme videnskabelige metode, projekt design, teori og empiri forbedres. Yderligere styrkes reliabiliteten ved, at den videnskabelige metode opererer inden for det objektive paradigme funktionalisme, da det gør projektet mere neutralt og transparent og dermed genskabeligt. Reliabiliteten i projektet vurderes derfor som værende over middel.

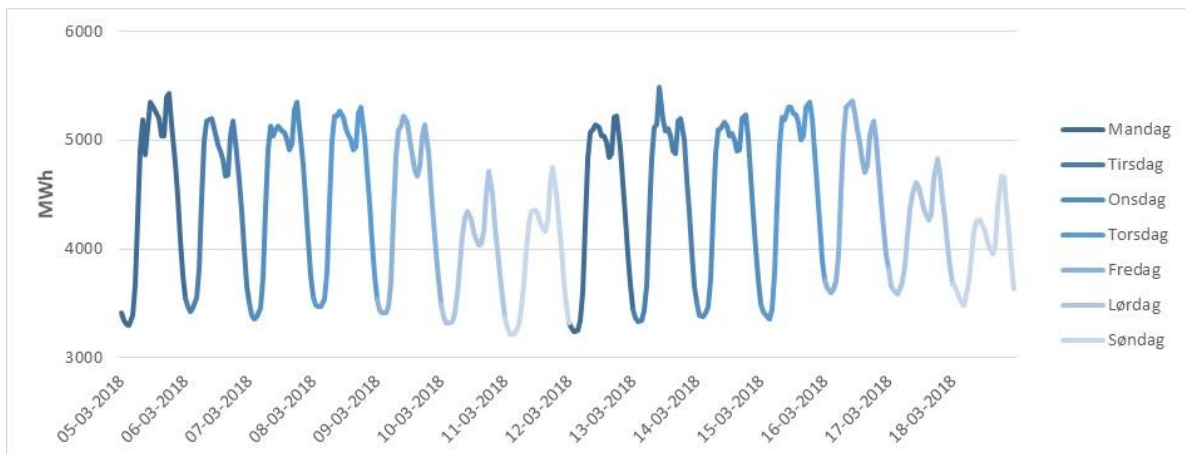
3. Teori bag markedet for elektricitet

Elektricitet er et specielt gode, som adskiller sig fra andre handlede goder i form af, at det endnu ikke er økonomisk rentabelt at lagre. Dette gør, at den samme mængde elektricitet skal forbruges og produceres på samme tidspunkt (Weron, 2014). Ydermere er det ikke muligt at skelne mellem elektricitet, der produceres af forskellige kilder, hvorfor alt elektricitet samles i en fælles pulje. En af fordelene ved dette er, at det sikre pristransparens på markedet, hvilket betyder, at det altid er producenterne med de laveste produktionsomkostninger, der producerer elektricitet for at efterkomme efterspørgslen. Spotprisen på elektricitet fastsættes derfor ud fra ligevægt mellem udbud og efterspørgsel.

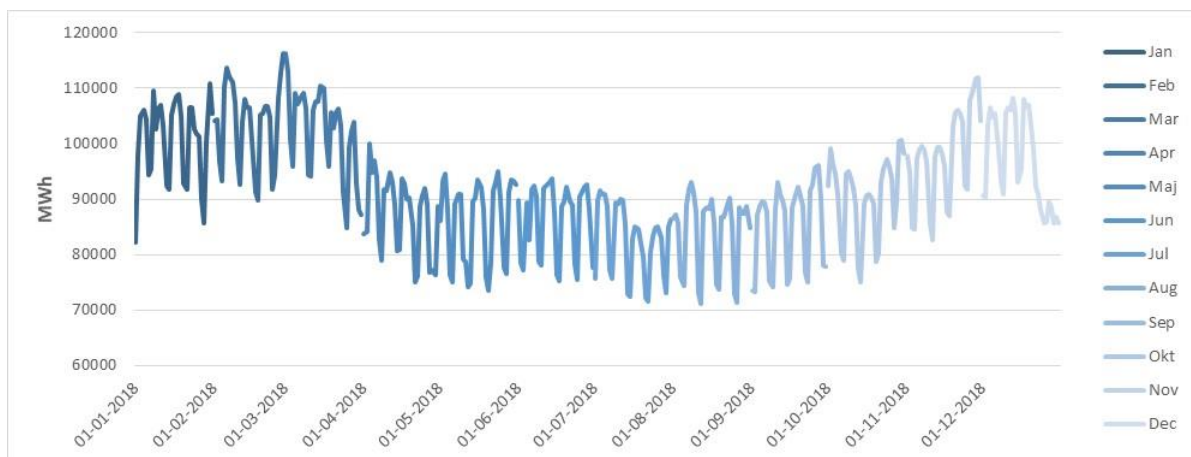
3.1 Efterspørgslen på elektricitet på kort sigt

Fra dag til dag er efterspørgslen på elektricitet relativt inelastisk, da forbrugerne i høj grad er afhængige af elektricitet i deres daglige bedrifter, og dermed er indifferente i forhold til prisen, de betaler for elektricitet. Der opstår dog en elastisk efterspørgsel ved lave spotpriser, da der er nogle større forbrugervirksomheder, for eksempel kraft- og fjernvarmeværker, der kan vælge at forbruge elektricitet. Dette vil de vælge at gøre, hvis der er fordelagtig (*lavere*) spotpris, for at sænke deres marginalomkostninger. Disse virksomheders efterspørgsel vil derfor være prisafhængige, hvilket gør, at efterspørgslen bliver mindre inelastisk ved lave priser. (Capion & Larsen, 2017)

Selv om efterspørgslen på elektricitet i høj grad er uafhængig af spotprisen på kort sigt, er der andre faktorer, der afgør størrelsesordenen på efterspørgslen fra dag til dag. De vigtigste faktorer på kort sigt er tid og vejr (Weron & Misiorek, 2005) (Soliman & Al-Kandari, 2010). Tiden har en indflydelse, da tidsserien for forbruget af elektricitet fremviser sæsonudsving både på daglig, ugentlig og årsbasis (Weron & Misiorek, 2005). Dette kan forklares ved at forbruget ændre sig over døgnet, hvor der i dagtimerne forbruges mest og om natten mindre. Yderligere er forbruget lavere i weekenden end i hverdagene og lavere om sommeren end om vinteren. Dette er også vist på næste side i figur 3.1 og 3.2, hvor forbruget ses for henholdsvis to uger i marts 2018 og for hele år 2018.



Figur 3.1 - Elforbruget i Danmark fra d. 5 marts til d. 18 marts 2018.
Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2019a)



Figur 3.2 - Elforbruget i Danmark i år 2018.
Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2019a)

3.2 Efterspørgslen på elektricitet på lang sigt

I forhold til den kortsigtede efterspørgsel på elektricitet, vil den langsigtede efterspørgsel være mere elastisk. Dette skyldes, at det er muligt at ændre efterspørgslen på lang sigt blandt andet ved hjælp af udvikling i teknologi og nye forbrugere. Hvis for eksempel priserne på elektricitet forventes at falde i et område vil el-intensive industriaktivitet forventes at flytte mod dette område og øge efterspørgslen. (Burke & Abayasekara, 2018)

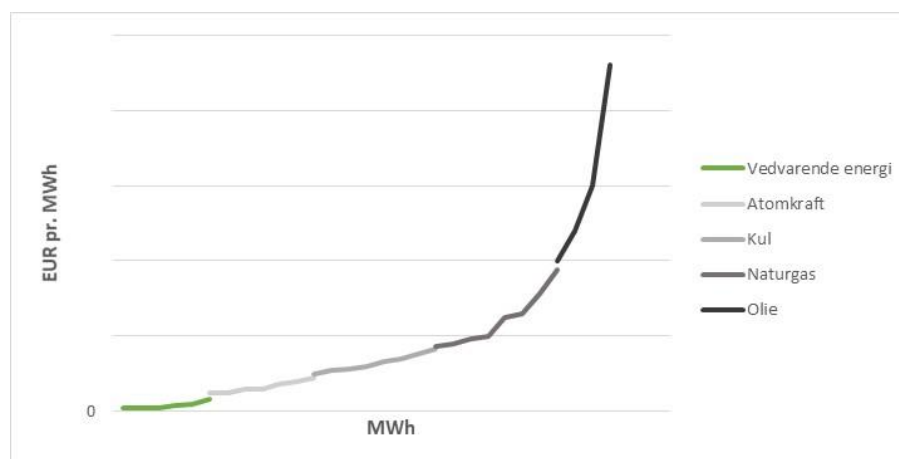
De faktorer, der driver størrelsesordenen på efterspørgslen på lang sigt, er vejret samt økonomiske og politiske faktorer. Ifølge Khuntia et al. er vejrets påvirkning på lang sigt hierarkisk, hvilket vil sige, at der er nogle faktorer, der har en større indflydelse end andre. For eksempel påvirker temperaturer og fugtighed efterspørgslen mere end vind

og nedbør. Økonomiske faktorer som bruttonationalprodukt og demografi, herunder population og brug af elektriske apparater, påvirker også efterspørgslen på lang sigt. (Khuntia, Rueda, & van der Meijden, 2016)

På lang sigt er det udbuddet af elektricitet, der forsøger at tilpasse sig efterspørgslen ud fra de langsigtede efterspørgselsforecast. Khuntia et al. skriver, at det er vigtigt at vide hvor meget elektricitet, der bliver behov for i fremtiden, og også hvor dette behov opstår, da det tager 5-10 år at bygge en ny genererings enhed. (Khuntia, Rueda, & van der Meijden, 2016)

3.3 Udbuddet og stackmodellen

Udbuddet af elektricitet bestemmes af en stackmodel, som viser den tilgængelige produktionsmængde for et givent interval, for eksempel time eller dag. Da det ikke er muligt at skelne mellem elektricitet fra forskellige kilder, sorteres den tilgængelige produktionsmængde efter genereringsenhedernes marginale produktionsomkostning. Gøres dette, ses der en sammenhæng mellem typen af genereringsenhed og marginalomkostningerne. (Posner, 2018) Dette er illustreret i figur 3.3.

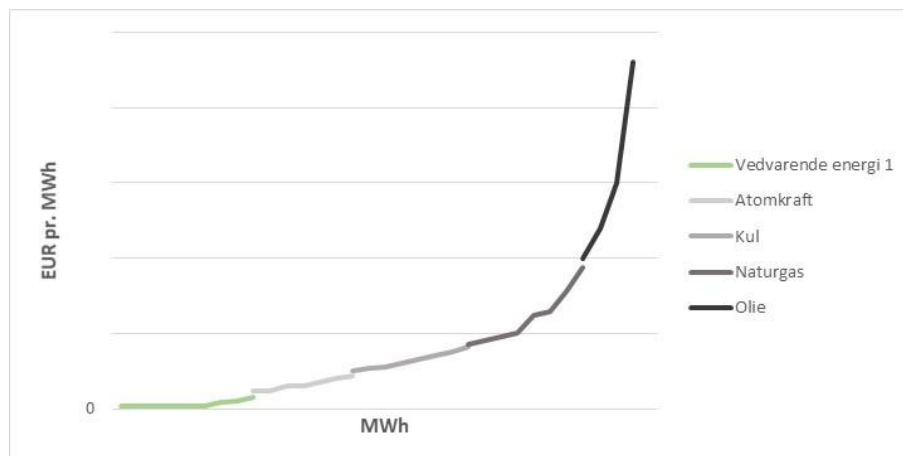


Figur 3.3 - Stackmodel af udbuddet af elektricitet sorteret efter marginalomkostninger.
Kilde: Egen fremstilling med udgangspunkt i Posner (2018)

I bunden af stakken ses de vedvarende energikilder, da de marginale produktionsomkostninger er lave i form af at inputtet er vind-, vand- eller solenergi, som anses for at være vedvarende og dermed gratis (Posner, 2018). I den modsatte ende af stakken ses genereringsenheder, hvis brændstof er olie. Olie er et relativt dyrere råstof at bruge til at generere elektricitet med, da de typisk ikke er ligeså effektive som andre kilder. I figuren

vises det, at der imellem vedvarende energi og olie findes kraft- og kraftvarmeværker, der blandt andet benytter atomkraft, naturgas, kul, gas som brændsel. (Posner, 2018)

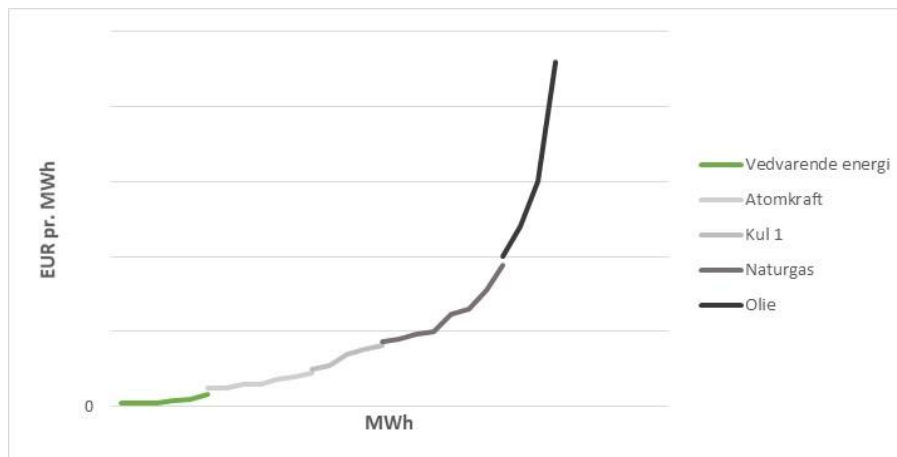
Den tilgængelige produktion varierer fra dag til dag og endda time til time, både fordi der kan opstå nedbrud eller uventet afbrydelser i genereringsenhederne, men især grundet udsving i den vedvarende energiproduktion. Den vedvarende energiproduktion afhænger af variable kilder som vind, vand og sol, som alle kan variere meget over et døgn. Variationen i den tilgængelige produktion gør, at stackmodellen og dermed udbuddet af elektricitet varierer. For eksempel hvis der en dag er blæsende vil vedvarende energi udgøre en større andel i stacken, og der vil alt andet lige være en større tilgængelig produktion. Ydermere vil denne produktion være billig og vil derfor forskyde resten af stacken mod højre. Dette er illustreret i nedenstående figur 3.4.



Figur 3.4 - Stackmodel af udbuddet af elektricitet sorteret efter marginalomkostning ved en højere andel vedvarende energi.

Kilde: Egen fremstilling

Det samme er tilfældet, hvis der sker en ændring i andre produktionsenheder. Hvis der for eksempel fjernes kulkraftværker, vil den tilgængelige produktion, der benytter kul, falde, og den resterende del af stakken over kul vil forskydes mod venstre, som vist i nedenstående figur 3.5.



Figur 3.5 - Stackmodel af udbuddet af elektricitet sorteret efter marginalomkostninger ved en lavere andel kul.

Kilde: Egen fremstilling

3.4 Fastsættelse af spotprisen

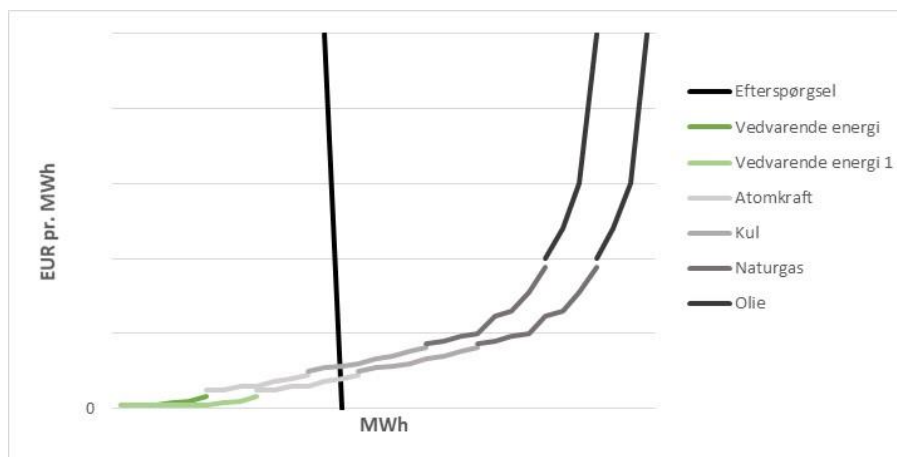
Hver dag er det muligt for de balanceansvarlige, herunder elleverandører og producenter, i Danmark at handle på day-ahead markedet for at balancere deres porteføljer. Dette sker ved, at alle balanceansvarlige lægger deres købs- og salgsbud op på elbørsen for næste dag. De laveste salgsbud vil komme fra de produktionsenheder, der har de laveste marginalomkostninger, og de højeste salgsbud vil komme fra dem med de højeste marginalomkostninger, jf. Afsnit 3.3. De højeste købsbud vil komme fra forbrugere, der ikke har mulighed for at justere deres forbrug, da de er afhængige af at købe elektricitet for eksempel privatforbrug eller større virksomheder, der bruger elektricitet i deres produktion af andre goder. De laveste købsbud kommer fra justerbart eller fleksibelt forbrug, jf. Afsnit 3.1. (Energinet, 2017c)

Hver dag klokken 12.00 lukker auktionen for elektricitet på day-ahead markedet, hvorefter udbud og efterspørgsel matches ud fra en fælles prisberegningsskema. De laveste salgsbud matches først med de højeste købsbud. Disse match sker også på tværs af landegrænser. Denne proces kaldes markedskoblingen, og forsøger at sikre én fælles spotpris på alle markeder, der indgår. Under markedskoblingen bliver alt

transmissionskapacitet allokeret til elbørsen. Dette gør, at elbørsen har mulighed for at flytte elektriciteten fra lavprisområder til højprisområder. (Energinet, 2017c)

Matchingen på elbørsen sker indtil der ikke er flere salgsbud, som er lavere end købsbudene, hvorefter spotprisen fastsættes. Hvis alt transmissionskapacitet opbruges, vil markederne afkoble, og der vil ikke være samme spotpris på begge sider af kablet. Det kan også ske, at der er tilstrækkelig med transmissionskapacitet til at skabe samme pris på markederne. Uanset markedskoblingen fastsættes spotprisen ud fra det sidste aktiverede bud i markedet for alle 24 timer i næstkommende døgn. (Energinet, 2017c)

Effekten af denne prisfastsættelse er, at når der er mere vedvarende energi til rådighed i stackmodellen, vil der være flere salgsbud til en lav pris. Alt andet lige gør dette, at færre af de højere salgsbud bliver aktiveret. Det sidste aktiverede bud vil dermed have en lavere pris, end hvis der ikke er vedvarende energi til rådighed. Overordnet vil den inelastiske efterspørgselskurve skære udbudskurven ved en lavere pris, når der er mere vedvarende energi. Dette er illustreret i figur 3.6.



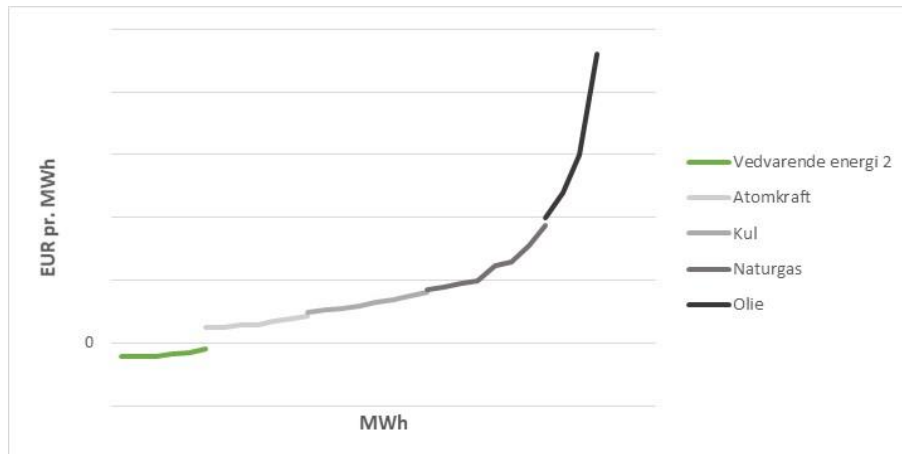
Figur 3.6 - Udbud- og efterspørgselskurve der viser ligevægt ved to forskellige mængder vedvarende energi.

Kilde: Egen fremstilling

3.5 Støtte til vedvarende energi

I et forsøg på at fremme vedvarende energi er det muligt for staten at give støtte i form af forskellige tilskudsordninger. I Danmark forsøger Energistyrelsen at fremme vedvarende energi ved at give et fast pristillæg til den elektricitet, der leveres til elnettet (Axelsen, 2018).

Hvis vedvarende energi bliver fremmet ved at give et fast pristillæg, som er tilfældet i Danmark, vil vedvarende energikilder kunne producere elektricitet ved lavere spotpriser. Dette er illustreret i nedenstående figur 3.7. Da der i forvejen er lave marginalomkostninger på vedvarende energi, jf. Afsnit 3.3, vil tilskuddet gøre, at det i ekstreme tilfælde er muligt at generere elektricitet ved negative spotpriser.



Figur 3.7 - Stackmodel af udbuddet af elektricitet sorteret efter marginalomkostninger ved tilskud til vedvarende energi.
Kilde: Egen fremstilling

4. Unit Commitment problem

Unit Commitment (UC) er et optimeringsproblem indenfor elektriske systemer (*power systems*), som har til formål at minimere de samlede driftsomkostninger til generering af elektricitet på timebasis for en specifik periode. UC kan derfor defineres som værende bestemmelsen af hvilke genereringsenheder, der skal indgå i planen for genereringen af elektricitet for et bestemt tidsinterval for en kortsigtede periode, hvor perioden kan variere fra timer til en uge. UC skal imødekomme elsystemets efterspørgsel på elektricitet, reservekrav og sammenhængen på elmarkedet på den mest optimale samt omkostningseffektive måde for hele den planlagte periode. Ydermere skal UC sikre, at systemet er pålideligt samt overholder varierende operationelle begrænsninger for eksempel begrænsninger for kapacitet, transmission og miljømæssige forhold. (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016) (Abdou & Tkiouat, 2018)

Matematisk er UC-problemet ofte formuleret som et ikke-konveks, storskala, ikke-lineær og mixed-integer kombinatorisk optimeringsproblem med begrænsninger.

Ikke-konveksiteten betyder, at det ikke er en voksende funktion, hvilket skyldes den binære natur, der ses ved beslutningen om at have en produktionsenhed tændt eller slukket. Ikke-linearitet skyldes den ikke-lineære genereringskurve og de ikke-lineære begrænsninger på transmission. Kombinationen af binære og ikke-lineære variable gør, at det er nødvendigt, at problemet formuleres som et mixed-integer kombinatorisk optimeringsproblem. (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016)

4.1 Formulering af Unit Commitment problemet

I det generelle UC-problem er der fire driftsomkostninger, som skal minimeres; brændstof-, vedligeholdelses-, opstarts- og nedlukningsomkostninger (Abdou & Tkiouat, 2018) (Padhy, 2004). Dette kan formuleres som følgende, hvor de operationelle omkostninger (OC) skal minimeres.

$$OC = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T FC_{it}(P_{it}) + MC_{it}(P_{it}) + ST_{it} + SD_{it} \quad (1)$$

Hvor N er antallet af genereringsenheder, T er tidshorisonten, og P_{it} er mængden af elektricitet der genereres af enhed i i tidspunkt t . $FC_{it}(P_{it})$ er brændstofsomkostningerne. Omkostningen ved at generere elektricitet for genereringsenhed i afhænger af mængden af brændstof, der indtages, som typisk er givet ved en kendt omkostningsfunktion, som ses i ligning 2.

$$FC_{it}(P_{it}) = a_i(P_{it})^2 + b_iP_{it} + c_i \quad (2)$$

Hvor a_i , b_i og c_i er omkostningskoefficienter. (Padhy, 2004) (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016) (Abdou & Tkiouat, 2018) (Valenzuela & Mazumdar, 2001).

Vedligeholdelsesomkostningerne, $MC_{it}(P_i)$, består af to dele og kan beskrives som følgende.

$$MC_{it}(P_{it}) = BM_{it} + IM_{it} \cdot P_{it} \quad (3)$$

Hvor BM_{it} er de basale vedligeholdelsesomkostning og IM_{it} er de inkrementelle vedligeholdelsesomkostninger, som stiger over tid, som følge af at der er genererede mere elektricitet. (Padhy, 2004)

ST_{it} og SD_{it} er henholdsvis opstarts- og nedlukningsomkostningerne for enhed i på tidspunkt t . Omkostningen ved at opstarte en stoppet/afkoblet termisk enhed, ST_{it} , er afhængig af temperaturen på enheden.

$$ST_{it} = \begin{cases} HST_i, & \text{hvis } MDT_i \leq T_{off,i}(t) \leq MDT_i + T_{cold,i} \\ CST_i, & \text{hvis } T_{off,i}(t) > MDT_i + T_{cold,i} \end{cases} \quad (4)$$

Hvor HST_i og CST_i er opstartsomkostningerne ved henholdsvis en varm eller kold enhed i . $T_{off,i}(t)$ er den kontinuerlige tid, hvor enhed i har været slukket for på tidspunkt t . MDT_i er den tid, der minimum skal passere, før enhed i kan opstartes igen, efter den er blevet stoppet. Det vil sige at $T_{off,i}$ altid skal være større end eller lig med MDT_i før enheden igen kan opstartes i UC-problemet. $T_{cold,i}$ er den tid, det tager for enhed i at blive kold, efter den tid, hvor den minimum skal være stoppet, er passeret, og er dermed med til at afgøre, om det bliver en varm eller kold opstart. Hvis $T_{off,i}$ er mindre end eller lig med $MDT_i + T_{cold,i}$ vil det være en varm opstart, da enheden ikke har nået at afkøle. Hvis $T_{off,i}$ er større end $MDT_i + T_{cold,i}$, vil det betegnes som en kold opstart, og dermed tage længere tid at opstarte enheden. (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016) (Abdou & Tkiouat, 2018)

Nedlukningsomkostningerne, SD_{it} , kan ligeledes beskrives som værende lig med de inkrementelle omkostninger ved at slukke en enhed.

$$SD_{it} = K \cdot P_{it} \quad (5)$$

Hvor K er den inkrementelle nedlukningsomkostning. (Padhy, 2004)

Nedlukningsomkostningerne, samt eventuelle op- og nedrampningsomkostninger, ignoreres ofte og sættes lig med 0 (Valenzuela & Mazumdar, 2001) (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016) (Abdou & Tkiouat, 2018). Dette retfærdiggøres af, at tidligere analyser har vist, at disse omkostninger er meget små i forhold til opstartsomkostningerne (Schill, Pahle, & Gambardella, 2017).

4.2 Restriktioner for Unit Commitment

For at kunne løse UC-problemet er det nødvendigt at overholde både de fysiske begrænsninger for genereringsenhederne samt begrænsningerne for det operationelle system. Der er ni begrænsninger, som er nødvendige at tage højde for, hvis UC-problemet skal kunne løses på realistisk vis. For genereringsenhederne inkluderer dette restriktioner for køretid og nedtid, mængden der genereres, op- og nedrampningshastighed samt eventuelle personale begrænsninger. For det operationelle system inkluderer dette balance mellem udbud og efterspørgsel, ekstra reserver, enheder der er tvunget til at køre eller være ude samt transmissionsbegrænsning. (Padhy, 2004) (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016) (Abdou & Tkiouat, 2018)

4.3 Unit Commitment i det danske elsystem

Det generelle UC-problem er aktuelt for markeder, hvor markedet er reguleret. Dette betyder blandt andet at forbrugere ikke selv kan vælge en eludbyder. I Danmark blev elmarkedet liberaliseret i år 2003, hvilket betød, at forbrugerne selv kunne vælge en eludbyder. (Energinet, 2017c) Danmark er derfor et dereguleret marked. I et dereguleret elmarked kendes en del af elforbruget på forhånd grundet bilateral spot- og forward-kontrakter, og den resterende del af forbruget vil forecastes, som er tilfældet i regulerede elmarkeder. (Padhy, 2004)

Forskellen er dog, at det i et dereguleret elmarked er svært for genereringsvirksomhederne (GENCOs) at forecaste, hvor stor en del af forbruget, der kommer til at tilfalde dem, da de ikke er bundet til at skulle efterkomme en bestemt efterspørgsel. Dermed kommer deres pris, i forhold til deres konkurrenters, til at afgøre, hvor stor en del af forbruget, der kommer til at tilfalde dem. (Padhy, 2004)

I og med GENCO'erne ikke er obligeret til at generere en bestemt mængde elektricitet, bestemmer de selv deres drift, og deres mål bliver at maksimere profit i stedet for at minimere deres omkostninger. Dette gøres ved, at de forecaster spotprisen og generer elektricitet på baggrund af den forventede spotpris i stedet for efterspørgslen, da profitten både afhænger af omkostningerne og omsætningen. Ud fra dette er det nødvendigt at redefinere UC-problemet, der til at starte med var baseret på at omkostningsminimere. (Valenzuela & Mazumdar, 2001) (Padhy, 2004)

Redefineringen indebærer at UC-problemet ændres fra at være en funktion der omkostningsminimerer til at være en funktion der profitmaksimerer. Dermed vil UC-problemet for et dereguleret marked være følgende, hvor profitten (P) vil maksimeres.

$$P = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (P_{it} \cdot f_{pt}) U_{it} - OC \quad (6)$$

Her er f_{pt} er den forecastede pris for periode t og U_{it} er op og ned status for enhed i , så $(P_{it} \cdot f_{pt}) U_{it}$ angiver den forventede omsætning for enhed i i periode t . (Padhy, 2004)

Udover at være et dereguleret marked er der i Danmark også en signifikant mængde vindenergi, hvilket er nødvendigt at inkorporere i UC-problemet. Da vedvarende energi generelt er sporadisk af natur, er der ofte usikkerhed og større forecastfejl forbundet med øgede mængder vedvarende energi, deriblandt også vindenergi. (Abdou & Tkiouat, 2018)

Vedvarende energi giver også mulighed for store rampinger, som kan have en vigtig effekt på de termiske genereringsenheder og deres produktionsmønstre. De termiske enheder bliver nødt til at tilpasse sig, blandt andet ved at slukke eller nedrampe, når der er meget vedvarende energi, og ved at starte eller rampe op når der er mindre. Dermed kan vedvarende energi selv med præcise forecasts skabe mindre effektivitet blandt konventionelle kraftværker, da de er tvunget til at rampe uhensigtsmæssigt op eller ned. (Abujarad, Mustafa, & Jamian, 2016)

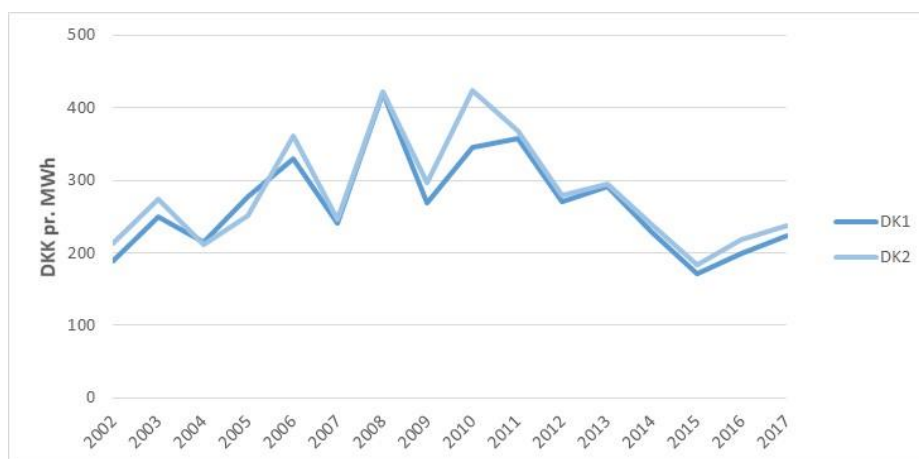
Dette gør, at det er nødvendigt at tage højde for vindenergi i UC-problemet. En af de almen anvendte metoder for dette er at opdele beslutningsprocessen i to stadier, hvilket gør, at det tages højde for i løsningen. Det først stadie bestemmer om genereringsenhederne skal være tændt eller slukket, samt hvor meget elektricitet, der skal genereres baseret på forecastede værdier og tekniske begrænsninger for hver enhed. Herefter tilføjes en tilfældig hændelse, som påvirker udfaldet af beslutningen truffet i første omgang. Efterfølgende kan modellen genkøres for at kompensere for eventuelle dårlige effekter, der måtte være oplevet som et resultat af den første beslutning. (Abdou & Tkiouat, 2018)

5. Empirisk data for spotpriserne på elektricitet

I dette afsnit vil der blive redegjort for de historiske spotpriser på elektricitet i Danmark, hvorefter Energinets fremskrivning af spotpriserne fra 2017 vil beskrives sammen med antagelserne bag.

5.1 Historiske spotpriser i Danmark

I år 2000 tilsluttede Danmark sig den nordiske børs for elhandel, NordPool (NordPool, History, u.d.). De historiske elpriser for Danmark kan findes på NordPool tilbage til år 2002, hvor de er repræsenteret som et årligt gennemsnit af spotprisen for henholdsvis Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Den årlige gennemsnitlige spotpris for DK1 og DK2, er illustreret i nedenstående figur 5.1 for år 2002 og frem til år 2017.



Figur 5.1 - De gennemsnitlige spotpriser for elektricitet for året. Spotpriserne er vist for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) fra år 2002 til år 2017.

Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2018a) og NordPool (2018b)

Siden år 2002 er den gennemsnitlige årlige spotpris steget i både DK1 og DK2. I DK1 er spotprisen steget med 34,68 DKK pr. MWh, hvor den i DK2 kun er steget med 25,51 DKK pr. MWh. Prisstigningen er dog ikke konstant over tid og kan betragtes som volatil, da der ses udsving fra år til år, hvor spotprisen både går op og ned. Det største udsving ses fra år 2007 til år 2008, både for DK1 og DK2, hvor den gennemsnitlige spotpris steg med henholdsvis 179,33 og 176,34 DKK pr. MWh. Dog ses der i efterfølgende år et stort fald i den gennemsnitlige spotpris, hvor den falder med 152,28 DKK pr. MWh i DK1 og 125,38 DKK pr. MWh for DK2.

I de fleste år ses det, at spotprisen i DK1 er lavere end i DK2, med undtagelse af år 2004 og 2005, hvor der ses en lavere gennemsnitlig spotpris i DK2. Forskellen i spotpris mellem de to områder varierer fra en forskel på omkring 1 til 5 DKK pr. MWh og op til 77.83 DKK pr. MWh.

5.2 Energinets forecast af langsigtede spotpriser

Energinet har ved hjælp af SIFRE forecastet spotpriserne på elektricitet for Vestdanmark og Østdanmark frem til år 2040.

5.2.1 SIFRE

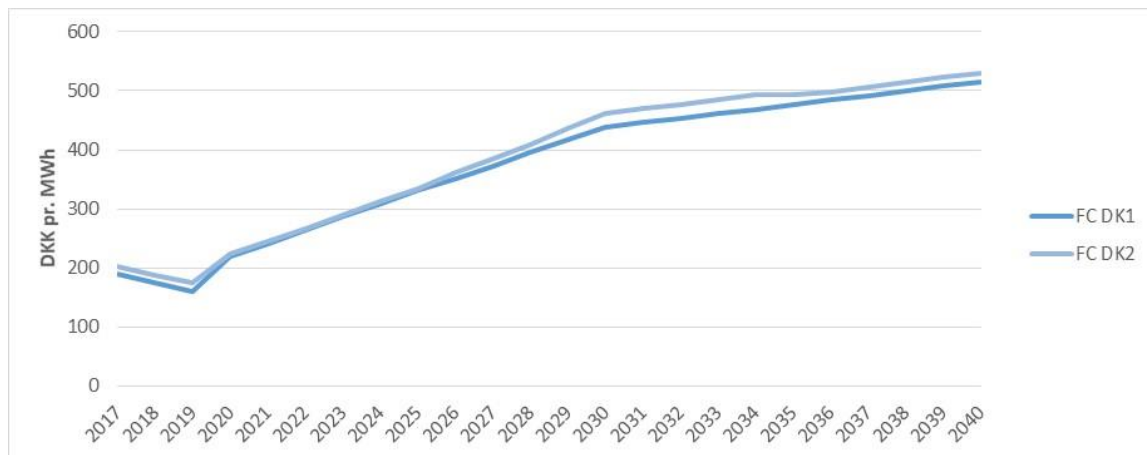
SIFRE er en simuleringsmodel, der er baseret på UC-problemet, som forsøger at finde den optimale produktionsplan for at imødekomme efterspørgslen på energi ved at simulere energisystemet herunder elmarkedet. SIFRE er baseret på en udvidet formulering af UC-problemet, da der både tages højde for integrering af flere energityper for eksempel gas, samt hvilken type brændsel genereringsenhederne forbruger i detaljer for eksempel et brændstof produceret af en anden form for generator. Disse udvidelser er relevante, når energisystemet skal simuleres, da det påvirker energisystemets adfærd. (Energinet, 2015, s. 1-2)

SIFRE er skabt med henblik på at kunne analysere den fremtidige adfærd i et fleksibelt og integreret energisystem, som det danske, hvor der er en signifikant mængde elektricitet genereret fra vedvarende energikilder og kraftvarmeværker. Overordnet tillader SIFRE at modellere elmarkedet, fjernvarme, gas og transport. (Energinet, 2015, s. 1-2)

5.2.2 Forecast af spotpris

Til at forecaste spotpriserne fra år 2017 til år 2019 benytter Energinet forward-priserne på elektricitet, da det er den pris elektriciteten handles til for perioden på markedet. Baseret på disse tal vil spotprisen på elektricitet for DK1 falde fra 189 DKK pr. MWh i 2017 til 160 DKK pr. MWh i 2019, hvor den for DK2 vil falde fra 204 DKK pr. MWh til 176 DKK pr. MWh. (Energinet, 2017b) Dette er vist i figur 5.2. Efter år 2019 benyttes modellen

SIFRE til at simulere spotpriserne time for time frem til år 2040. Resultaterne gengives som et årligt gennemsnit for henholdsvis DK1 og DK2, som også ses i figur 5.2.



Figur 5.2 - Forecast (FC) af de årlige gennemsnitlige spotpriser for elektricitet i DK1 og DK2 fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Figur 5.2 viser, at spotprisen forecastes til at stige med 354 DKK pr. MWh fra år 2019 og frem til år 2040, både for DK1 og DK2. I nogle perioder ses der en stejlere stigning end andre, hvor der fra år 2019 til år 2020 forventes den kraftigste stigning i spotprisen. Her forventes den at stige fra 160 DKK pr. MWh til 219 DKK pr. MWh i DK1 og fra 176 DKK pr. MWh til 223 DKK pr. MWh i DK2. Dette er en stigning på henholdsvis 59 og 48 DKK pr. MWh, hvilket er en stigning, der er mere end dobbelt så stor, som den der ses i de følgende 20 år. Fra år 2020 til år 2030 forventes spotprisen i gennemsnit at stige med 22 DKK pr. MWh pr. år, hvor stigningen pr. år for DK2 forventes at være 24 DKK pr. MWh. Fra år 2030 vil stigningen i elspotpriserne begynde at aftage, hvor den i gennemsnit for DK1 forventes at stige med 8 DKK pr. MWh pr. år og 7 DKK pr. MWh pr. år for DK2. Dette betyder, at spotprisen for elektricitet vil være henholdsvis 515 DKK pr. MWh for DK1 og 529 DKK pr. MWh for DK2 i år 2040. (Energinet, 2017b)

5.2.3 Antagelser bag Energinets forecast

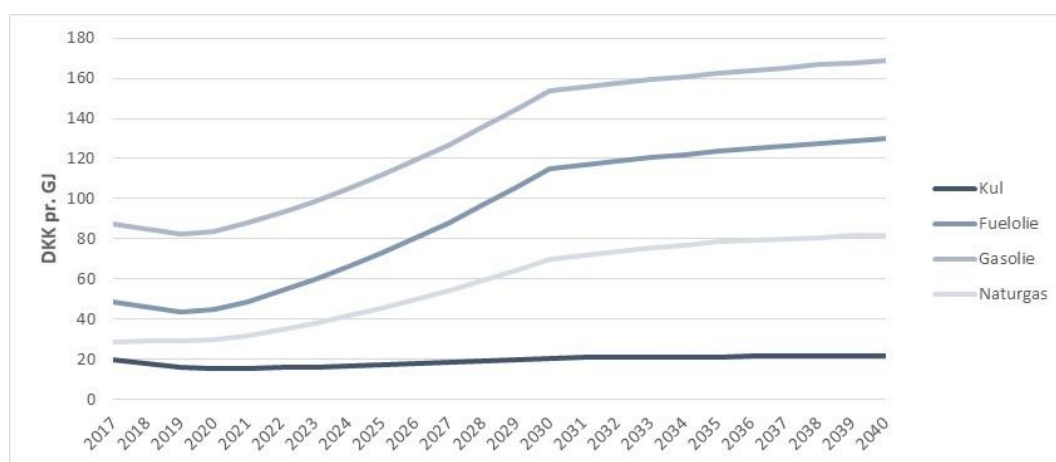
Bag Energinets forecast af elspotprisen er der lavet nogle analyser for at forecaste en række prissættende faktorer herunder brændselspriser, CO₂-kvotepriser, elforbrug, produktionskapacitet samt udlandsforbindelser. Spotprisen er følsom overfor disse faktorer, og ændringer i dem kan påvirke spotprisen, så dens udfald ikke bliver som forventet. (Energinet, 2017a)

For at kunne beregne de fremtidige priser på brændsel har Energinet opdelt brændsel i to grupper; fossile brændsler og fast biomasse, hvor fossile brændsler inkluderer kul, fuelolie, gasolie og naturgas, og fast biomasse inkluderer halm, træflis og træpiller. (Energinet, 2017a)

5.2.3.1 Fossile brændsler

Energinet har med udgangspunkt i fremskrivninger foretaget af Det Internationale Energiagentur (IEA) fremskrevet priserne på fossile brændsler i Danmark. IEA har beregnet langsigtede ligevægtspriser på fossile brændsler for de globale energimarkeder, hvor Energinet ud fra dette har tilpasset dem Danmark. Dette er gjort ved at tage højde for den gennemsnitlige historiske forskel fra år 2000 til år 2014 mellem de IEA-baserede priser og de danske importpriser. Herefter er der estimeret en tillægspris, som er forskellen mellem den danske importpris og den pris, de danske markedsaktører betaler for brændslet. Tillægsprisen inkluderer omkostninger til blandt andet forarbejdning, transport og opbevaring, som tillægges importprisen for at få markedsaktørernes pris. (Energinet, 2017a)

Ud fra disse beregninger forventes priserne på alle fossile brændsler at stige frem mod år 2040, som vist i nedenstående figur 5.3. Kul har den mest beskedne stigning fra 19,8 DKK pr. GJ i 2017 til 21,8 DKK pr. GJ, hvilket svarer til en stigning på 10 pct. fra år 2017 til år 2040. Ud af de resterende fossile brændsler har gasolie en stigning på 93 pct. over samme periode, hvor fuelolie og naturgas stiger med henholdsvis 168 pct. og 188 pct. (Energinet, 2017b)



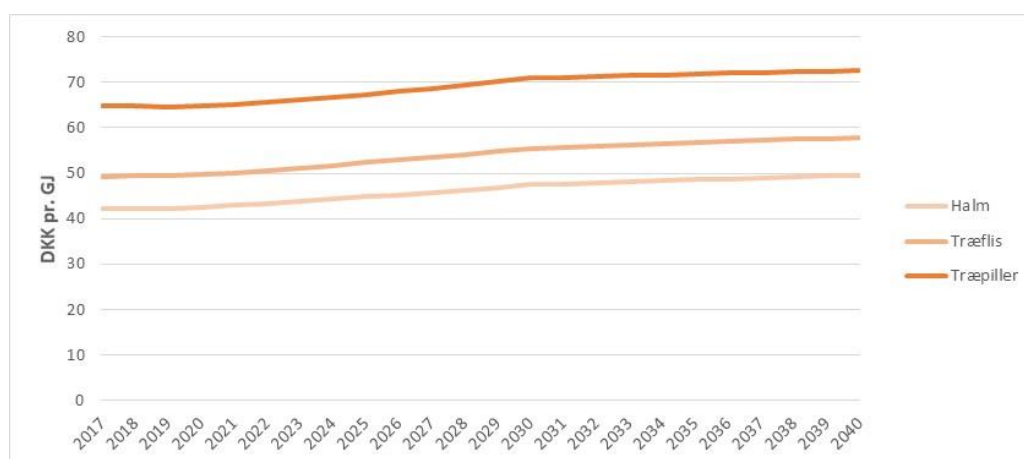
Figur 5.3 - Forventede priser på fossile brændsler i Danmark målt i DKK pr. GJ fra år 2017 til år 2040.

Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

5.2.3.2 Biomasse

Da IEA ikke opdaterer deres fremskrivninger på fast biomasse jævnlige, har Ea Energianalyse udarbejdet en analyse for Energinet, som har gjort det muligt at fremskrive markedsaktørernes pris for fast biomasse. Dette er gjort ved først at udarbejde en analyse af de danske importpriser, hvorefter der er beregnet en tillægspris, som også er gjort for fossile brændsler. Denne tillægspris består primært af omkostninger til transport, som tillægges importprisen for at få markedsaktørernes pris. (Energinet, 2017a)

Ud fra beregningerne på fast biomasse forventes priserne at stige for både halm, træpiller og træflis fra år 2017 til år 2040. Alle tre typer forventes at stige med imellem 7 og 9 DKK pr. GJ, som vist i nedenstående figur 5.4. Dette svarer til en stigning på 12 pct. for træpiller og 17 pct. for både halm og træflis.



Figur 5.4 - Forventede priser på fast biomasse i Danmark målt i DKK pr. GJ fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

5.2.3.3 CO₂-kvoter

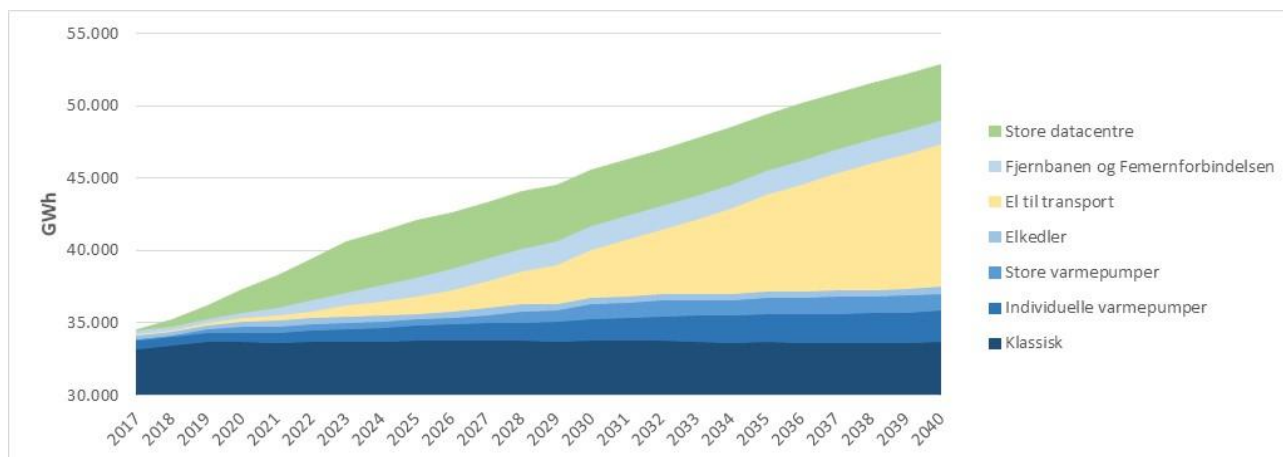
For at kunne udlede CO₂ i Danmark er det nødvendigt at have CO₂-kvoter, da EU's CO₂-kvoteordning har sat et loft for, hvor meget CO₂, der må udledes (Energistyrelsen, EU's CO₂-kvoteordning, u.d.). Siden år 2005 har det været muligt at handle med kvoterne, hvis pris bestemmes ud fra udbud og efterspørgsel. Genereringsenheder, der benytter fossile brændsler og fast biomasse, udleder CO₂, og skal dermed have CO₂-kvoter for at kunne generere elektricitet. Omkostningen ved at generere elektricitet påvirkes, dermed af prisen på CO₂-kvoter. (Energinet, 2017a)

Energinet har forecastet prisen på CO₂-kvoter til at falde frem mod år 2019 og derfra stige frem mod år 2040. I år 2017 forventes den gennemsnitlige årlige CO₂-kvotepris at være 35,5 DKK pr. ton, som forventes at falde til 34,8 DKK pr. ton i 2019 for at stige til 329,8

DKK pr. Dette er en stigning på 294,3 DKK pr. ton over perioden og dermed en procentvis stigning på 830 pct. (Energinet, 2017a)

5.2.3.4 Elforbrug

I Danmark forventes det, at det samlede danske elforbrug kommer til at stige fra 34.500 GWh pr. år i 2017 til 52.869 GWh pr. år i 2040 (Energinet, 2017b). Dette er vist i figur 5.5.



Figur 5.5 – Det forventede elforbrug i Danmark fra år 2017 til år 2040. Elforbruget er inddelt i syv mindre grupper; store datacentre, fjernbanen og Femernforbindelsen, el til transport, elkedler, store varmepumper, individuelle varmepumper og klassisk elforbrug. Bemærk at akse ikke starter i 0 GWh.

Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

I DK1 forventes elforbruget at stige fra 20.388 GWh i år 2017 til 32.355 GWh i år 2040, hvor det i DK2 forventes at stige fra 14.111 GWh til 20.514 GWh, hvilket er en samlet stigning på henholdsvis 11.966 GWh og 6.403 GWh. De primære grunde til stigningen i DK1 er øget elforbrug til transport og store datacentre, som begge øges fra ca. 0 GWh i 2017 til henholdsvis 5.535 GWh og 3.843 GWh i år 2040. Den primære vækst i elforbruget til datacentre ligger i årene 2018 til 2024. I DK2 er den primære grund til stigningen i elforbruget el til transport, som forventes at stige fra 144 GWh i 2017 til 4.302 GWh i 2040. (Energinet, 2017b) El til transport forventes at stige både for DK1 og DK2, da den nuværende transportsektor overvejende består af benzin- og dieseldrevne køretøjer, som forventes at blive erstattet af eldrevne køretøjer. Dog er teknologien og rammebetingelserne i en udviklingsfase, som skaber en stor usikkerhed om den fremtidige udvikling. De store datacentre forventes kun at have en indflydelse på DK1, da de antages opført i DK1 grundet den høje elforsyningssikkerhed og lave elpriser. Der er også usikkerhed forbundet med denne fremskrivning, da der ikke er erfaring med dette forbrug, og fordi de er kendetegnet ved stort effektbehov til drift af it-udstyr. (Energinet, 2017a)

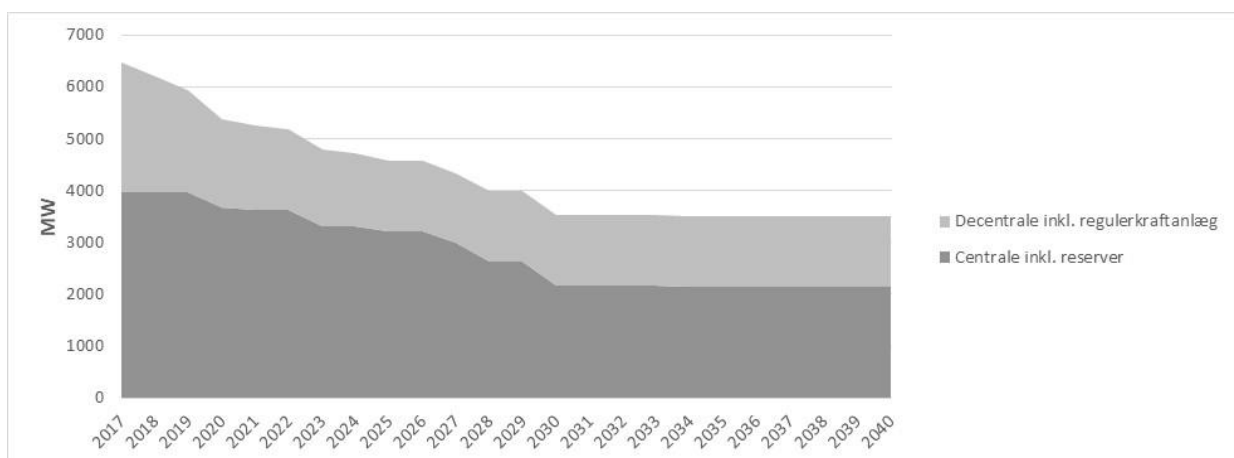
Ydermere ses der en stigning i el til store og individuelle varmepumper, som sammenlagt stiger med 1.778 GWh i DK1 og 932 GWh i DK2. De store varmepumper bruges i fjernvarmesektoren, hvor de individuelle er til husholdninger. Energinet forventer en stigning i store varmepumper, da de bliver en del af at kunne integrere elektricitet fra fluktuerende vedvarende energikilder ved at lagre det som varme. Stigningen i forbruget af individuelle varmepumper kommer fra en analyse foretaget af Dansk Energi, DONG Energy og Energinet i år 2013, som omhandlede omstilling fra oliefyr til træpillefyr eller varmepumper. (Energinet, 2017a)

Nogle af de mindre stigninger i elforbruget ses ved det klassiske elforbrug og elkedler. Det klassiske elforbrug forventes at stige med 269 GWh og 181 GWh for henholdsvis DK1 og DK2. Denne stigning forventes at ske på baggrund af økonomisk vækst og energibesparelser, som resulterer i en relativt lille stigning, da energibesparelser i nogen grad udligner den økonomiske vækst. Fremskrivningen af forbruget af elkedler er baseret på planlagte fremtidige projekter og forventes at stige med sammenlagt 230 GWh for DK1 og DK2, hvoraf 228 GWh er i DK2. (Energinet, 2017a)

5.2.3.5 Produktionsanlæg

De sidste to faktorer, der kan påvirke prisen på elektricitet, er produktionsanlæg herunder kraftværker, vindmøller samt solceller, og udlandsforbindelser.

Til at fremskrive kraftværkskapaciteten har Energinet benyttet information vedrørende planer om lukning, udbygning og ombygning fra kraftværksejerne. For de anlæg, hvor fremtidsplanerne er ukendte, er der udarbejdet et estimat, hvormed der skabes en usikkerhed. (Energinet, 2017a)

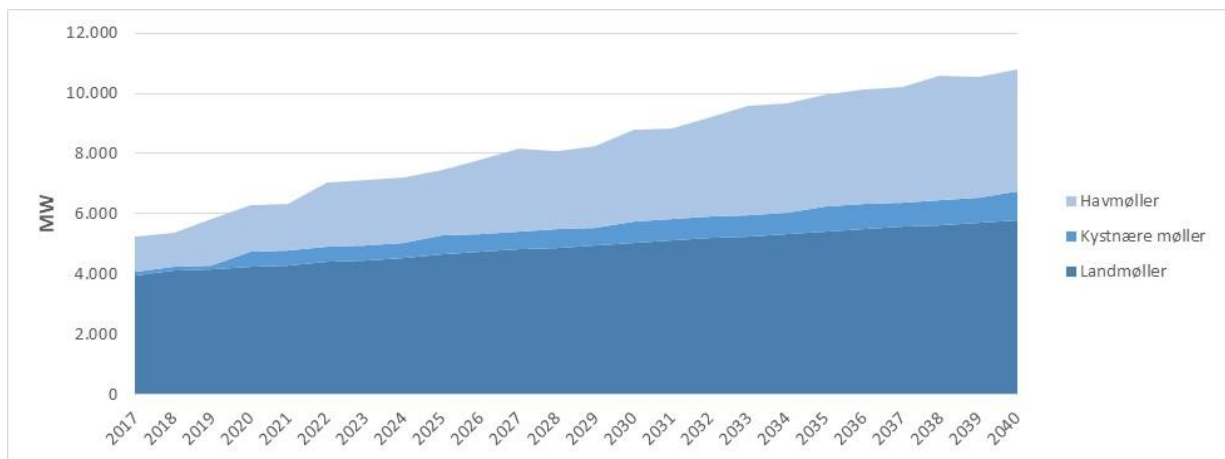


Figur 5.6 - Forventede kraftværkskapacitet fra år 2017 til år 2040.

Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Kraftværkskapaciteten forventes at falde fra 6.483 MW i år 2017 frem til 3.504 MW i år 2040. Det primære fald sker indtil år 2030, hvorefter kapaciteten ikke falder med mere end 5 MW frem mod år 2040. Faldet skyldes, at flere af kraftværkerne forventes at omlægge deres produktion, så de i stedet for at benytte fossile brændsler benytter biobrændsel, som er mindre effektiv til generering af elektricitet. (Energinet, 2017a)

I modsætning til kraftværkskapaciteten forventes vindmøllekapaciteten at stige med 5.534 MW frem mod år 2040. Her udgør havmøller halvdelen af den tilførte kapacitet med 2.865 MW fra år 2017 til år 2040. Landmøller forventes i samme periode at tilføre 1.815 MW, hvor kystnære møller forventes at tilføre 853 MW. Dette ses i nedenstående figur 5.7. (Energinet, 2017b)



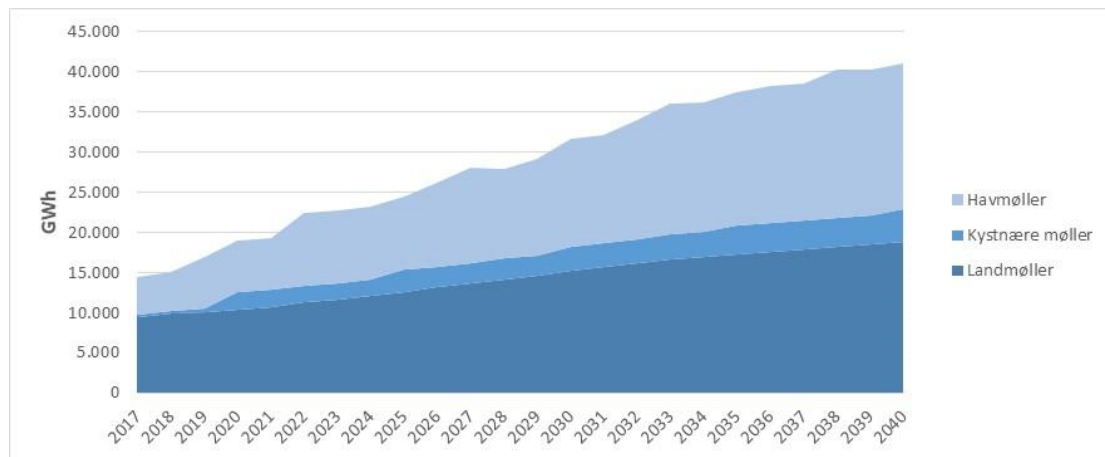
Figur 5.7 - Forventede vindmøllekapacitet fra år 2017 til år 2040.

Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Denne stigning forventes, da det danske elsystem i høj grad er baseret på generering fra vindmøller, hvorfor der fortsat forventes betydelige mængder ny kapacitet. Tidligere er der især blevet bygget landvindmøller, hvor der fremadrettet forventes at komme flere havmøller. Dette forventes grundet væsentlige reduktioner i omkostningerne, hvilket har gjort det mere fordelagtigt end tidligere at opstille havvindmøller, hvorfor Energinet forventer, at der vil komme flere af disse fremover. (Energinet, 2017a, s. 34)

Da vinden ikke er konstant vil en vindmølle ikke producere elektricitet, der svarer til dens fulde kapacitet. For at kunne forecaste genereringen af elektricitet fra vindkraft er vindmøllerne blevet opdelt i nye og gamle vindmøller. Gamle vindmøller er typisk ikke så effektive som nyere vindmøller og vil derfor generere mindre elektricitet. De gamle vindmøllers forecast er baseret på historisk data for et vindmæssigt normalår, hvor de

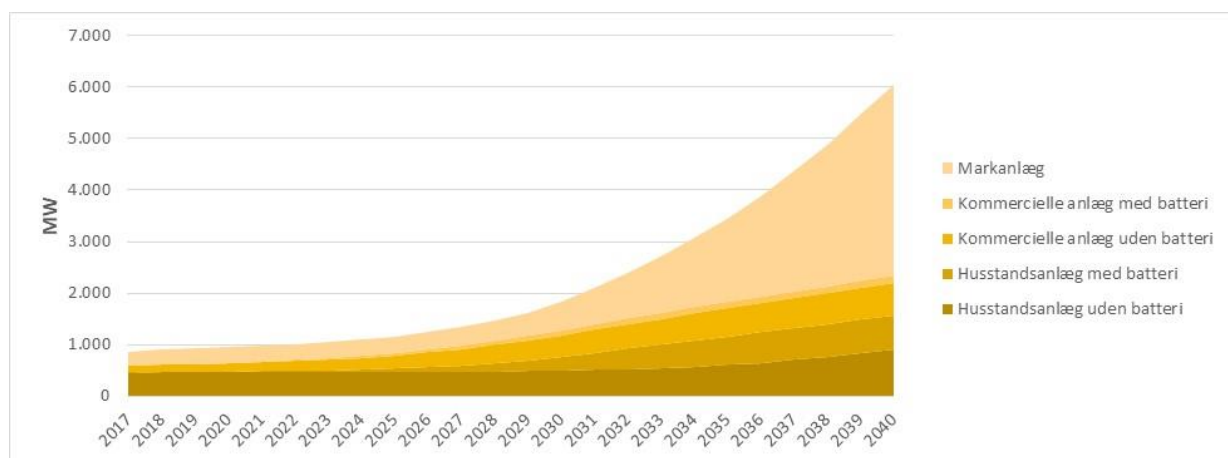
nye vindmøller er estimeret ud fra forventede placering og vindmølledesign. (Energinet, 2017a)



Figur 5.8 - Den forventede generering af elektricitet fra vindmøller fra år 2017 til år 2040 målt i GWh.
Kilde: Egen fremstilling baseret på Energinet (2017b).

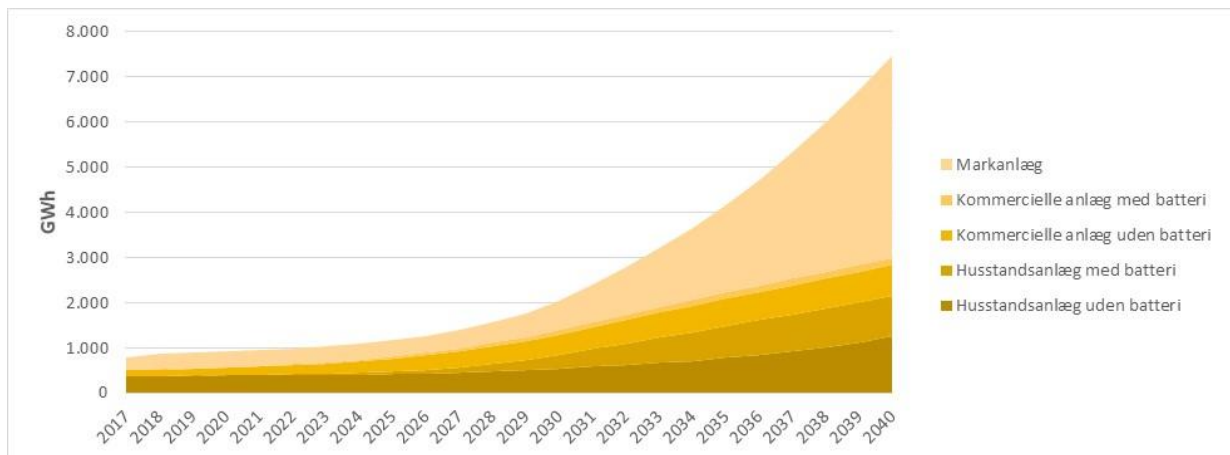
I figur 5.8 vises den forventede vindmølleproduktion, hvor det ses, at vindproduktionen kommer til at stige fra 14.481 GWh pr. år i år 2017 til 41.060 GWh pr. år i år 2040, hvilket er en samlet stigning på 26.579 MWh.

Solcellekapaciteten forventes at stige fra år 2017 og frem til år 2040, som vist i figur 5.9. I 2017 forventes den samlede solcellekapacitet at være på 852 MW, hvor den i 2040 forventes at være steget til 6.050 MW. Denne stigning skyldes den teknologiske udvikling, der forventes at reducere produktionsomkostningerne så prisen på solceller falder frem mod år 2030. Yderligere skaber den teknologiske udvikling af batterier en forventning om, at der investeres både i kommercielle- og husstands anlæg med batteri, så denne kapacitet stiger fra ca. 7 MW i år 2017 til 796 MW i år 2040.



Figur 5.9 - Forventede solcellekapacitet fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Som for vinden vil solens generering af elektricitet ikke være konstant over dagen, og genereringen af elektricitet vil ikke svare til den fulde kapacitet. For at kunne forecaste genereringen af elektricitet fra solkraft er solcellerne også opdelt i nye og gamle, da de nye typisk er mere effektive grundet forbedret teknologi, og vil derfor generere mere elektricitet. For de solceller, der allerede er opstillet, estimeres den forventede produktion ud fra historisk data, hvor der for nye solceller estimeres ud fra det forventede fremtidige design. (Energinet, 2017a)



Figur 5.10 - Den forventede generering af elektricitet fra vindmøller fra år 2017 til år 2040 målt i GWh.
Kilde: Egen fremstilling baseret på Energinet (2017b)

Den forventede generering af elektricitet fra solceller er vist i figur 5.10, hvor der ses en tilnærmelsesvis eksponentiel stigning frem mod år 2040. Genereringen af elektricitet fra solkraft forventes at stige med 6.666 GWh, hvilket er en stigning fra 804 GWh pr. år i år 2017 til 7.469 GWh i år 2040. (Energinet, 2017b)

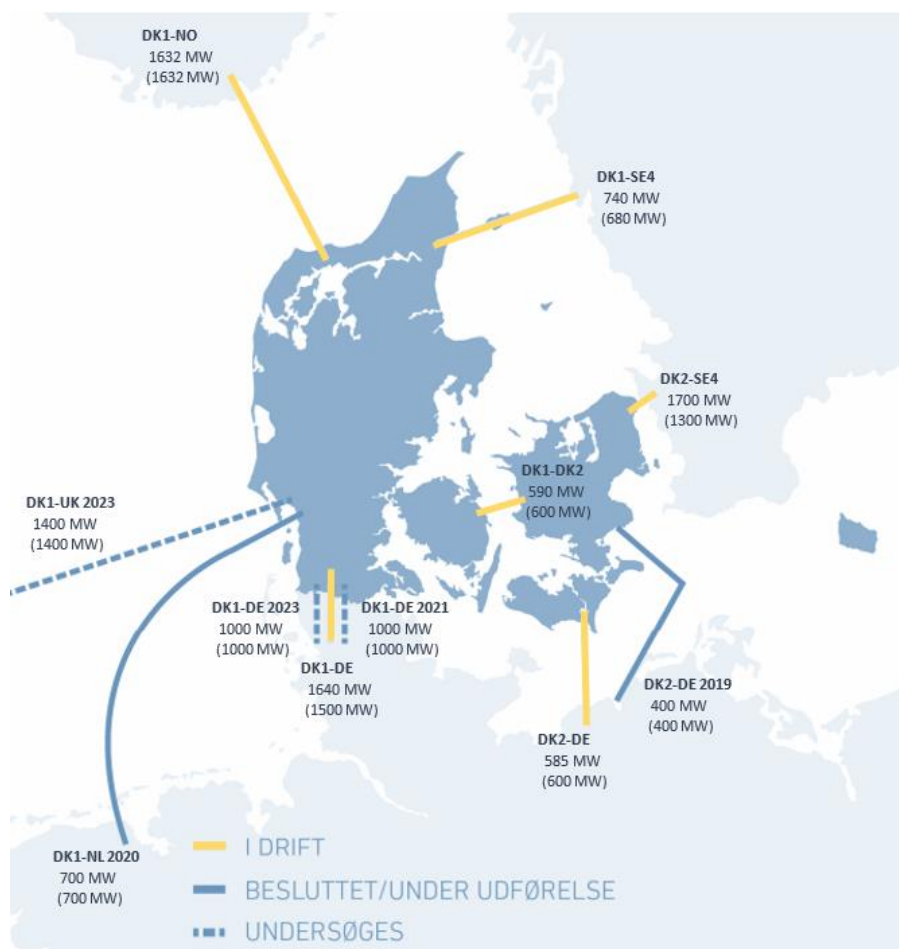
5.2.3.6 Udlandsforbindelser

Udlandsforbindelser påvirker de danske spotpriser, da der både er forbindelse til Tyskland, Sverige og Norge, hvor Danmark fungerer som et transitland, jf. Afsnit 1.2. Transmissionsforbindelserne påvirker spotprisen, da størrelsen på forbindelsen afgør, hvor meget elektricitet det er muligt at importere eller eksportere. Når transmissionsforbindelserne udvides, er det muligt at flytte mere elektricitet mellem de to grænser, hvilket øger sandsynligheden for at udligne spotpriserne mellem de to områder. (Energinet, 2017b) Dette medfører også, at de to landes spotpris i højere grad vil afhænge af hinandens udbud og efterspørgsel.

Mængden af elektricitet, der forventes at blive importeret eller eksporteret fysisk på transmissionsforbindelserne, beregnes i SIFRE sammen med spotprisen, da det er en del af optimeringen af systemet for at kunne imitere markedskoblingen og dermed

elmarkedet. Det er dog nødvendigt at kende den fremtidige kapacitet for transmissionsforbindelserne for at kunne simulere den forventede import og eksport.

Den forventende kapacitet for udlandsforbindelser er baseret på eksisterende og planlagte fremtidige transmissionsforbindelser, som inkluderes i SIFRE-modellen. Der forventes ingen ændringer i de eksisterende transmissionsforbindelser mellem Danmark og de nordiske lande. Dog er der for Vestdanmark planlagt to nye forbindelser mellem henholdsvis Holland og Storbritannien, samt en udvidelse af forbindelsen til Tyskland. For Østdanmark er der kun planlagt et nyt kabel til Tyskland. Eksisterende og forventede transmissionsforbindelser er illustreret i nedenstående figur 5.11.



Figur 5.11 - Transmissionsforbindelser fra Danmark til de omkringliggende lande. For de forbindelser der er besluttet, under udførelse eller undersøges står der hvornår de forventes at have første hele driftår. Det første tal angiver eksport kapaciteten, hvor tallet i parentes angiver import kapaciteten.

Kilde: Egen redigering af billede fra Energinet (2017a)

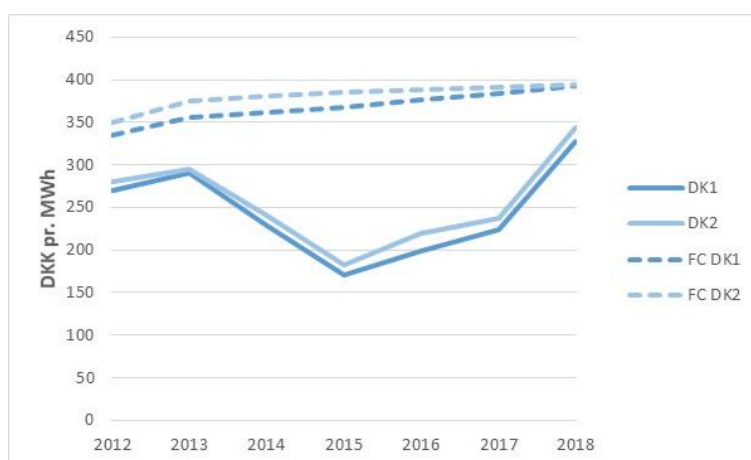
6. Analyse af den langsigtede udvikling i spotprisen

Ud fra teorien, om hvad der påvirker spotprisen, og Energinets forecast af spotprisen på lang sigt, vil det her undersøges, hvordan spotprisen på elektricitet kommer til at udvikle sig på lang sigt.

6.1 Hvor god er Energinets forecast-model?

For at undersøge hvor god Energinets model er til at forecaste spotpriser, kan deres tidligere forecasts sammenlignes med den faktisk gennemsnitlige spotpris, der nu er publiceret.

Den tidligste analyse udgivet af energinet er fra år 2012, hvori der er en fremskrivning af spotpriserne i Danmark og de omkringliggende lande. Denne analyse viser resultaterne af fremskrivningen på årsbasis og giver mulighed for at sammenligne de forecastede værdier med de faktiske spotpriser for elektricitet gennem de seneste 7 år. Energinets forecast er plottet sammen med de faktiske spotpriser i figur 6.1 for at vise forskellen i den faktiske spotpris og forecastet.



Figur 6.1 - Den faktiske gennemsnitlige spotpris pr. år og den forecastede (FC) gennemsnitlige spotpris pr. år for henholdsvis DK1 og DK2 for perioden år 2012 til år 2018.

Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2018b) og Energinet (2012)

Figur 6.1 viser, at Energinets forecast konsekvent overestimerer de gennemsnitlige spotpriser for året for DK1 og DK2 med mere end 50 DKK pr. MWh og med op imod 200 DKK pr. MWh (Bilag 10.1). Da der ikke er mere end 7 datapunkter, og der kan ses en tydelig forskel i forecastet og den faktiske spotpris, vil der ikke foretages tests af afvigelsen.

I årene 2012 til og med 2015 har Energinet benyttede SIVAEL til at forecaste spotpriserne på elektricitet i Danmark, hvor der fra 2016 er udviklet en ny model, SIFRE. Da det ikke har været muligt at finde dokumentation på, hvordan SIFRE differentierer sig fra SIVEAL, er det svært at afklare, hvorvidt SIFRE ville give samme unøjagtige forecastresultater. For analyserne for årene 2016 til 2018 er der for den forecastet spotpris frem til og med år 2019 benyttet forward-priser i stedet for SIFRE-modellen. Dermed er det endnu ikke muligt at teste eller sige noget om, hvor god SIFRE er til at forecaste de fremtidige spotpriser for Danmark.

Energinet har selv foretaget en kvalitetsvurdering af den nye model SIFRE, hvor de simulerer det danske elsystem på historisk data fra år 2013 og sammenligner resultaterne med de faktiske spotpriser. Her ses det, at den gennemsnitlige spotpris for 2013 er 282,60 DKK pr. MWh³, hvor SIFRE-modellen simulerer en gennemsnitlig spotpris på 282,74 DKK pr. MWh. For DK2 er den gennemsnitlige spotpris 295,37 DKK pr. MWh, hvor SIFRE simulerer 296,29 DKK pr. MWh. Ydermere deles det op for hver time, hvor det ses, at SIFRE simulerer den rigtige pris i mere end 7000 timer for DK1 og for mere end 8000 timer for DK2 ud af 8760 timer på året. Når SIFRE afviger fra den faktiske spotpris, er der en tendens til, at den overestimerer, hvor Energinet skriver, at der kun ses signifikante afvigelser i få timer. (Energinet, SIFRE: Simulation of Flexible and Renewable Energy Sources, 2015)

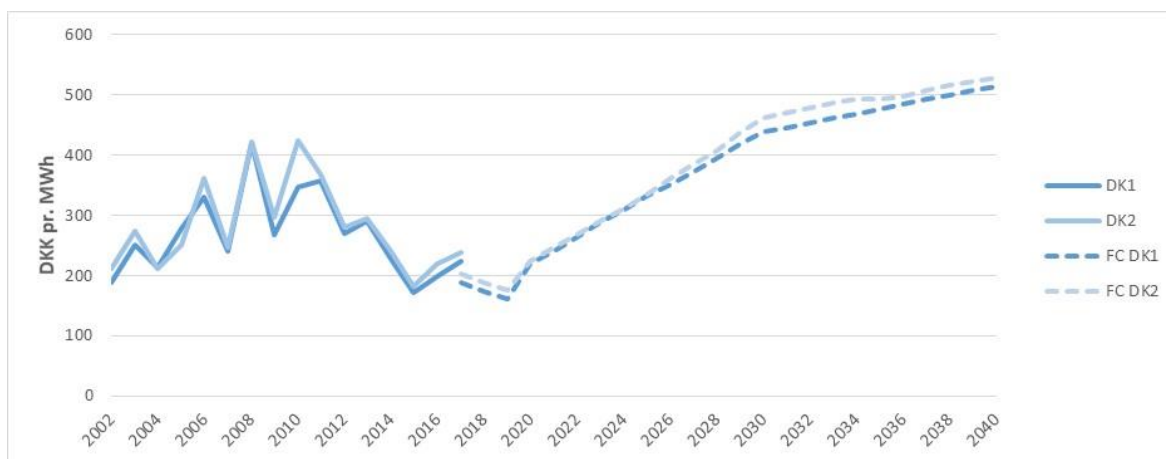
For Energinets egen kvalitetsvurdering er der ikke gået i detaljer med testen, hvorfor det er usikkert, hvordan der er back-testet. Når der i dag (dag 0) forecastes en spotpris for om 365 dage, vil den viden og data vi har i dag for dag 365 ikke være ligeså nøjagtig, som den data, der er om 364 dage. Hvis data løbende er blevet tilpasset, og der ud fra dette forecastes en enkelt dag frem, vil deres kvalitetsvurdering kun give et indblik i, hvor god modellen er til at forecaste i morgen, og ikke sige noget om, hvor god den er til at forecaste et år frem. Hvis de derimod ved dag 0 har forecastet perioden fra dag 1 til 365, baseret på den data de har ved dag 0, vil kvalitetsvurdering kunne bruges til at sige noget om modellen, når den forecaster længere ud i fremtiden. Uanset hvilken metode der er benyttet, er der kun backtestede for et år, hvilket gør det svært at sige noget om, hvor god modellen er til at forecaste på lang sigt.

³ Dette gennemsnit er foruden spotpriserne d. 7 juni fra kl. 07 til 12. I disse 5 timer var spotprisen over 1900 EUR pr. MWh for alle timerne.

Da det har været vanskeligt at vurdere Energinets langsigtede forecast af elprisen baseret på deres tidligere analyser og deres egen kvalitetsvurdering, er der forsøgt at finde artikler om, hvordan UC generelt præsterer når det gælder langsigtede forecasting af elpriser. Det har dog ikke været muligt at finde nogle artikler på området, hverken om hvordan UC præsterer eller ældre artikler, hvor der benyttes UC til at forecaste elpriser i et område, hvilket ville have givet mulighed for at sammenligne disse forecasts med den faktiske spotpris.

6.2 Historiske prisudvikling

Historisk er den gennemsnitlige spotpris steget i DK1 og DK2 med henholdsvis 34,69 og 25,52 DKK pr. MWh over de sidste 16 år fra år 2002 til år 2017. Dette er en gennemsnitlig stigning på 2,17 DKK pr. MWh pr. år for DK1 og 1,59 DKK pr. MWh pr. år for DK2. Dette er en mindre stigning end den, der forecastes af Energinet, hvor det over de næste 16 år, fra år 2017 og frem til år 2032, forventes at elprisen i gennemsnit kommer til at stige med 264 og 274 DKK pr. MWh for henholdsvis DK1 og DK2. Dette er en gennemsnitlig stigning pr. år på 16,5 og 17,13 DKK pr. MWh for henholdsvis DK1 og DK2, som vist i figur 6.2. Ses der på forecastet frem til år 2040, vil den gennemsnitlige stigning pr. år være 13,57 DKK pr. MWh for både DK1 og DK2.



Figur 6.2 - Faktiske spotpris i Vestdanmark og Østdanmark fra år 2002 til år 2017 samt Energinets forecastede sporpriser (FC) fra år 2017 til år 2040.

Kilde: Egen fremstilling baseret på data fra NordPool (2018b) og Energinet (2017b)

I forhold til tidligere betragtes dette som en relativt stor stigning i prisen på elektricitet. Yderligere er der tidligere set en variation i ændringerne, hvor den i nogle år er steget og andre år faldet. Ifølge energinets model SIFRE vil elprisen være stigende over hele den

forecastet periode frem til år 2040, dog indikerer forwardpriserne, at elprisen vil falde fra år 2017 til og med år 2019.

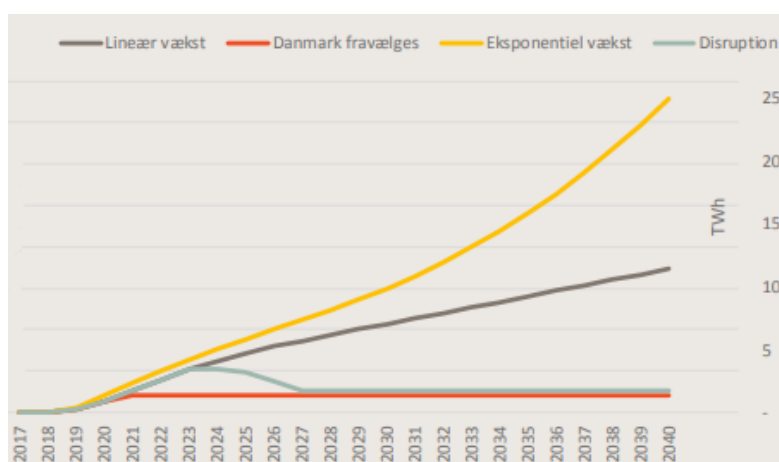
Ud fra teorien ville denne stigning skulle forklares med en stigning i efterspørgslen eller en ændring i stackmodellen. Stigningen i efterspørgsel vil forskyde efterspørgselskurven mod højre og dermed skabe en højere spotpris. En ændring i stackmodellen vil enten kunne være en ændring i kapacitet, der forskyder udbudskurven mod venstre, eller det kan være en ændring i genereringenhedernes marginalomkostninger, hvilket vil forskyde udbudskurven horisontalt op. Begge vil resultere i en stigning i spotprisen.

6.3 Ændringen i efterspørgslen

Ifølge Energinets forudsætninger for det fremtidige elforbrug forventes det, at det danske elforbrug for DK1 og DK2 samlet kommer til at stige med 18.370 GWh frem mod 2040. Dette er en 50 pct. stigning i forbruget over 24 år. Ifølge Energinet er der store usikkerheder forbundet med fremskrivningerne af elforbruget, da den største tilvækst forventes at komme fra nye teknologier, som store datacentre og el til transport, som der er ingen eller begrænset erfaringer med. Disse to forbrugstendenser vil derfor analyseres nærmere.

6.3.1 Udviklingen i elforbruget til datacentre

COWI har i 2018 udarbejdet en analyse af store datacentre for Energistyrelsen og Energinet, da det ansås for at være usikkert hvor mange datacentre, der vil komme til



Figur 6.3 - Forventede elforbrug for de 4 scenarier for datacentre fra år 2017 til år 2040 målt i TWh pr. år.

Kilde: COWI (2018)

Danmark. COWI opstiller fire scenarier, der alle har forskellige forecast for det fremtidige elforbrug til datacentre. (COWI, 2018) De fire scenariers forventede forbrug fra år 2017 frem til år 2040 er illustreret i figur 6.3.

I det første scenarie, lineær vækst, antages det, at der vil komme seks datacentre frem mod år 2030 og yderligere tre frem mod år 2040. Dette forventes at skabe en lineær og gradvis vækst i elforbruget fra år 2018 og frem. I dette scenarie vil elforbruget til datacentre være steget med omkring 12.000 GWh pr. år i år 2040. (COWI, 2018)

I det andet scenarie vil Danmark fravælges til fordel for andre Europæiske lande, hvorfor det antages, at der vil blive bygget to datacentre, hvilket resulterer i en stigning i elforbruget på omkring 2.000 GWh pr. år fra år 2021 og frem. (COWI, 2018)

I det tredje scenarie, eksponentiel vækst, antages det, at der kommer 22 datacentre frem mod 2040. Dette scenarie vil forventes at ske, hvis der både opstår et større behov for lagring af data på sigt, men også fordi virksomheder tilvælger Danmark i større grad blandt andet på grund af det politiske miljø, omkostningsniveauet og energiforsyningen. I dette scenarie vil elforbruget til datacentre være steget til 25.000 GWh i år 2040. (COWI, 2018)

I det sidste scenarie, disruption, antages det, at der sker fremskridt i den teknologiske udvikling, som resulterer i alternative måder at behandle og lagre data på for at spare omkostningerne til datacentre. (COWI, 2018)

Sammenlignes de fire scenarier er der stor forskel på, hvordan elforbruget til datacentre kommer til at udvikle sig over de næste 20 år, hvilket er med til at skabe en usikkerhed om det aggregeret elforbrug og dermed også omkring prisen på elektricitet. Ud af de fire scenarier er det første scenarie det, som COWI betragter som det mest sandsynlige baseret på den eksisterende viden på området (COWI, 2018). Sammenlignes dette scenarie med fremskrivningerne af elforbruget til datacentre lavet af Energinet, jf. afsnit 5.2.3.4, ses der en forskel på 8.000 GWh i år 2040. Det vil sige, at elforbruget i Danmark potentielt kan stige med mere end, hvad der forventes ud fra Energinets analyse. Hvis dette er tilfældet, vil spotprisen ud fra teorien kunne forventes at stige med mere end, hvad Energinet har forecastet.

I COWIs analyse er det dog også en mulighed, at elforbruget kommer til at stige med omkring 2.000 GWh pr. år mindre end Energinets forventninger, hvis der ikke bliver

bygget det forventede antal datacentre, eller hvis teknologien på området forbedres. Dette vil i stedet få den forventede spotpris til at falde.

Ud fra COWIs og Energinets analyser af elforbruget til datacentre ses det, at fremskrivningerne er forbundet med stor usikkerhed, som dermed også overfører en usikkerhed i fremskrivningerne for elprisen. Da beregningerne i analyserne ikke er foretaget på samme tidspunkt, hvor COWIs er nyest fra 2018, er det muligt, at COWI har haft nyere oplysninger og data, hvilket kan være skyld i forskellen i fremskrivningerne af elforbruget til datacentre.

6.3.2 Udviklingen i elforbruget til transport

El til transport er også en af grundene til stigningen i elforbruget, som Energinet forventer, frem mod år 2040. Også her nævner Energinet, at fremskrivningerne er forbundet med usikkerhed, da teknologien og rammebetingelserne er i en udviklingsfase. I Regeringens energiaftale fra juni 2018 er der afsat penge til at gøre transportsektoren mere grøn uden at specificere, hvilke ændringer der skal føre til dette. (Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, u.d.). Efterfølgende i oktober 2018 har Regeringen fremlagt et klima- og luftudspil, hvori der blandt andet er fokus på, at transportsektoren skal gøres grønnere ved at benytte elektricitet i stedet for benzin og diesel, hvor der også er sat nogle mål for, hvornår dette skal ske for busser, taxaer og biler. (Regeringen, 2018) Det ses derfor, at der fra politisk side er fokus på, at der skal mere el ind i transportsektoren, men også at det er usikkert, hvad der bliver påvirket og hvornår, da der ikke er vedtaget noget konkret.

6.3.3 Priselasticitet for efterspørgslen på elektricitet

I teoriafsnittet, jf. afsnit 3.1 og 3.2, ses det, at efterspørgslen på elektricitet er relativt inelastisk på kort sigt og mere elastisk på længere sigt. Dette betyder, at efterspørgslen på lang sigt vil reagere på ændringer i spotprisen. Energinet nævner ikke priselasticiteten for efterspørgslen på elektricitet i deres analyse, hvorfor det ikke antages, at der er taget højde for dette.

I en Amerikansk undersøgelse, baseret på data for perioden 2003 til 2015, undersøge priselasticiteten for efterspørgslen på elektricitet på lang sigt i USA. De inddeler

efterspørgslen i forskellige kategorier blandt andet boliger og industri for at teste, hvilken påvirkning spotprisen har på deres respektive efterspørgsel. Der findes en priselasticitet for den samlede efterspørgsel på -1 på lang sigt. Dette betyder, at hvis spotprisen stiger med 1 pct., vil efterspørgslen ligeledes falde med 1 pct. De begrundet denne elasticitet med, at i modsætning til kort sigt er det muligt at tilpasse den elektroniske aktivitet på lang sigt, hvorfor efterspørgslen vil afhænge af prisen. (Burke & Abayasekara, 2018)

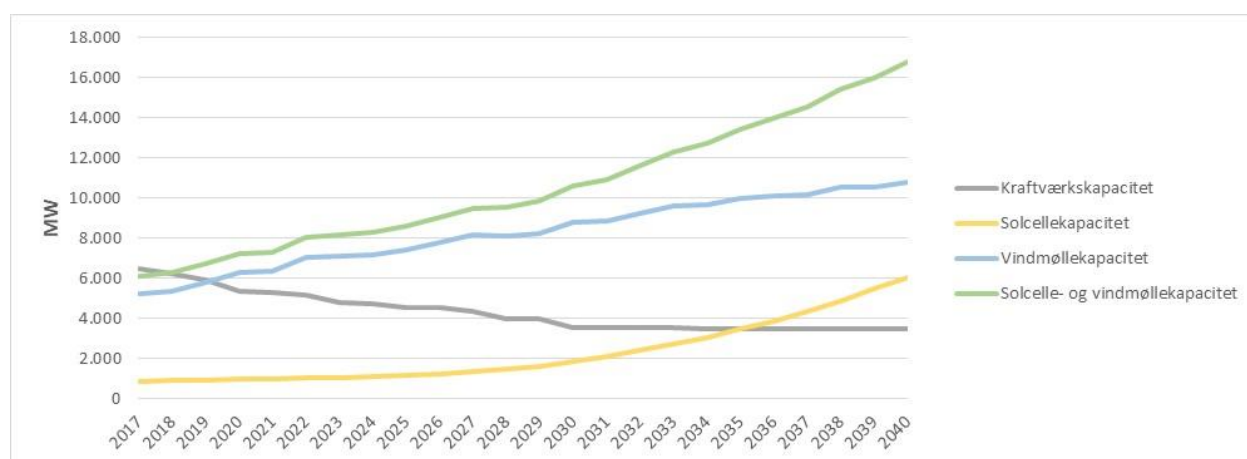
Det har ikke været muligt at finde nogle undersøgelser for Danmark eller Europa for den langsigtede priselasticitet, men hvis priselasticiteten for efterspørgslen i Danmark er i nærheden af -1, vil det alt andet lige betyde, at en stigning i spotprisen vil give et fald i efterspørgslen. Hvis priselasticiteten for efterspørgslen i Danmark antages at være lig med -1, og elprisen forventes at stige med 167 pct. fra år 2017 til år 2040 (se beregning i Bilag 10.2), skulle dette ligeledes skabe et 167 pct. fald i efterspørgslen i samme periode. Ud fra formodningen om en negativ priselasticitet vil det dermed ikke kunne forventes, at efterspørgslen stiger i samme grad, som vist i figur 5.5, hvis samtidig spotprisen forventes at stige, som vist i figur 5.2.

Ydermere viser den amerikanske undersøgelse, at priselasticiteten for efterspørgslen på lang sigt er forskellig for forskellige kategorier, hvor det blandt andet ses, at industri har en mere negativ priselasticitet og dermed er mere følsom overfor prisændringer (Burke & Abayasekara, 2018). Hvis dette også er tilfældet for Danmark vil elforbruget til industri og dermed datacentre kunne forventes at falde med mere end 1 pct. ved en 1 pct. stigning i spotprisen.

Ud fra det undersøgte vil der sandsynligvis komme nogle stigninger i elforbruget til både datacentre og transport, som Energinet også forecaster. Dog er der store usikkerheder forbundet med dette, både som Energinet skriver, men også som priselasticiteten for efterspørgslen på elektricitet antyder. Det konkluderes derfor, at størrelsesordenen af ændringerne er usikre, og det er derfor ikke muligt at sige, om Energinets forecast af efterspørgslen er retvisende.

6.4 Ændringer i stackmodellen

Ud over efterspørgslen har udbuddet og stackmodellen også indflydelse på spotprisen. Ifølge energinets forecast af den fremtidige produktionskapacitet vil kraftværkskapaciteten for Danmark falde med knap 3.000 MW mens både vindmølle- og solcellekapaciteten vil stige med henholdsvis omkring 5.500 MW og 5.200 MW. De tre kapaciteters forventede udvikling frem til år 2040 er illustreret i figur 6.4.



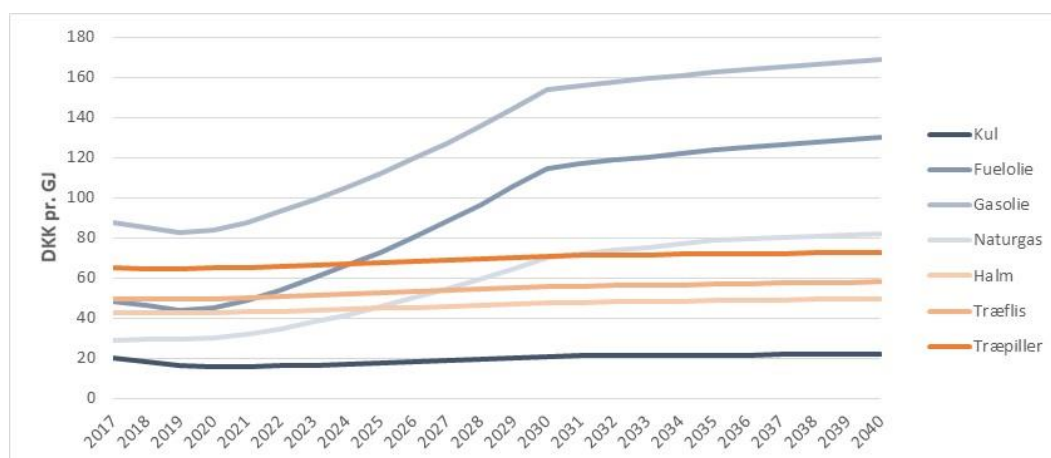
Figur 6.4 - Den forventede udvikling i kapacitet for henholdsvis kraftværker, solceller og vindmøller fra år 2017 til år 2040. Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

6.4.1 Kraftværkskapacitet og biobrændsel

Den fremtidige kraftværkskapacitet er beregnet ud fra kraftværksejernes egne udmeldinger omkring fremtidige ændringer blandt andet ombygning og lukninger, hvilket gør, at kurven anses for at være realistisk. Der er dog en vis usikkerhed, da fremtidsplanerne for nogle anlæg er ukendte. Ydermere, jf. afsnit 5.2.3.4, vil kraftværkernes produktionskapacitet falde, når de omlægges til at benytte biobrændsel i stedet for fossile brændsler. Fra politisk side er der som tidligere nævnt fokus på at gøre Danmark grønt og mindske udledningen af drivhusgasser. Dette betyder, at virksomhedernes samfundsmæssige ansvar (CSR) får større betydning for kraftværkerne, hvilket giver en skjult fordel ved at skifte til biobrændsel, da det anses for at være CO₂-neutralt.

Biobrændsel er på nuværende tidspunkt dyrere at benytte end kul og naturgas, hvilket er vist i nedenstående figur 6.5. Ud fra fremskrivningerne vil det frem til år 2024 være dyrere, hvorefter der vil opstå en økonomisk fordel ved at erstatte naturgas med halm, men der ses også fortsat en lavere pris på kul og en højere pris på træflis. Det ses også i figuren, at de forventede priser for halm, træflis og træpiller er relativt stabile frem mod år 2040, hvor naturgas, gasolie og fuelolie i perioden frem mod 2030 forventes at have en

relativ stejl stigning. Hvis der ses bort fra kul, betyder dette at biobrændsel på længere sigt vil give kraftværkerne en lavere marginalomkostning, hvilket giver yderligere incitament til at skifte til biobrændsel.



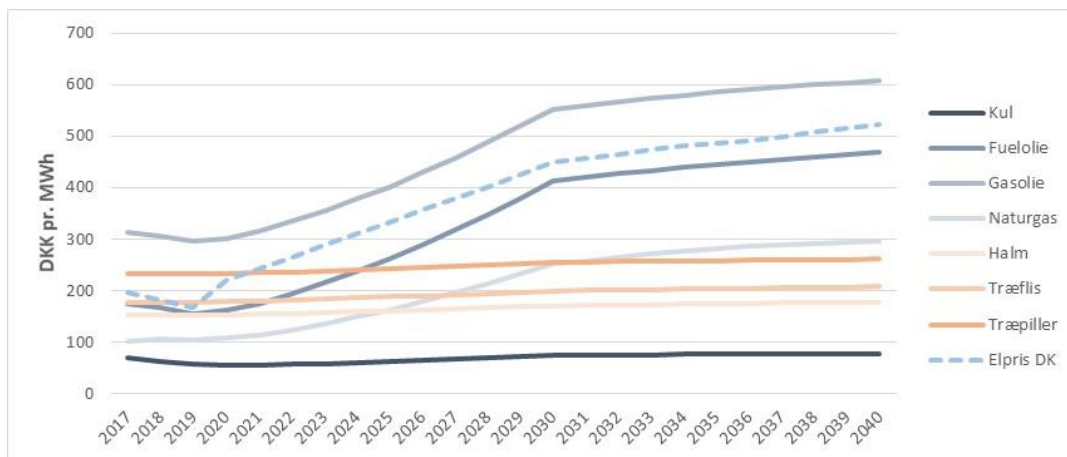
Figur 6.5 - Den forventede pris på forskellige typer fossile brændsler og biobrændsler fra år 2017 til år 2040, målt i DKK pr. GJ

Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Ud fra et rationelt og økonomisk perspektiv ville det være forventeligt at kraftværkerne fortsætter med at benytte kul, da dette giver de laveste marginalomkostninger på kort og lang sigt. For de kraftværker, der benytter naturgas, gasolie og fuelolie, opstår der et incitament for at ombygge for at kunne benytte biobrændsel grundet de forventede relativt lavere priser og CSR-gevinsten, hvilket vil skabe et fald i kraftværkskapaciteten. Dog er det ud fra ovennævnte ikke er muligt at vurdere, hvorvidt Energinets fremskrivning er realistisk i forhold til, hvor meget kraftværkskapaciteten kommer til at falde med.

Den prismæssige påvirkning, af at kraftværkerne skifter til biobrændsel, er alt andet lige, at spotprisen på elektricitet kommer til at stige, da biobrændsel har en opadgående kurve, hvor prisen forventes at stige med omkring 8 DKK pr. GJ i perioden 2017 til 2040. For at kunne sammenligne priserne på bio- og fossile brændsler med spotprisens udvikling over den samme periode omregnes DKK pr. GJ til DKK pr. MWh⁴. Prisen for at benytte halm, træflis og træpiller vil være henholdsvis 152, 178 og 233 DKK pr. MWh i år 2017 og stige til henholdsvis 178, 208 og 261 DKK pr. MWh i år 2040. Dette er illustreret i figur 6.6.

⁴ 1 MWh = 3,6 GJ.



Figur 6.6 - Forventede priser på fossile brændsler, biobrændsel og el fra år 2017 til år 2040, målt i DKK pr. MWh.

Kilde: Egen fremstilling baseret på egne beregninger baseret på Energinet 2017b

Disse priser på biobrændsel kan ikke forklare, at spotprisen skulle stige til over 500 DKK pr. MWh i år 2040, som ses i Energinets forecast, da det er marginalomkostningerne for det sidste aktiverede bud i stackmodellen, der fastsætter spotprisen, jf. afsnit 3.4.

I figuren ses det, at kurven for den forventede elpris for Danmark fra år 2020 og frem følger den forventede priskurve for gasolie og fuelolie. Dette tyder på, at det i mange timer forventes, at det er gasolie og fuelolie, der fastsætter spotprisen, og ikke biobrændsel. Denne stigning i elprisen vil betyde, at de kraftværker, der benytter kul, naturgas og biobrændsel, ikke er tilstrækkelige til at dække efterspørgslen, så kraftværker, der benytter gasolie og naturgas, fremover også vil skulle generere elektricitet for at kunne dække efterspørgslen.

6.4.2 Vind og solkapacitet

I Energinets analyse forventes det, at vindmølle- og solcellekapaciteten kommer til at stige. Dog er det nødvendigt at se på genereringen af elektricitet for disse enheder, for at få et retmæssigt billede af hvordan elmarkedet vil påvirkes, da disse enheder ikke kan generere fuld kapacitet, jf. afsnit 5.2.3.5.

For at kunne generere et produktionsforecast kræves det, at der er et forecast for antallet af vindmøller og solceller samt et forecast for den forventede vind- og solkraft.

Forecastet for antallet af vindmøller og solceller afhænger af den teknologiske udvikling og hvilke støtteordninger, der tilbydes. Historisk set kan en forbedret teknologi på området øge effektiviteten og mindske omkostningerne ved opsætning og vedligehold.

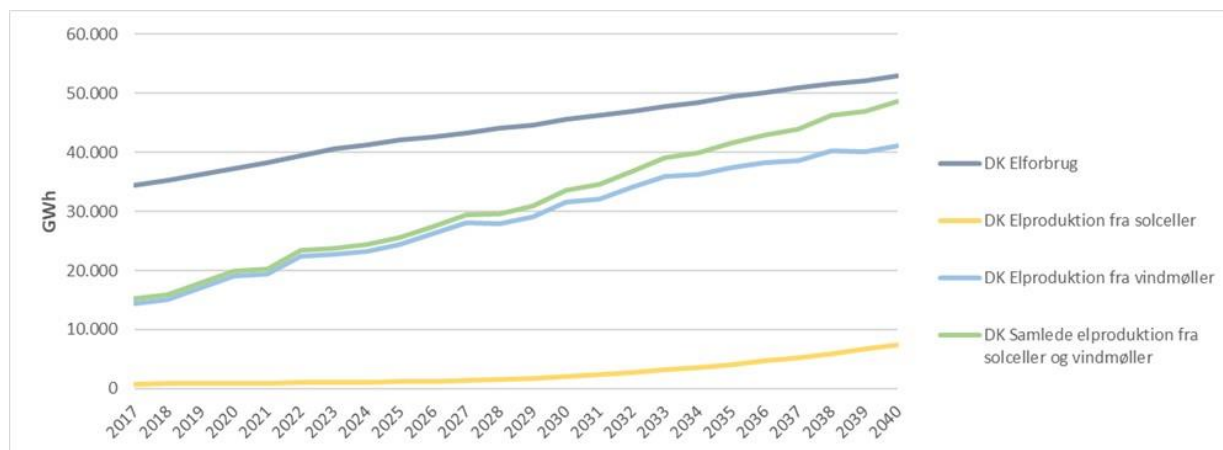
Støtteordninger, der tilbydes fra politisk side, øger ejernes indtægt og mindsker dermed risikoen ved at investere.

For den fremtidige vindproduktion ses det, jf. figur 5.8, at genereringen af elektricitet fra havmøller har den mest markante forventede stigning med 13.400 GWh i perioden 2017 til 2040. Dog forventes produktionen fra landmøller også at stige med omkring 9.400 GWh i samme periode, hvilket samlet skaber mere end en fordobling i genereringen af elektricitet fra vindmøller i Danmark. Den historiske tilgang af elektricitet fra vindkraft har været stigende, jf. afsnit 1.1, hvorfor det anses for at være sandsynligt, at den opadgående tendens vil fortsætte, når der er øget fokus på vedvarende energi fra politisk side.

For den fremtidige solcelleproduktion, jf. figur 5.10, ses det, at genereringen af elektricitet fra markanlæg har den største stigning på omkring 4.200 GWh i perioden fra år 2017 til år 2040. Denne relativt store stigning forklares af Energinet ved, at der i 2016 blev søgt om støtte til 5 GW solceller, inden der blev lukket for støtteordningen (Energinet, 2017a). Ud fra dette forventes det, at der er en interesse og efterspørgsel efter markanlæg, hvis der kommer støtte til det. Dog er der ikke blevet oprettet nogen ny støtteordning med samme fordelagtige støtte. I den tidligere støtteordning blev der givet et pristillæg på 60 øre pr. kWh de første 10 år, hvorefter pristillægget faldt til 40 øre pr. kWh for de næste 10 år (Energistyrelsen, Ansøgningsproces - Mulige støtteordninger, u.d.). I den nyeste støtteordning er det gennemsnitlige pristillæg for solceller 2,89 øre pr. kWh (Energistyrelsen, Faktaark om afgørelse af det teknologineutrale udbud 2018, 2019). Dette er et relativt stor reduktion i støtte, dog er omkostningerne til solceller også faldet, hvorfor der ikke er behov for samme støtte som før for at være konkurrencedygtige. Baseret på dette grundlag er det dermed svært at sige, om det kan forventes at solcellekapaciteten kommer til at stige med over 5 GW fra år 2017 til år 2040.

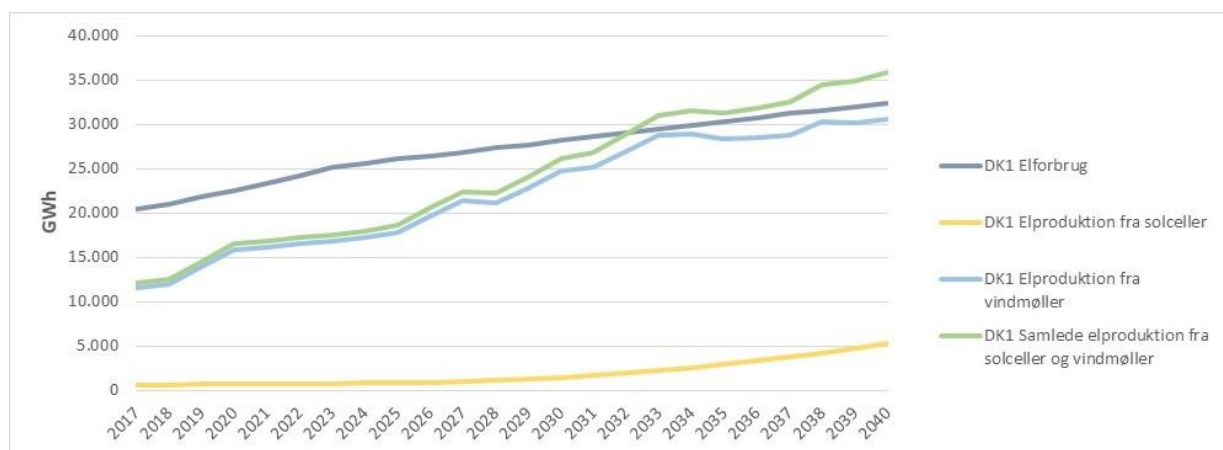
6.2.4.1 Genereringen af elektricitet fra vindmøller og solceller

Holdes den forventede vind- og solproduktion op imod det forventede elforbrug på elektricitet, vil der ikke genereres nok elektricitet til at dække de samlede gennemsnitlige elforbrug for Danmark. Dette er illustreret i figur 6.7.



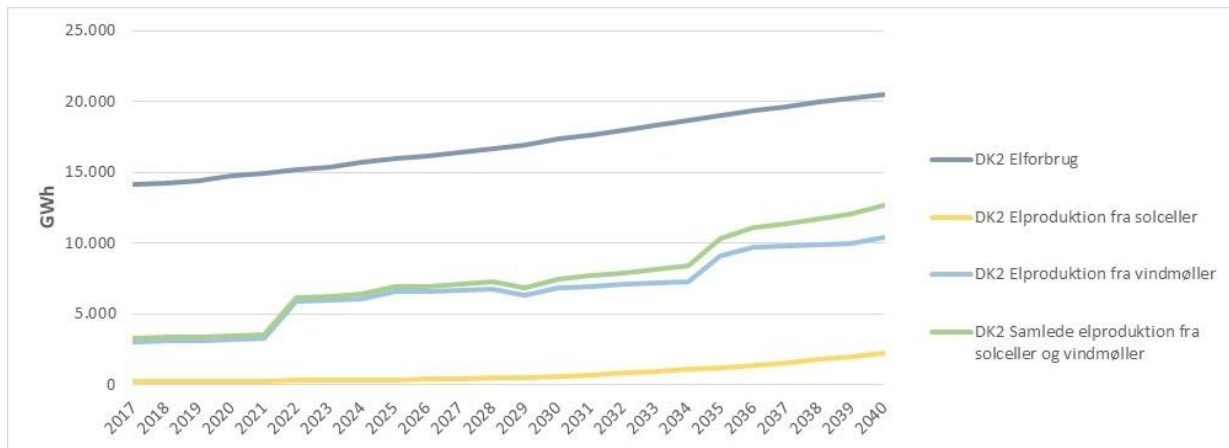
Figur 6.7 - Forventede elforbrug og forventede elproduktion fra solceller og vindmøller i Danmark fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Hvis det forventede elforbrug og den forventede elproduktion fra solceller og vindmøller opdeles for Vestdanmark og Østdanmark ses det, figur 6.8, at den forventede produktion fra vedvarende energikilder i Vestdanmark vil overstige det forventede elforbrug fra år 2033 og frem til år 2040. Dette burde, ifølge teorien om elmarkedet, jf. afsnit 3, medføre en spotpris på næsten 0 DKK pr. MWh i DK1.



Figur 6.8 - Forventede elforbrug og forventede elproduktion fra solceller og vindmøller i Vestdanmark fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

Det samme ses ikke for DK2, hvor der ikke er nok elproduktion fra vedvarende energikilder til at kunne dække elforbruget. I takt med at der forventes mere produktion fra vedvarende energi vil elforbruget også stige, så der fortsat vil være en difference mellem elforbruget og elproduktionen på over 7.000 GWh, figur 6.9. Denne difference vil skulle dækkes af kraftværker og udlandsforbindelser, jf. afsnit 3, hvilket i stedet vil fastsætte spotprisen i DK2.

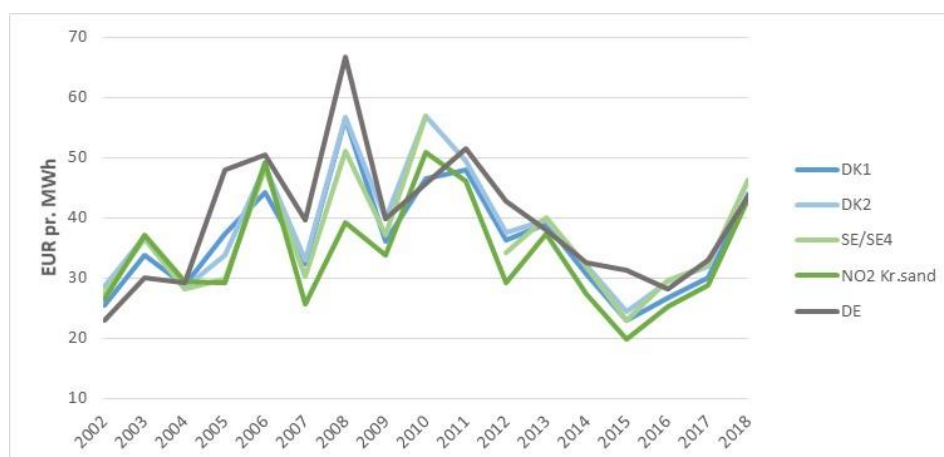


Figur 6.9 - Forventede elforbrug og forventede elproduktion fra solceller og vindmøller i Østdanmark fra år 2017 til år 2040.
Kilde: Egen fremstilling med data fra Energinet (2017b)

6.4.3 Udlandsforbindelser

Kapaciteten på transmissionsforbindelserne fra Danmark til udlandet, især mod syd, forventes, ifølge Energinet, at stige i fremtiden. Dette forventes ud fra eksisterende planer om samarbejde mellem den danske TSO, Energinet, og TSO'erne for de respektive lande, Tyskland, Holland og Storbritannien, hvilket dermed forventes at give et retvisende billede af den fremtidige transmissionskapacitet.

Elektricitet vil flyttes fra lavprisområder til højprisområder for at udligne spotpriserne på det europæiske elmarkedet, jf. afsnit 3.4. Historisk har der været en højere spotpris i Tyskland, som Danmark har forbindelse til mod syd, og en lavere spotpris i Norge og Sverige, som Danmark har forbindelse til mod Nord. De gennemsnitlige årlige spotpriser for perioden 2002 til 2018 er illustreret i figur 6.10, hvor de gennemsnitlige månedlige spotpriser fra april 2014 til december 2018 er illustreret i figur 6.11. For både de gennemsnitlige årlige og månedlige spotpriser ses det, at den tyske spotpris i gennemsnit er højere end de nordiske spotpriser og har flere spikes. Den norske spotpris for Kristiansand (NO4) er i gennemsnit den laveste efterfulgt af den danske i Vest (DK1).



Figur 6.10 – De årlige gennemsnitlige elspotpriser for henholdsvis Vestdanmark, Østdanmark, Sverige, Norge Kristiansand og Tyskland for perioden 2002 til 2017.

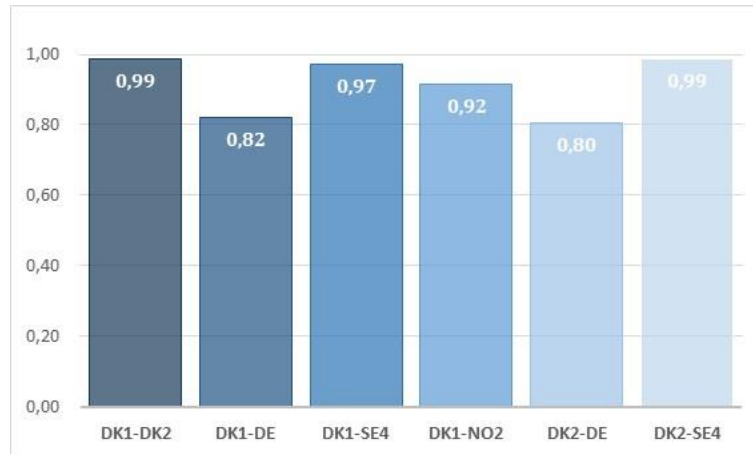
Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2018a)



Figur 6.11 – De månedlige gennemsnitlige elspotpriser for henholdsvis Vestdanmark, Østdanmark, Sverige, Norge Kristiansand og Tyskland for perioden april 2014 til december 2018.

Kilde: Egen fremstilling med data fra NordPool (2018b)

For at teste sammenhængen mellem spotprisen i Danmark og de omkringliggende lande udregnes korrelationen i excel for de månedlige gennemsnitlige spotpriser fra april 2014 til december 2018. Resultatet er vist i figur 6.12.

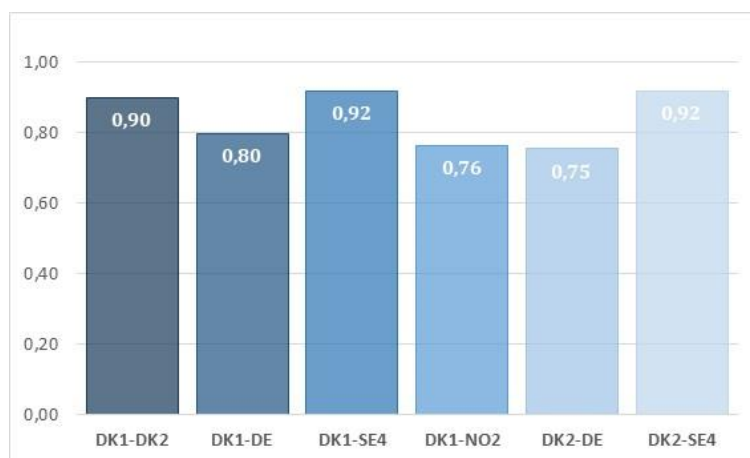


Figur 6.12 - Korrelation mellem den gennemsnitlige månedlige spotpris for april 2014 til december 2018.

Kilde: Egen fremstilling baseret på beregning af korrelation med data fra NordPool (2018b)

I figur 6.12 ses det, at spotprisen i Danmark korrelerer positivt med alle de omkringliggende lande. Den laveste korrelation findes mellem Danmark og Tyskland, med en korrelation på 0,82 for Vestdanmark og Tyskland og en korrelation på 0,80 for Østdanmark og Tyskland. Foruden korrelationen mellem Vest- og Østdanmark på 0,99 ses den højeste korrelation mellem Østdanmark og Sverige på 0,99 efterfulgt af Vestdanmark og Sverige på 0,97. For Vestdanmark og Norge Kristiansand findes en korrelation på 0,92. Danmark ser derfor ud til i højere grad at korrelere med de øvrige nordiske lande, hvor de gennemsnitlige spotpriser er lavere.

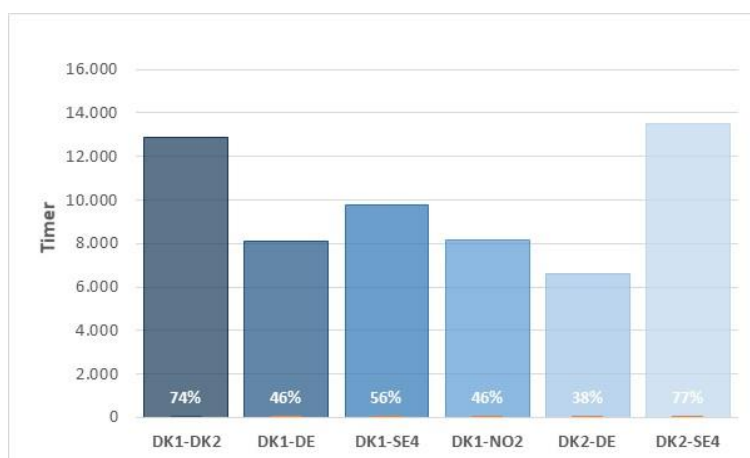
Hvis i stedet korrelationen beregnes for timespotprisen fra d. 1 januar 2017 til d. 31 december 2018, vil korrelationerne være som vist i figur 6.13.



Figur 6.13 - Korrelation mellem spotprisen fra d. 1 januar 2017 til d. 31 december 2018.

Kilde: Egen fremstilling baseret på beregning af korrelation med spotprisedata fra NordPool (2019b)

I figur 6.13 ses der stadig en positiv korrelation mellem Danmark og de omkringliggende lande, men korrelationen er lavere. For dette datasæt er det muligt at udregne mængden af timer, hvor spotprisen er den samme i landene. Resultatet er illustreret i figur 6.14



Figur 6.14 - Antallet af timer hvor de respektive lande har den samme spotpris i perioden 2017 til 2018.

Kilde: Egen fremstilling baseret på beregning af korrelation med spotprisedata fra NordPool (2019b)

Her ses det, at DK2 og SE4 er dem der oftest har den samme spotpris med 13.479 timer ud af 17520, hvilket er 77 pct. af timerne i år 2017 og 2018. Dernæst kommer DK1 og DK2, som har den samme spotpris i 12.901 timer og dermed 74 pct. af timerne i den toårige periode. For DK2 og DE ses den samme spotpris 38 pct. af timerne, hvor det ses for 46 pct. af timerne for henholdsvis DK1 og DE samt DK1 og NO2.

I fremtiden forventes der en større transmissionskapacitet mod syd, hvor der historisk har været højere spotpriser. Denne øget transmissionskapacitet vil gøre det muligt at flytte mere elektricitet fra Danmark til Tyskland, Holland og Storbritannien. Ifølge teorien vil en stigning i transmissionskapaciteten kunne påvirke import og eksport, som har en effekt på efterspørgselskurven. Hvis der bliver eksporteret mere fra Danmark vil det alt andet lige forskyde efterspørgselskurven mod højre og skabe højere elpriser.

Schaber, Steinke og Hamacher har i 2012 udgivet en undersøgelse om, hvilken effekt udvidet transmissionsforbindelser vil have på integreringen af vedvarende energi i Europa i år 2020. I denne undersøgelse konkluderes det, at tilførslen af nye transmissionsforbindelser i Europa vil resultere i en højere gennemsnitlig spotpris for Europa i forhold til, hvis der slet ikke tilføres nogle transmissionsforbindelser. Dog vil forskellene i elpriserne for de enkelte områder være relativt mindre, hvis der udvides, da områder med meget vedvarende energi vil kunne eksportere til områder med relativt mindre og dermed udligne elpriserne. (Schaber, Steinke, & Hamacher, 2012)

Hvis den samme effekt opstår i Danmark, når transmissionsforbindelserne mellem Danmark og Tyskland, Holland og Storbritannien opføres, vil de danske spotpriser i højere grad udlignes med disse områders spotpris, da der kan eksporteres mere elektricitet. Som følge af denne eksport forventes det, at spotpriserne i Danmark og især Vestdanmark, hvor forbindelserne opføres, stiger.

6.5 Andre forecasts af spotprisen

Udover Energinet har Statnett også publiceret deres forventninger til den fremtidige spotpris for Europa. Deres rapport undersøges her for at give et indblik i, hvad andre har af forecast for spotprisen. Især Statnetts analyse er interessant, da formålet med deres fremskrivninger er sammenlignelig med Energinets, da de skal bruge dem til at planlægge det fremtidige norske elmarked.

6.5.1 Statnett forecast af spotprisen

Den norske TSO Statnett har udarbejdet en langsigtede markedsanalyse for Norden og Europa for 2018 til 2040, hvor de forventer, at den gennemsnitlige pris på elektricitet ca. vil forblive, hvor den er nu i Europa frem mod 2030, hvorefter den forventes at falde frem

mod 2040. Forventningen frem mod år 2030 menes at være forårsaget af de højere spotpriser og lavere omkostninger til sol- og vindkraft. Dette resulterer i, at det er mere profitabelt at bygge vindmøller uden tilskud i Norge i de første 10 år af fremskrivningen.

Fra 2030 og frem mod 2040 forventes det, at den gennemsnitlige pris på elektricitet vil falde grundet en antagelse om tilføjelse af flere solceller og vindmøller, som derfor stiger fra at udgøre 50 pct. af produktionen til over 55 pct. Det forventes, at vedvarende energi som vind og sol vil have en større effekt, når andelen er større, da der kommer signifikant flere timer med lavere elpriser. (Statnett, Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018-2040 Executive summary , 2018)

Statnetts fremskrivninger af spotprisen er baseret på en UC-model, BID, der simulerer elmarkedet time for time over et år. Fordelen ved BID-modellen er, at den har en realistisk inddragelse af kraftværker og inkluderer vandkraft, som er en stor del af det norske elsystem. (Statnett, 2016, s. 3)

For at kunne simulere elmarkedet er der foretaget nogle antagelser om udviklingen i vedvarende energi, priser på brændsel og elforbruget. Fremskrivningerne bygger på antagelsen om, at Europa når deres klimamål for 2030, hvilket Statnett mener at være sandsynligt grundet de lavere omkostninger til sol- og vindkraft samt batterier. Yderligere antages genereringen af elektricitet fra vedvarende energi at stige fra omkring 35 pct. i år 2018 til omkring 75 pct. i år 2040 i de 18 europæiske lande, der er inkluderet i deres markedsmodel. Vedvarende energi vil dermed blive en dominerende kilde til elektricitet, som de erkender er afhængig af fleksibilitet fra opbevaring og forbrug. (Statnett, Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018-2040 Executive summary , 2018)

Selv om priserne på kul og gas har været stigende mellem år 2016 og 2018 forventer Statnett, at priserne fremover vil falde en smule fra niveauet i 2018 og dermed bevare spotprisen på samme niveau frem til år 2030. Disse priser anses for at være vigtige, da det i mere end 50 pct. af timerne forventes at være marginalomkostningen på gas, der sætter spotprisen i år 2040. (Statnett, Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018-2040 Executive summary , 2018)

For elforbruget forventer Statnett en stigning i elforbruget men et samlet fald i energiforbruget grundet elektrificering af transport og varme. Elforbruget forventes at

stige med lige under 20 pct. i de nordiske lande. (Statnett, Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018-2040 Executive summary , 2018)

6.5.2 Sammenligning af spotpris forecast

Energinets fremskrivninger af spotprisen har ikke samme tendens som Statnetts. Dette kan både skyldes, at de ikke benytter den samme UC-model men også, at deres antagelser om de bagvedliggende faktorer ikke er de samme.

Energinet antager en høj stigning i elforbruget samt prisstigninger for fossile brændsler frem mod år 2040, hvilket ifølge teorien er med til at presse spotprisen op. Statnett forventer derimod en mere moderat stigning i elforbruget og antager ikke, at priserne på fossile brændsler kommer til at stige i perioden. Her er det vigtigt at nævne, at Statnetts forecast er lavet med fokus på det norske marked og skriver derfor generelt, at det nordiske elforbrug forventes at stige, hvorfor det kan være svært at sammenligne de to stigninger i elforbruget. Dog vil de to nævnte faktorer alene ud fra teorien også presse spotpriserne op men i mindre grad, da der ikke forventes en stigning i priserne på kul og gas.

Statnett forventer derimod, at de varierende vedvarende energikilder vil være med til at presse prisen ned, så spotprisen ikke stiger. Energinet forventer også, at der kommer mere varierende vedvarende energi, men ifølge deres simulering af elmarkedet vil spotpriserne stadig stige. Ud fra Statnett og Energinets forskellige antagelser kan det dermed forklares, hvorfor der er forskel i deres fremskrivninger af spotprisen.

Dette undersøger at forskellige antagelser om fremtiden vil skabe forskellige fremskrivninger af spotprisen, hvilket vil blive diskuteret herunder.

7. Diskussion

I analysen ses det, at der er nogle faktorer blandt andet vedvarende energi, der peger mod, at spotprisen på elektricitet vil falde, hvor andre blandt andet elforbruget, kraftværkskapacitet og udlandsforbindelser, der peger mod, at den vil stige.

7.1 Usikkerhed i spotprisens ændring på lang sigt

Selv om Energinet forecaster spotprisen til at stige, ses det i analysen, at der er stor usikkerhed forbundet med denne fremskrivning, hvorfor det kan diskuteres, om stigningen bliver så stor, som det forecastes. Det er især priserne på brændsel og elforbrugets påvirkning, der skaber denne usikkerhed.

Da det fra Regeringens side er ambitionen, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050 forventes det af Energinet, at flere kraftværker vil omlægge deres brændsel til biobrændsel, herunder halm, træpiller og træflis. Hvis det forventes, at kraftværkerne benytter biobrændsel, burde det også være marginalomkostningen på biobrændsel, der sætter spotprisen i de timer, hvor der ikke er nok varierende vedvarende energi til at dække elforbruget. Dette afspejles dog ikke i den forventede elpris frem mod år 2040, hvor spotprisen i højere grad følger prisen på gas- og fuelolie. Hvis det derimod er biobrændsel, der sætter spotprisen i de fleste timer, vil spotprisen ikke forventes at være højere end 250 DKK pr. MWh i de fleste timer, hvilket er en halvering fra år 2030 og frem til år 2040, i forhold til Energinets fremskrivninger. Denne forskel er derfor med til at skabe tvivl om, hvorvidt spotprisen kommer til at stige så meget som Energinets fremskrivning viser.

En anden faktor, der taler for stigninger i spotprisen, er elforbruget. Energinet skriver selv, at der er stor usikkerhed forbundet med det fremtidige elforbrug. Dette skaber en tvivl om, hvorvidt det kommer til at stige i samme omfang, som Energinet baserer deres fremskrivninger på især givet den forventede udvikling i elprisen. Givet at efterspørgslen på elektricitet ikke er inelastisk, er der tvivl om, hvorvidt en så stor en stigning i elprisen vil understøtte en ligeledes stor stigning i elforbruget. Dette begrundes i den amerikanske undersøgelse af Burke & Abayasekara, hvor der ses en priselasticitet på -1, hvorfor det må forventes, at efterspørgslen på elektricitet falder, hvis elpriserne stiger på lang sigt. Dette baseres på, at folk vil have mulighed for at ændre deres elforbrug, datacentre kan nå at ændre deres lokation til områder med billigere elektricitet, og det bliver mindre attraktivt at elektrificere transportsektoren. Dermed vil det forventes, at stigningen i elforbruget vil aftage i takt med, at spotprisen stiger og ikke fortsætte med at stige i samme grad, som er forventet af Energinet.

Ud fra Energinets egen kvalitetsvurdering af SIFRE-modellen, er der en tendens til, at modellen overestimerer i de timer, hvor der er en afvigelse. Hvis dette er tilfældet, når

der forecastes på kortere sigt, kan modellen have samme tendens på lang sigt, hvilket igen tyder på, at Energinets forecast overestimerer spotprisen frem mod år 2040.

7.2 Vedvarende energi og stigning i elpriserne på lang sigt?

Samlede set forventer Energinet, at der vil komme mere varierende vedvarende energi i Danmark, samtidig med at fremskrivningerne i spotpriserne viser stigninger på lang sigt. Dette modsiger dog noget af den litteratur, der er på området.

I 2015 udgav den amerikanske økonom Jeremy Rifkin bogen *The Zero Marginal Cost Society*, hvori han drager paralleller mellem energibranchen og den tidlige udvikling af IT-sektoren og internettet. Han skriver, at elektricitet fra vedvarende energikilder oplever en eksponentiel vækstkurve inden for vind og sol, og det forventes, at geotermisk, biomasse og vandenergi vil følge. Som med computerindustrien har vedvarende energi oplevet høje indledende kapitalomkostninger til forskning, udvikling og implementering. Dog forventes det af industriens analytikere, at teknologien vil nå samme prisniveau som mobiltelefoner og bærbare computere i løbet af de næste 15 år. Yderligere sammenligner han vedvarende energi med internettet, da der er høje omkostninger forbundet med etableringen af infrastrukturen men ubetydelige marginalomkostninger til produktion. Ud fra dette mener Rifkin derfor, at der i den kommende tid vil være flere hundrede millioner mennesker, der kommer til at producere deres egen vedvarende energi. Denne vedvarende energi vil kunne deles med hinanden på et "Energy Internet", ligesom vi i dag deler information på internettet, og den vil have en marginalomkostning på næsten nul. (Rifkin, 2015, s. 97-98) Denne pointe støtter, at elpriserne på sigt vil forventes at falde grundet de lave marginalomkostninger på varierende vedvarende energi.

Ydermere nævner Rifkin, at der allerede ses negative priser i ekstreme situationer, hvilket skaber forstyrrelser i hele energisystemet, da forsyningsselskaber er nødt til at holde igen med at investere i backupkraftværker, der benytter gas og kul som brændsel. Dette er tilfældet, da det ikke længere er muligt at garantere et pålideligt afkast på investeringerne. Hvis disse backupkraftværker ikke kan producere elektricitet hele tiden, vil det tage længere tid at afskrive bygninger og lignende og gøre investeringen mindre attraktiv. Dermed begynder vedvarende energi at skubbe fossile brændsler ud af elmarkedet allerede nu. (Rifkin, 2015, s. 100)

Blazquez et al. har til dels et andet syn på vedvarende energi, da de i en rapport fra 2017 konkluderer, at varierende vedvarende energi bliver nødt til at eksistere sammen med fossile brændsler i et liberaliserede elmarked. Dette begrundes de med, at det nuværende liberaliserede elmarked er baseret på positive marginalomkostninger, og at genereringen af elektricitet kommer fra en enhed, der kan generere elektricitet, når det efterspørges. Ingen af disse egenskaber gælder for varierende vedvarende energikilder med minimale marginalomkostninger som vind og sol, der har en marginalomkostning på næsten nul, og er sporadisk af natur. Disse egenskaber resulterer i lavere og mere volatile spotpriser, hvilket er vist i flere undersøgelser lavet for Tyskland. (Blazquez, Fuentes-Bracamontes, Bollino, & Nezamuddin, 2017)

Blazquez et al. mener, at der opstår et paradoks, da det er det samme markedsdesign og de samme egenskaber, der tidligere har gjort vedvarende energi til en succes, der fremover vil føre til dens undergang. De mener i modsætning til Rifkin, at de lavere og mere volatile spotpriser vil mindske incitamentet for at investere i vedvarende energi, da øget volatilitet øger usikkerheden og de lavere spotpriser mindsker afkastet på investeringer, hvilket alt andet lige betyder, at risikoen bliver større mens afkastet bliver mindre. (Blazquez, Fuentes-Bracamontes, Bollino, & Nezamuddin, 2017)

Både Rifkin og Blazquez et al. argumenterer for, at varierende vedvarende energi vil få spotprisen på elektricitet til at falde på lang sigt, hvilket er modstridende med det Energinet forventer ud fra deres fremskrivning, hvor spotprisen forventes at stige.

Yderligere påpeger Rifkin, at vedvarende energi vil skubbe kraftværker ud, hvilket vil føre til mere elektricitet fra varierende vedvarende energikilder. Her er Blazquez et al. ikke enige, men mener i stedet, at den faldende elpris vil gøre det mindre attraktivt at investere i varierende vedvarende energi. Dog forventer Energinet ikke faldende spotpriser i Danmark, hvorfor det burde blive mere attraktivt at investere i varierende vedvarende energi. Ud fra Energinets forventning, burde der dermed forventes en endnu større tilgang af vindmøller og solceller. Denne tankegang understøttes også af Statnetts undersøgelse, hvor de for Norge forventer flere investeringer i vindmøller frem mod 2030, grundet deres forventning om stigende spotpriser i samme periode. Hvis denne tankegang overføres til Danmark, er det muligt at spotpriserne vil stige i en periode, som Energinet forecaster, hvor der i den periode burde investeres mere i varierende vedvarende energi, da der er mulighed for at få et relativt højere afkast på

investeringerne. Den øgede mængde varierende vedvarende energi vil efterfølgende i følge teorien om elmarkedet, Rifkin, og Blazques et al. få spotprisen til at falde og ikke fortsætte med at stige, som Energinet forecaster. Ud fra dette virker det derfor arbitrært at spotprisen forventes at stige på lang sigt.

8. Konklusion

Det kan ud fra projektet konkluderes, at det er for usikkert at sige noget præcist om den fremtidige langsigtede udvikling i den danske spotpris på elektricitet, da den afhænger af udviklingen i udbuddet og efterspørgslen, som begge er under potentielle forandringer.

Ud fra analysen konkluderes det, at efterspørgslen på lang sigt forventes at stige grundet en stigning i elforbruget til transport og nye datacentre. Dog er graden af stigningen usikker, da der er begrænset erfaring med at forecaste dette forbrug i Danmark. Yderligere forventes stigningen at aftage, hvis spotpriserne stiger grundet en priselastisk efterspørgselskurve på lang sigt.

I analysen undersøges udviklingen i stackmodellen også, samt hvad der på lang sigt kommer til at påvirke udbuddet af elektricitet. Ud fra dette kan det konkluderes, at der forventes at komme mere varierende vedvarende energi og mindre kraftværkskapacitet. Dette burde resultere i et fald i spotprisen, da varierende vedvarende energi har en lavere marginalomkostning end kraftværker. Dette understøttes i diskussionen, hvor Rifkin og Blazquez et al. også forventer et generelt fald i fremtiden grundet vedvarende energi. Dog ses det også, at Energinet forventer, at brændselpriserne vil stige, som øger marginalomkostningerne for kraftværkerne, hvilket dermed kan skabe en stigning i spotprisen.

Både efterspørgslen og udbuddet anses derfor for at være i en udviklingsfase, hvor fremtiden er usikker grundet begrænset viden om det fremtidige elforbrug, samtidig med at udbuddet gerne skal komme fra vedvarende energikilder for at mindske CO₂-udslippet.

Den sidste undersøgte faktor, der påvirker spotprisen, er udlandsforbindelser. Her konkluderes det, at udlandsforbindelser forventes at få spotprisen til at stige grundet øget eksport til Tyskland, Holland og Storbritannien. Dog medfører de mange transmissionsforbindelser også, at det er svært at se på Danmark isoleret set, når den

langsigtede udviklingen i spotprisen undersøges, og at det i højere grad er nødvendigt at tage højde for de omkringliggende lande.

Når Energinets forecast sammenlignes med Statnetts, viser der sig en uenighed om de langsigtede spotpriser, hvilket ligeledes understøtter usikkerheden om de fremtidige spotpriser på elektricitet. Derfor anses det på nuværende tidspunkt ikke som værende muligt at konkludere noget om, hvordan spotprisen forventes at udvikle sig på lang sigt i Danmark.

9. Perspektivering

En ting der ikke har været fokus på i projektet er opbevaring af elektricitet i form af batterier. Ifølge flere artikler forventes batterier, at blive den næste banebrydende teknologi i elsektoren, hvor nogle endda mener, at den har potentiale til at revolutionere og transformere energisektoren (Springborg, 2017). I en artikel fra McKinsey & Company fra 2017 skyldes dette, at omkostningen til batterier i år 2016 var en fjerdedel af omkostningen i år 2010. I en af deres undersøgelser har de fundet, at det allerede er økonomisk for kommercielle kunder at benytte batterier til at mindske niveauet på deres efterspørgsel midt på dagen, hvor elektriciteten typisk er dyrere. (Frankel & Wagner, 2017)

Batterier fungerer på den måde, at de kan lades op, når der er overflod af elektricitet, eller den er billig, og gemme elektriciteten, til der opstår mangel, eller den er relativt dyrere. For elmarkedet betyder det, at batterierne vil kunne oplades, når der er meget vind- eller solproduktion, og senere bruges, når der er lav vind- eller solproduktion eller høj efterspørgsel. Dette vil skabe en ekstra efterspørgsel eller et ekstra udbud afhængig af behov og vil teoretisk dæmpe prisvolatiliteten og mindske ekstrempriiser.

Batterier er dog sværere at tænke ind i det fremtidige elmarked, da det endnu ikke vides, hvordan de vil udvikle sig i forhold til effektivitet og omkostninger, og hvornår dette vil ske. Dog virker det som en optimal løsning for et land som Danmark, der forventer at have en stor vindproduktion fremover, da vindkraft kan svinge meget. Dermed kunne det som videre forskning være interessant at undersøge batteriers påvirkning på spotprisen.

10. Bilag

10.1 Forskel i Energinets forecastede spotpris og den faktiske spotpris

Forskellen, D_t , for henholdsvis DK1 og DK2 er beregnet ved at trække den forecastet spotpris, F_t , fra den faktiske spotpris, A_t , og tage den absolutte værdi.

$$D_t = |A_t - F_t|$$

Resultaterne er illustreret i tabel 1 og 2 for henholdsvis DK1 og DK2.

Tabel 1 - Faktiske spotpris, Energinets forecastede spotpris og den absolutte forskel mellem de to, for den gennemsnitlige årlige spotpris for DK1 fra år 2012 til år 2018.

Kilde: Egne beregninger baseret på data fra NordPool (2018b) og Energinet.dk (2012)

År	Faktisk spotpris (DKK pr. MWh)	Forecast spotpris (DKK pr. MWh)	Abs. Forskel
2012	270	335	65
2013	291	356	65
2014	229	362	134
2015	171	367	197
2016	199	376	177
2017	224	384	161
2018	328	393	65

Tabel 2 - Faktiske spotpris, Energinets forecastede spotpris og den absolutte forskel mellem de to, for den gennemsnitlige årlige spotpris for DK2 fra år 2012 til år 2018.

Kilde: Egne beregninger baseret på data fra NordPool (2018b) og Energinet.dk (2012)

År	Faktisk spotpris (DKK pr. MWh)	Forecast spotpris (DKK pr. MWh)	Abs. Forskel
2012	280	350	70
2013	295	376	80
2014	240	381	141
2015	183	385	202
2016	219	388	169
2017	238	391	153
2018	344	394	50

10.2 Procentvise stigning i Energinets forventede spotpris

For at beregne den procentvise ændring i spotprisen i Danmark fra år 2017 til år 2040 divideres forskellen i den forventede pris mellem år 2040, F_{2040} , og 2017, F_{2017} , med den forventede pris i år 2017, F_{2017} .

$$\begin{aligned} Procent &= \frac{F_{2040} - F_{2017}}{F_{2017}} \\ &= \frac{512 - 195}{195} \\ &= 167 \text{ pct.} \end{aligned}$$

11. Litteraturliste

- Abdou, I., & Tkiouat, M. (2018). *Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review*. International Journal of Electrical and Computer Engineering.
- Abujarad, S. Y., Mustafa, M., & Jamian, J. (2016). *Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review*. Elsevier.
- Axelsen, E. (2018). Fremme af vindmøller. Energistyrelsen. Hentet 16. september 2018 fra <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/fremme-af-vindmoeller>
- Blazquez, J., Fuentes-Bracamontes, R., Bollino, C. A., & Nezamuddin, N. (2017). The renewable energy policy Paradox. *Elsevier*.
- Burke, P. J., & Abayasekara, A. (2018). *The Price Elasticity of Electricity Demand in the United States: A Three-Dimensional Analysis*. IAEE The Energy Journal. Hentet 30. Januar 2019 fra <https://www.iaee.org/en/publications/init2.aspx?id=0>
- Burrell, G., & Morgan, G. (1979). *Sociological Paradigms and Organisational Analysis*. Heinemann Educational Books.
- Capion, K., & Larsen, E. M. (2017). *Elprisscenarier 2020-2035*. Dansk Energi.
- COWI. (2018). *Temaanalyse om store datacentre*.
- Danmarks Statistik. (2018). ENE2HT: Energiregnskab i fælles enheder (detaljeret) efter tilgang og energitype (1966-2017). *Geografi, Miljø og Energi - Grønt nationalregnskab*. Hentet 16. september 2018 fra <https://www.statistikbanken.dk/statbank5a/default.asp?w=1366>
- Debnath, K. B., & Mourshed, M. (2018). *Forecasting methods in energy planning models*. Elsevier.
- Drost, E. A. (2011). *Validity and Reliability in Social Science Research*. Education Research and Perspectives.
- Ellabban, O., Abu-Rub, H., & Blaabjerg, F. (2014). *Renewable energy sources: Current status, future prospects and their enabling technology*. Elsevier.
- Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. (1. December 2016). Vedvarende energi dækker nu 30 pct. af energiforbruget i Danmark. Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. Hentet 16. September 2018 fra <https://efkm.dk/aktuelt/nyheder/2016/dec/vedvarende-energi-daekker-nu-30-pct-af-energiforbruget-i-danmark/>
- Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. (2018a). *Danmark som foregangsland på energi og klima - Status på den grønne omstilling*. Regeringen. Hentet fra https://efkm.dk/media/11855/status_groen_omstilling_pdfa.pdf

- Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. (2018b). Vedvarende energi. Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. Hentet 16. September 2018 fra <https://efkm.dk/energi-og-raastoffer/energiforsyning/vedvarende-energi/>
- Energinet. (2012). *Analyseforudsætninger - Regneark, juli 2012*. Energinet.dk. Hentet fra <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2012-14>
- Energinet. (2015). *SIFRE: Simulation of Flexible and Renewable Energy Sources*. Hentet 18. juli 2019 fra <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>
- Energinet. (September 2016). *Hvad påvirker elpriserne i Danmark?* Hentet fra Energinet.dk: <https://energinet.dk/analyse-og-forskning/analyser/RS-analyse-september-2016-hvad-paavirker-elpriserne>
- Energinet. (2017a). *Analyseforudsætninger*. Energinet. Hentet fra <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>
- Energinet. (2017b). *Analyseforudsætninger - regneark*. Energinet. Hentet fra <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>
- Energinet. (2017c). *Introduktion til elmarkedet*. Fredericia: Energinet.
- Energinet. (2018). *Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018*. Energinet.
- Energinet. (u.d.). *Energinet's opgaver*. Hentet 03. august 2019 fra [energinet.dk: https://energinet.dk/Om-os/Opgaver](https://energinet.dk/Om-os/Opgaver)
- Energinet.dk. (2012). *Analyseforudsætninger - Regneark, juli 2012*. Energinet.dk. Hentet fra <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2012-14>
- Energistyrelsen. (2015). *Elforsyningssikkerhed i Danmark*. Energistyrelsen. Hentet September 2018 fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/2015/elforsyningssikkerhed_i_danmark_final_web.pdf
- Energistyrelsen. (3. Januar 2019). Faktaark om afgørelse af det teknologineutrale udbud 2018.
- Energistyrelsen. (u.d.). *Ansøgningsproces - Mulige støtteordninger*. Hentet 26. juli 2019 fra [ens.dk/: https://ens.dk/ansvarsomraader/stoette-til-vedvarende-energi/solceller/ansoegningsproces](https://ens.dk/ansvarsomraader/stoette-til-vedvarende-energi/solceller/ansoegningsproces)
- Energistyrelsen. (u.d.). *EU's CO2-kvoteordning*. Hentet 3. august 2019 fra [ens.dk/: https://ens.dk/ansvarsomraader/co2-kvoter/eus-co2-kvoteordning](https://ens.dk/ansvarsomraader/co2-kvoter/eus-co2-kvoteordning)

- European Commission. (u.d.). *EU climate action*. Hentet 1. May 2019 fra [ec.europa.eu](https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_en): https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_en
- Foster, E., Contestabile, M., Blazquez, J., Manzano, B., Workman, M., & Shah, N. (2017). The unstudied barriers to widespread renewable energy deployment: Fossil fuel price response. *Elsevier*.
- Frankel, D., & Wagner, A. (June 2017). Battery storage: The next disruptive technology in the power sector. Hentet 1. august 2019 fra <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector>
- Hong, T. (2014). *Energy forecastin: Past, present and future*. Hugo Steinhaus Center.
- International Energy Agency. (2018). *Denmark*. Hentet 29. September 2018 fra [iea.org](https://www.iea.org/countries/Denmark/): <https://www.iea.org/countries/Denmark/>
- Khuntia, S., Rueda, J., & van der Meijden, M. (2016). Forecasting the load of electrical power systems in mid- and long-term horizons: a review. *IET Generation, Transmission & Distribution*.
- Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. (u.d.). *Energiaftale*. Hentet 23. juli 2019 fra [kefm.dk](https://kefm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energiaftalen/): <https://kefm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energiaftalen/>
- NordPool. (30. august 2018a). Day-ahead prices. *Elspot Day-ahead*. Hentet 18. september 2018 fra <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>
- NordPool. (30. December 2018b). *Day-ahead prices*. Hentet 13. Maj 2019 fra [www.nordpoolgroup.com](https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/DK/Yearly/?view=table): <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/DK/Yearly/?view=table>
- NordPool. (01. Januar 2019a). Historical Market Data. *Consumption DK areas_2018*. Hentet 9. Maj 2019 fra <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- NordPool. (4. august 2019b). Day-ahead prices. *Elspo*. Hentet 4. august 2019 fra <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>
- NordPool. (u.d.). *History*. Hentet 16. juni 2019 fra [nordpoolgroup.com/about-us/history](https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/): <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- Nowotarski, J., & Weron, R. (2017). *Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting*. Elsevier.
- Padhy, N. P. (2004). Unit Commitment - A Bibliographical Survey. *IEEE Transactions on Power Systems*.

- Pedersen, O. G. (10. September 2018). Ordforklaring Energiregnskab. Danmarks Statistik.
- Posner, B. (2018). The Fundamentals of Electricity Markets. The Pennsylvania State University. Hentet 16. September 2018 fra <https://www.e-education.psu.edu/ebf200/node/151>
- Regeringen. (2018). *Sammen om en grønnere fremtid*. Hentet 23. juli 2019 fra www.regeringen.dk: <https://www.regeringen.dk/nyheder/miljoe-og-klimaudspil/>
- Rifkin, J. (2015). *The Zero Marginal Cost Society: the internet of things, the collaborative commons, and the eclipse of capitalism*. New York: Palgrave Macmillan.
- Ritzau. (4. april 2018). Danskerne vendte sig fra sort til grøn energi i 2017. *Energi*. Berlingske Business. Hentet 16. September 2018 fra <https://www.business.dk/energi/danskerne-vendte-sig-fra-sort-til-groen-energi-i-2017>
- Schaber, K., Steinke, F., & Hamacher, T. (2012). *Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?* Elsevier.
- Schill, W.-P., Pahle, M., & Gambardella, C. (2017). Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation. *Nature Energy*. Hentet 27. April 2019 fra <https://www-nature-com.zorac.aau.dk/articles/nenergy201750.pdf>
- Soliman, S. A.-h., & Al-Kandari, A. M. (2010). *Electrical Load Forecasting - Modeling and Model Construction*. Butterworth-Heinemann.
- Springborg, S. (maj 2017). Batterier kan udløse revolution for elskaber og myndigheder. *EnergiWatch*. Hentet 1. august 2019 fra <https://energiwatch.dk/secure/Energinyt/Cleantech/article9610822.ece>
- Statnett. (2016). *Long-Term Market Analysis The Nordic Region and Europe 2016-2040*. Statnett.
- Statnett. (2018). *Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018-2040 Executive summary*. Statnett.
- Valenzuela, J., & Mazumdar, M. (2001). Making Unit Commitment Decisions when Electricity is traded at Spot Market Prices. *IEEE*.
- Weron, R. (2014). *Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future*. Elsevier.
- Weron, R., & Misiorek, A. (2005). Modeling and forecasting electricity loads: A comparison. *EconPapers*.