



Kandidatspeciale

Sandra Friis-Jensen

Forsyningssikkerhed i det danske elmarked Er der behov for en kapacitetsmekanisme i Danmark



Vejleder: Peter Birch Sørensen

Antal ECTS:30

Afleveret den: 23/04/14

Summary

Denmark has an ambition to become a 100 pct. fossil free economy in 2050. This ambition has led to an increasing share of subsidized windpower. The increasing share of windpower is a challenge to the economy of the power plants which use oil, gas and coal, which as a consequence reduce their production capacity.

A problem with only having windpower is, that it is very difficult to predict how much the windmills will produce. Sometimes the windmills will not be able to produce enough energy to fulfil the demand. Therefore it is necessary to retain some traditional power plants to secure the supply of power.

In the last couple of years, it has been debated whether the liberalized electricity market will be able to provide this required level of traditional capacity or whether additional actions or changes in the market structure may be needed.

In my thesis, I have studied whether there are factors present in the electricity market, which distort the electricity prices and cause distorted signals to the consumers and investors. Distorted signals may cause, that consumers don't consume electricity at the most economic efficient times and that investors don't know, when it is optimal to invest in new capacity.

I use a mathematical model to investigate the importance of some of the factors that distort the price signals in the electricity market. Important factors are: a low elasticity of demand, market power and enforced price ceilings.

The low elasticity of demand is mainly caused by the fact, that a large part of the consumers don't pay the real time price for electricity. As a consequence the consumers will not necessarily adjust their consumption enough to make the supply fulfil the demand, particular in situations where the capacity balance is tight.

A lot of electricity markets are characterized by only having a few producers of electricity, thus the market is not a fully competitive market but rather an oligopoly. Hereby the producers potentially could exercise market power. In order to avoid this many electricity markets have implemented a price ceiling. However, this price ceiling is often set too low compared to the efficient pricelevel. The low price ceiling might remove an important part of the producer's income opportunities and thus lower the incentive to invest in new capacity.

In the mathematical model a capacity market is implemented to solve the problems associated with markets power and price ceilings. The model shows, that a capacity market will

be able to solve the problems by compensating the producers from lost earnings caused by the price ceiling in the ordinary electricity market.

Apart from the factors studied in the mathematical model, lacking investments could be explained by the fact, that investors in general are risk averse. The high regulation of the electricity markets makes the investors worried about investing in new capacity, as they fear, the government will change the structure in the market and thus change the conditions, the investment was based on originally.

In my thesis, I find that some of the described factors are relevant for the Danish electricity market. The factors, which cause a low level of investment in new capacity based on fossil fuels, may cause a future problem for the Danish security of supply.

Denmark already plans to implement a number of changes in the electricity market in order to deal with the potential supply challenge. One of the main initiatives is to make the electricity consumption smarter. The introduction of smart meters and time variable tariffs and prices shall give the consumers an incentive to move some of their consumption in order to achieve a better balance between production and consumption.

Furthermore, the Danish TSO, Energinet.dk is working on expanding the interconnections to Denmark's neighboring countries, making it possible to import electricity in the periods, where the Danish producers don't produce enough to cover the national demand. However, this solution will make our security of supply dependent on other countries with the political risk, this dependency might include.

In order to be able to meet the national demand for electricity at all times, a capacity mechanism could be implemented. Capacity mechanisms can be designed in many ways, but there are three main methods: a strategic reserve, capacity payments and capacity markets. In general a capacity mechanism compensates the producers from lost earnings in the ordinary electricity markets.

Which capacity mechanism to choose depends on, whether the problems in the electricity market are regarded as temporary or permanent. If the problems are regarded as temporary, a strategic reserve will be the best solution. On the other hand if the problem is regarded as permanent, the best solution is to implement a capacity market. It is however very difficult and expensive to implement a capacity market, as it is a complex solution, which is also quite challenging to operate and difficult to remove, when first introduced.

My conclusion is, that at this point in time, the best solution for Denmark is to wait and see, whether the market will be able to secure the necessary level of capacity on its own. Denmark has already planned a number of initiatives to minimize the potential security of supply problem. Furthermore if the government outlined the future framework for the

energy policy, it could make the investors more confident about the future conditions for the electricity markets and hence they might be more willing to invest.

The risk of waiting is, that too many of the traditional power plants close down. In order to avoid this, a backup plan consisting of a strategic reserve might be necessary. It is therefore recommended, that a model for how such a strategic reserve could be implemented, is worked out as soon as possible.

Forord

Dette speciale er udarbejdet i forbindelse med afslutningen på mit cand. polit studie.

Emnet for specialet vil komme til at stå højt på den politiske dagsorden de kommende år, hvilket har betydet, at jeg har mødt stor interesse for sagen hos de fagpersoner, jeg har mødt. Jeg vil i den forbindelse gerne takke Morten Sommer fra Energinet.dk og Peter Meibom fra Dansk Energi for gode input. En særlig tak til Anders Kofoed-Wiuff og Hans Henrik Lindboe fra Ea Energianalyse for gode råd undervejs.

Jeg vil også gerne takke Ea Energianalyse for at kunne sidde hos dem og skrive specialet, hvilket har gjort speciale processen interessant og fagligt inspirerende.

Til sidst vil jeg gerne takke min vejleder Peter Birch Sørensen for faglig sparring og mange gode råd.

Indhold

Summary	I
Forord	V
1 Indledning	1
1.1 Motivation	1
1.2 Problemformulering	4
2 Det danske elmarked	7
2.1 Overordnet opbygning	7
2.2 Det danske elnet	8
2.3 Balanceansvar	9
2.4 Engrosmarkedet	9
2.5 Detailmarkedet	13
3 Elforbrug og produktion	15
3.1 Elforbruget i Danmark	15
3.2 Elproduktionen i Danmark	17
3.3 Omkostningsstrukturen for de forskellige produktionstyper	20
3.4 Stabile og ustabile energikilder	21
3.5 Elproduktionen i Norden	21
4 Forsyningssikkerhed	23
4.1 Den danske forsyningssikkerhed	23
5 ”Energy only”marked og kapacitetsmekanismer	25
5.1 ”Energy only”marked	25
5.2 Kapacitetsmekanismer	26
6 Teori	33
6.1 Litteratur om de manglende investeringer	33
7 Model	37
7.1 Introduktion og forudsætninger	37
7.2 Den grundlæggende model	38
7.3 Modellen med to mulige tilstande	45

7.4	Opsummering af foreløbige resultater	49
7.5	Markedsmagt	49
7.6	Prisloft i engrosmarkedet til bekæmpelse af markedsmagt	52
7.7	Modellen med et kapacitetsmarked	52
7.8	Opsummering af modellens konklusioner	57
8	Analyse af det danske elmarked	59
8.1	Det danske elmarked og forhold der kan forvride investeringsincitamentene	59
9	Diskussion	67
9.1	Nuværende tiltag til at sikre forsynings sikkerheden i det danske elmarked .	67
9.2	Løsningsmuligheder til det potentielle forsyningsproblem	68
10	Konklusion	77
	Litteratur	79
A	Mellemregninger til den grundlæggende model	85
A.1	Maksimeringsproblemet for samfundsplanlæggeren	85
B	Mellemregninger til 2-tilstandseksemplet	91
B.1	Maksimeringsproblemet for samfundsplanlæggeren	91
B.2	To tilstandseksemplet med perfekt forudsigelige strømafbrydelser	93
C	Mellemregninger til oligopolistens problem	97
C.1	Oligopolistens problem, når antallet af kapacitetsforpligtelser er reguleret .	97
C.2	Oligopolistens problem, når producenterne selv kan vælge antallet af kapa- citetsobligationer	98

1 Indledning

1.1 Motivation

EU's elmarkeds direktiver fra henholdsvis 1996 og 2003 igangsatte en gradvis liberalisering af elmarkedet, og siden 2003 har alle danske elforbrugere frit kunnet vælge elhandler.

Før liberaliseringen ejede de regionale elselskaber alle led i produktionskæden, dvs. produktion, transmission og salg af el til kunderne. Beslutninger om investering i nye kraftværker blev taget af de enkelte selskaber og omkostningerne ved investeringen kunne efter godkendelse af myndighederne indregnes i elprisen. Der blev løbende investeret i nye kraftværker, så den indenlandske kapacitet altid var sikret. Den daglige drift og produktion blev planlagt af elselskaberne. Dette skete efter en økonomisk optimering, hvor der kun i begrænset omfang blev udvekslet el med nabolandene. Reserver blev håndteret af elselskaberne og bestod primært i årsaftaler.¹

Med liberaliseringen blev produktion og salg af el et kommercielt anliggende. Dette betød, at investeringsbeslutninger herefter primært blev baseret på normale økonomiske kalkuler. Det nuværende marked for salg og produktion af el er dog stadig ikke fuldt ud liberaliseret, idet markedet bl.a. er begrænset af regler om prioriteret strøm fra vedvarende energikilder. Danmark har et mål om, at være 100 pct. uafhængig af fossile brændsler i 2050.² Dette betyder bl.a. at der gives subsidier til vedvarende energiformer, og at man fra politisk side involverer sig i investeringer i f.eks. nye havvindmølleparker.

De vedvarende energiformer udgør allerede i dag en stor andel af den samlede energiproduktion. Vindenergi udgør således 30 pct.³ af den danske elproduktion og i 2020 er målet, at vindproduktionen skal udgøre 50 pct.⁴ Den stigende andel af subsidieret vindenergi presser de kraftværkers økonomi, som bruger fossile brændsler og som en konsekvens heraf lukker flere traditionelle værker, da de ikke kan konkurrere med vindmøllernes lave produktionspriser.⁵

En udfordring ved vindenergi er, at det er meget svært at forudsige, hvor meget vindmøllerne vil producere, idet man kun sjældent kan vide med sikkerhed, hvor meget det vil blæse i morgen. For at sikre en tilstrækkelig forsyningssikkerhed er det derfor nødvendigt at fastholde en del traditionel kapacitet, dvs. kraftværker, som anvender fossile brændsler.

¹Ea (2011)

²Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2012)

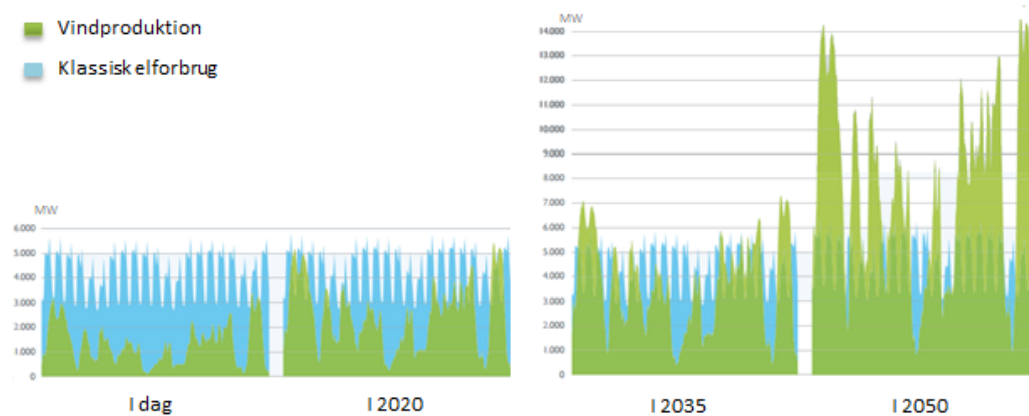
³Figur 3.6 i afsnit 3.2

⁴Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2012)

⁵Energinet.dk (2013e)

Danmark har historisk haft en høj indenlandsk produktionskapacitet, der har kunnet dække enhver spidslastsituation. Udbygningen af vindkraft i Danmark gennem de seneste år har medført, at kraftværksproduktionen er blevet tilsvarende reduceret. Med mølposelægningen af Enstedværket og Stigsbæsværket i 2013 passerede Danmark en symbolsk grænse, idet den indenlandske elproduktion ikke længere kan dække spidslastsituationer, når vinden ikke blæser. Danmarks forsyningssikkerhedssituation er dermed i nogle tilfælde blevet afhængig af importeret el.⁶

Figur 1.1 viser problematikken med udelukkende at have vindenergi. I figuren ses udsvingene i det klassiske elforbrug og vindproduktionen i dag og i fremtiden. Frem til 2050 vil vindproduktionen stige markant, der vil dog stadig være perioder, hvor vindproduktionen ikke vil kunne dække elforbruget.



Figur 1.1: Udsvinget i klassisk forbrug og vindproduktion for i dag, 2020, 2035 og 2050.

Kilde: Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2013)

Note: I figuren er det øgede elforbrug fra elbiler og varmepumper ikke medtaget.

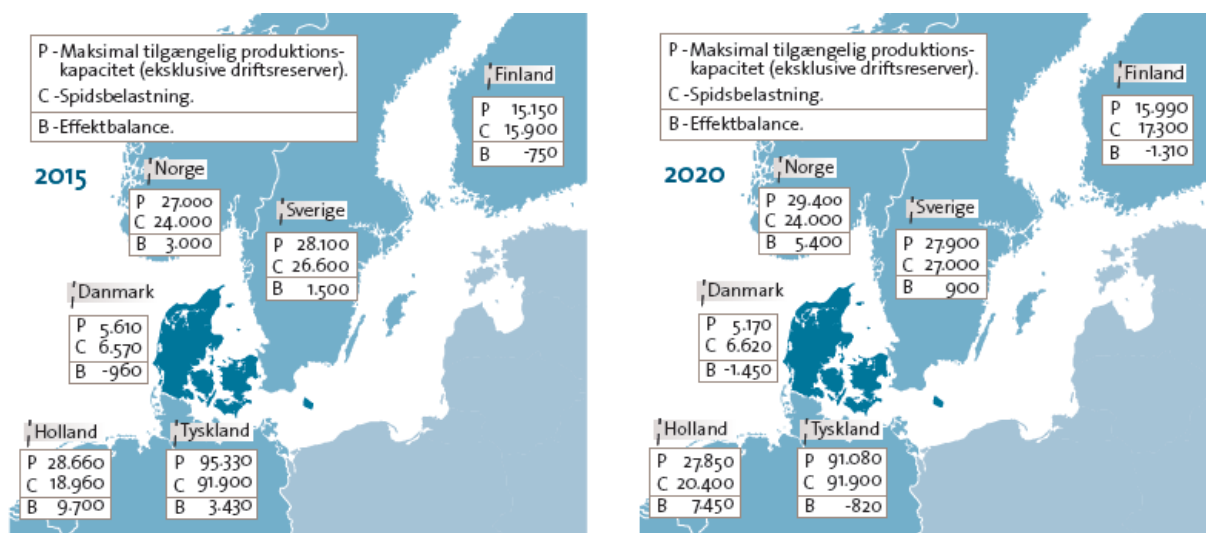
ENTOSO-E⁷, som repræsenterer alle TSO'erne⁸ udarbejder årligt fremskrivninger af de europæiske effektbalancer for alle medlemslandene. I figur 1.2 ses fremskrivninger af effektbalancerne for landene omkring Danmark for vinterperioden i hhv. 2015 og 2020.

Af figuren fremgår det, at Danmark vil have en negativ effektbalance i 2015 og at den bliver forværret med årene. Overordnet er der imidlertid et effektoverskud i Danmarks nabolande i årene fremover med undtagelse af Tyskland.

⁶Energinet.dk (2013e)

⁷European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁸TSO står for Transmission System Operator. På dansk kaldes dette systemoperatøren.



Figur 1.2: ENTOSO-E- effektbalancer i MWh for vinterperioden 2015 og 2020. *Kilde: Energinet.dk (2013e)*

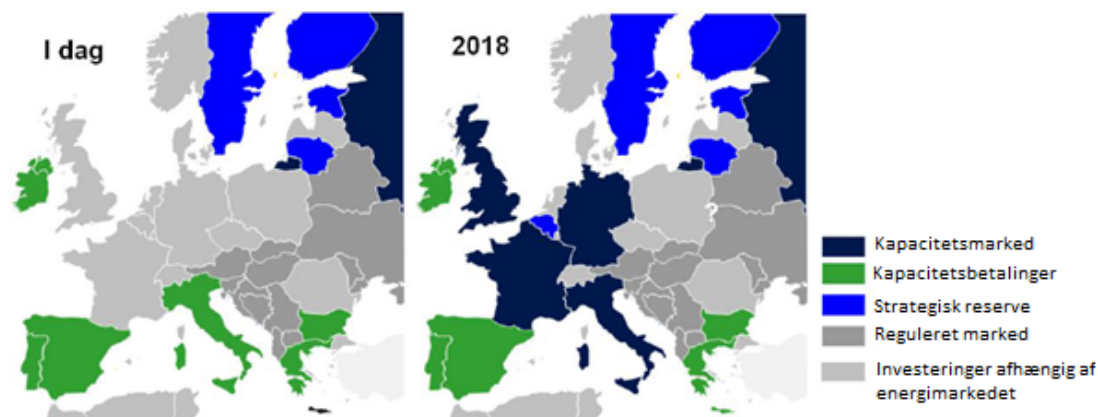
Udover at den politisk styrede udbygning af vedvarende energi skaber udfordringer for markedsstyrede investeringsbeslutninger, er der en række andre forhold i elmarkedet, der kan være med til at forvride investeringsincitamentene for investorer. Dette gælder f.eks. det forhold, at en stor andel af forbrugerne betaler den samme pris for deres elforbrug uanset forbrugstidspunkt. Dette kan medføre, at efterspørgslen i spidslastlasterituationer, hvor kapacitetsbalancen er stram, ikke nedbringes tilstrækkeligt, idet forbrugerne ikke ser de stigende priser og dermed ikke sænker deres forbrug. I værste fald kan dette betyde, at nogle forbrugere risikerer at blive ufrivilligt frakoblet, dvs. får afbrudt leveringen af strøm i korte perioder, hvor produktionen ikke kan møde efterspørgslen.

Markedsmagt er også et potentielt problem i elmarkeder og vil ofte blive bekæmpet med et prisloft fastsat af myndighederne. Medmindre dette prisloft er fastsat korrekt, kan det fjerne en vigtig del af indtjeningsgrundlaget for kraftværkerne. Dette forhold og den fortsat betydelige regulering af elmarkedet gør, at investorerne generelt er påpasselige med at investere i spidslastkapacitet.

I de seneste år er det blevet debatteret om det liberaliserede marked, selv vil kunne sikre den nødvendige kapacitet til at imødekomme forbrugernes forventninger til forsyningssikkerhed eller om der er brug for tiltag eller ændringer i markedet.

For at sikre at der vil være tilstrækkelig kapacitet i fremtiden, har mange lande i Europa allerede indført eller planlægger at indføre forskellige typer af kapacitetsmekanismer ved siden af det ordinære elektricitetsmarked. Som det fremgår af figur 1.3 er lande som Frankrig, Italien og England i gang med at indføre kapacitetsmarkeder, der skal være operationelle i perioden 2014 til 2018. Derudover overvejer Tyskland også at indføre en

kapacitetsmekanisme, så selvom det fremgår af figur 1.3, at Tyskland vil indføre et kapacitetsmarked, er dette endnu ikke endeligt fastlagt.⁹



Figur 1.3: De enkelte europæiske landes planer i forhold til kapacitetsmekanismer. *Kilde: Dansk Energi (2013c)*

I Danmark diskuteres det for øjeblikket, om der er behov for en mekanisme til at sikre kapaciteten i fremtiden og i så fald, hvordan en sådan kapacitetsmekanisme designes bedst muligt.

1.2 Problemformulering

I mit speciale har jeg undersøgt, om der kan være behov for en kapacitetsmekanisme i det danske elmarked ud fra et teoretisk synspunkt.

Jeg har i min opgave undersøgt, om der kan være faktorer tilstede i elmarkedet, som betyder, at elpriserne ikke altid sender de korrekte signaler til forbrugere såvel som til investorer. Sådanne fejlsignaler kan betyde, at forbrugerne ikke forbruger el på de økonomisk mest hensigtsmæssige tidspunkter og at investorerne ikke ved, hvornår det er efficient at investere i ny kapacitet, hvilket i værste tilfælde kan medføre forsyningsproblemer på længere sigt. Indledningsvis beskrives den overordnede opbygning af det danske elmarked samt markedets sammensætning og udvikling ud fra empiriske data. Herefter følger en kort beskrivelse af begrebet ”energy only” marked og en overordnet beskrivelse af de forskellige typer af kapacitetsmekanismer, som kan anvendes for at opnå en større forsyningssikkerhed.

Ved hjælp af en teoretisk model fra artiklen ”Reliability and competitive electricity markets”¹⁰ undersøges, hvordan forskellige forhold kan medføre, at elmarkedet ikke sender de

⁹European Energy Exchange (2013)

¹⁰Joskow og Tirole (2007)

korrekte signaler til forbrugere og investorer. Jeg undersøger herefter ved hjælp af modellen, om det vil være muligt at dæmpe nogle af disse fejlsignaler i elmarkedet ved at indføre et kapacitetsmarked samt hvilke forudsætninger, der skal være opfyldt, for at et kapacitetsmarked kan løse problemerne.

Med udgangspunkt i det beskrivende afsnit af det danske elmarked og det teoretiske afsnit, vil jeg efterfølgende diskutere, hvorvidt disse fejlmekanismer findes i det danske elmarked og om der på den baggrund kan være et behov for en kapacitetsmekanisme.

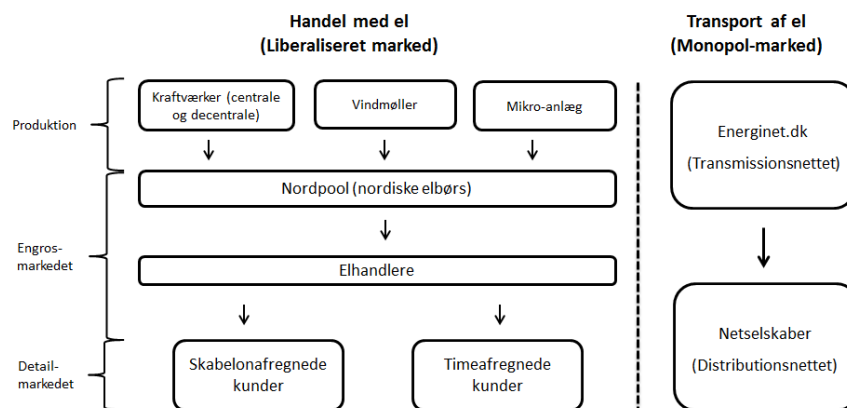
Afslutningsvis vil jeg kort diskutere tre overordnede kapacitetsmekanismer samt fordele og ulemper ved at indføre disse.

2 Det danske elmarked

2.1 Overordnet opbygning

Elsektoren i Danmark kan opdeles i 4 delsektorer:¹

- (1) Engrosmarkedet for el
- (2) Transmission af el
- (3) Distribution af el
- (4) Detailmarkedet for el til slutbrugerne



Figur 2.1: De forskellige led i elmarkedet. *Kilde: Inspireret af Energitilsynet (2012)*

Figur 2.1 viser, hvordan de fire delsektorer hænger sammen. Kraftværkerne producerer og sælger elektriciteten på engrosmarkedet til elhandlerne. Elhandlerne videresælger elektriciteten til forbrugerne på detailmarkedet. Via transmission- og distributionsnettet bliver elektriciteten leveret fra producenterne til slutbrugerne.

Indtil slutningen af 1990'erne var hele elsektoren monopoliseret, dvs. at produktion, handel og transport af el, alle foregik på regulerede markeder. Fra slutningen af 1990'erne og i begyndelsen af 00'erne blev produktion og handel med elektricitet liberaliseret. Det blev hermed muligt for forbrugerne selv at vælge elhandler, mens transporten af el fortsat er monopoliseret.² Med sidstnævnte menes, at priserne på transport af el er reguleret af myndighederne, og at det ikke er muligt for forbrugerne selv at vælge netselskab.

¹Hele afsnit 2 tager udgangspunkt i Energinet.dk (2013a)

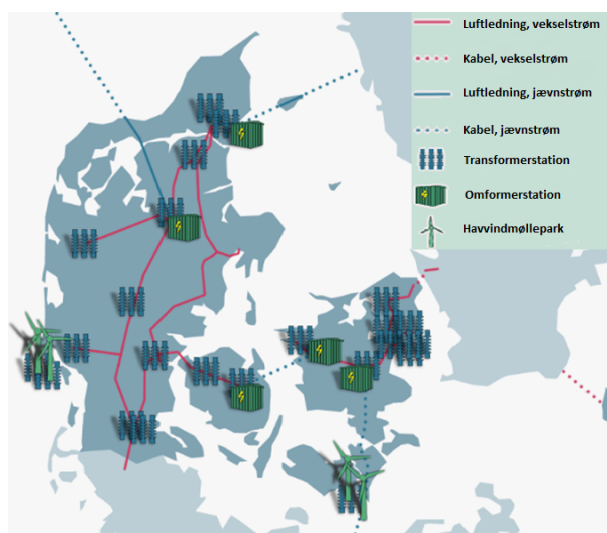
²Ea (2011)

2.2 Det danske elnet

Det danske elsystem består overordnet af to sammenkoblede hovedområder: Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). De to områder er forbundet af en jævnstrømsforbindelse over Storebælt.

Elnettet er delt i to niveauer: Transmissionsnettet og distributionsnettet. Transmissionsnettet (elnettes motorveje) ejes af Energinet.dk og er opdelt i nationale net (400 kV) og regionale net (150/132 kV). Det danske transmissionsnet er sammenkoblet med udlandet gennem fem el-forbindelser. Forbindelserne går til Sverige, Norge og Tyskland og opereres i fællesselskab af Energinet.dk og de tilsvarende systemoperatører i de pågældende nabolande.

Energinet.dk er en selvstændig statsejet virksomhed, som er underlagt Energitilsynet. Energinet.dk kaldes også den systemansvarlige virksomhed (på engelsk: Transmission System Operator forkortet TSO).



Figur 2.2: Elnettet i Danmark. *Kilde: Energinet.dk (2014b)*

Distributionsnettet (net under 132 kV) transporterer el det sidste stykke ud til forbrugere. Netselskaberne ejer og driver distributionsnettet. I Danmark er der ca. 70 netselskaber, som ejes af kommuner, andelsselskaber og kommercielle aktører.³ Netselskaberne har monopol på at transportere el i hvert deres geografiske område. Dermed er der ikke konkurrence mellem netselskaberne, og de er derfor underlagt regulering af Energitilsynet.⁴

³Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2013)

⁴Energitilsynet (2014a)

2.3 Balanceansvar

El har to særlige egenskaber, der adskiller sig fra andre varer. For det første kan el i praksis ikke lagres. Selvom det er teknisk muligt at lagre el i dag, er det stadig ikke økonomisk rentabelt. For det andet kan man ikke skelne mellem el produceret fra forskellige kilder, da der ikke er nogen kvalitativ differentiering. Konsekvensen af dette er, at udbydere og aftagere gennem elnettet er koblet til en fælles pulje af el. Den manglende lagringsmulighed betyder, at når elhandleren køber en bestemt mængde el, forpligter han sig til at bruge denne mængde i leveringsøjeblikket. Tilsvarende sælger producenten ikke blot en bestemt mængde el, han forpligter sig også til at levere den på et bestemt tidspunkt.

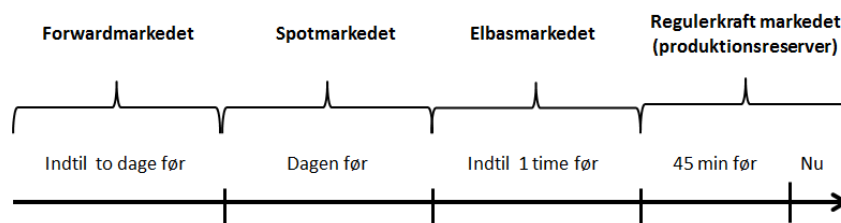
I et elsystem er det nødvendigt med en aktør, der har ansvar for den overordnede stabilitet i nettet, hvilket vil sige at aktøren har ansvaret for, at frekvens og spænding holdes indenfor de aftalte grænser i det samlede system. Dette sker i høj grad gennem konstant afbalancering mellem produktion og forbrug. Aktøren kaldes den systemansvarlige virksomhed (TSO). I Danmark varetages rollen af Energinet.dk, der som nævnt også har ansvaret for transmissionsnettet.

Derudover er der til al produktion, handel og forbrug tilknyttet en balanceansvarlig markedsaktør. De balanceansvarlige aktører har ansvaret for, at der er balance mellem køb og salg. Aktører, der ønsker at have et balanceansvar, indgår en aftale med Energinet.dk om at varetage et balanceansvar for produktion, handel og/eller forbrug.

De balanceansvarlige aktører indmelder deres aktiviteter til Energinet.dk ved indsendelse af deres planer dagen før driftsdøgnet. Disse planer kan justeres indtil 45 minutter før selve driftstimen. Planerne skal hjælpe den systemansvarlige (Energinet.dk) til at kunne justere for eventuelle ubalancer mellem produktion og forbrug.

2.4 Engrosmarkedet

På engrosmarkedet sælger producenterne elektricitet til elhandlerne. Der er en række forskellige tidmæssige faser i engrosmarkedet:



Figur 2.3: De forskellige markeder i engrosmarkedet. *Kilde: Egen figur*

Frem til dagen før driftsdøgnet

Frem til dagen før driftsdøgnet handles el på forwardmarkedet. På NASDAQ OMX kan markedsaktørerne købe finansielle produkter, der prissikrer den fremtidige day-ahead pris på el.

Dagen før driftsdøgnet

Dagen før driftsdøgnet foregår handlen på day-ahead markedet også kaldet spotmarkedet i Norden. Markedet, der fastsætter prisen per time i det kommende døgn, styres af Nord Pool⁵ og lukker kl. 12 dagen inden driftsdøgnet.

Frem til driftøjeblikket

Når day-ahead markedet lukker kan aktørerne handle sig i balance på intra-day markedet også kaldet elbas markedet i Norden. Elbas markedet er åben fra kl.14 og frem til en time før driftstimen. Herefter er det systemoperatøren, Energinet.dk's opgave, at sikre at systemet balancerer. Energinet.dk bruger regulerkraftmarkedet og egne reserver til at sikre dette.

Dagen efter driftsdøgnet

Efter driftsdøgnet indsamles data for realiseret forbrug og produktion. Disse data sammenholdes med aktørplanerne fra de balanceansvarlige. På grundlag heraf beregnes ubalancer mellem planlagt produktion/forbrug og de realiserede mængder. De forbrugs- og handelsbalanceansvarlige aktører betaler for evt. negative afvigelser, dvs. hvis det reelle forbrug har været højere end anført i planen og kompenseres for positive balancer, dvs. hvis det reelle forbrug har været lavere end anført i planen. Ligeledes betaler og kompenseres de produktionsansvarlige for afvigelser i aktørplanerne.

2.4.1 Forward-markedet

Frem til dagen før driftsdøgnet er det muligt at handle med el på forwardmarkedet. Forward handlen med el i Norden kan enten foregå bilateralt mellem to parter, der selv aftaler pris og levering eller på den finansielle børs NASDAQ OMX Commodities.⁶

På NASDAQ handles med flere forskellige finansielle instrumenter med forskellige leveringsperioder fra en enkelt uge op til 6 år. Nord Pool er opdelt i prisområder, hvor prisen mellem disse områder kan svinge. Grundet flaskehalse i det nordiske elsystem vil elektriciteten ikke i alle tilfælde kunne flyde frit. Danmark er inddelt i to prisområder: Vest- og Østdanmark hhv. (DK1 og DK2). Alle handler på spotmarkedet gennemføres som udgangspunkt til samme markedspris også kaldet systemprisen. Systemprisen svarer til

⁵Nord Pool er den fælles elbørs i Norden. Den er ejet af de nordiske transmissionsoperatører Statnett SF, Svenska Kraftnät, Fingrid Oyj, Energinet.dk og de baltiske transmissionsoperatører Elering og Litgrid

⁶NASDAQ Commodities er en privat aktør

det sidst aktiverede bud i markedet, dvs. marginalprisen for el på det samlede nordiske marked. Ved flaskehalse vil områdeprisen kunne afvige fra systemprisen.

På grund af det nordiske elmarkeds opdeling i prisområder kan prisrisikoen opdeles i to: En risiko overfor udsving i systemprisen og en risiko overfor udsving i områdeprisen. Gennem handel med en kombination af forwards/futures, der sikrer mod tidsvariation i systemprisen, og CfD'er (contracts for differences), der sikrer mod geografiske udsving mellem områdepris og systempris, kan aktøren afdække begge risici. På NASDAQ kan forward og futures handles enten som baseload (grundlast) eller peakload (spidslast) kontrakter. Ved baseload er referenceprisen gennemsnitssystemprisen for alle ugens timer (mandag til søndag), mens referenceprisen for peakload kontrakter er den gennemsnitlige systempris for alle hverdage (mandag til fredag) mellem kl. 9 og kl. 20.

På nuværende tidspunkt er nogle af de finansielle produkter på NASDAQ illikvide. Det gælder peak load forwardkontrakter og CfD'er. Mange markedsaktører mener dog, at den stigende andel af vedvarende energi, som øger prisforskellen mellem baseload og peakload priserne, vil øge interessen for peakload kontrakter.⁷

2.4.2 Spotmarkedet

Nord Pool Spot står for day-ahead og intra-day markederne hhv. spot- og elbasmarkedet. Danmark har været en del af Nord Pool siden år 2000.⁸

Størstedelen af elektriciteten handles på spotmarkedet. I Norden er det mere end 75 pct. af det samlede elforbrug, som handles på spotmarkedet.⁹

Handlen på spotmarkedet sker efter en fast tidsplan. Senest kl. 10 dagen inden driftsdøgnet oplyser de nordiske systemansvarlige virksomheder, hvor meget kapacitet på forbindelserne, der er til rådighed for spotmarkedet for det næste døgn. Senest kl. 12, dvs. 12-36 timer før den egentlige driftstime, indgiver elhandlerer og producenter bud på efterspørgsel og udbud af el på timebasis. De angiver, hvor meget de hhv. vil aftage/producere og til hvilken pris for hver driftstime. Nord Pool Spot matcher købs- og salgsbud under hensynstagen til de begrænsninger, der er i elnettet og gennem en prisberegningssgoritme beregner Nord Pool Spot 24 timepriser for hele Norden. På den måde bestemmes den handlede mængde af el og den tilhørende elpris for hver time for det efterfølgende døgn og disse udmeldes af Nord Pool Spot. Herefter indsender de balanceansvarlige aktører deres aktørplaner til Energinet.dk. Nord Pool har fastsat et prisloft og en prisbund for buddene på markedet. Prisloftet og prisbunden er på hhv. -300 EUR/MWh og 3000 EUR/MWh for.¹⁰

⁷Nordreg (2010)

⁸Ea (2011)

⁹Energitisynet (2014b)

¹⁰Nord Pool Spot (2014b)

2.4.3 Elbas markedet

Elbas markedet er et eftermarked til spotmarkedet og styres ligesom spotmarkedet af Nord Pool. Produktions- og forbrugsbetingelser på spotmarkedet indgås 12 til 36 timer før driftstimen. Jo tættere man kommer på driftstimen, jo mere viden vil forbrugere og producenter have fået om forventet produktion og forbrug. Handel på elbas markedet kan finde sted fra kl. 14 og indtil 1 time før driftstimen og muliggør dermed korrektioner for afvigelser mellem disse forventninger og den oprindelige plan.

2.4.4 Nationale markeder - Regulerkraftmarkedet

Handlen på elbas markedet kan håndtere nogle af ændringerne i udbud og efterspørgsel, men efter at elbas markedet er clearet, er det den systemansvarlige virksomheds opgave at håndtere de resterende uoverensstemmelser. Energinet.dk, som er den systemansvarlige i Danmark, bruger regulerkraftmarkedet til at sikre dette. På regulerkraftmarkedet kan såvel producenter som aftagere af el indgive bud, hvor sidstnævntes bud omfatter afbrydelse af elforbrugende anlæg.

Den centrale funktion for regulerkraftmarkedet er således at være med til at sikre, at udbuddet af el er lig med efterspørgslen inden for den kommende driftstime. Typisk skal aktører på regulerkraftmarkedet således være parate til at agere inden for en tidshorisont på 15 minutter, hvorfor det kun er hurtigt-reagerende elproduktionsanlæg og elforbrugende anlæg, der kan agere på dette marked. Bud til regulerkraftmarkedet indgives typisk 2 timer før driftstimen.

Uanset om behovet for regulering opstår i Danmark eller det øvrige Norden, vil det være Energinet.dk, der aktiverer danske regulerkraftbud. Ved opregulering køber Energinet.dk den nødvendige mængde regulerkraft af den balanceansvarlige aktør, der har sendt de opreguleringsbud, der har den laveste pris. Ved nedregulering sælger Energinet.dk overskudsmængden til den balanceansvarlige aktør, der har sendt de nedreguleringsbud, der har den højeste pris.

Udover regulerkraftmarkedet har Energinet.dk rådighed over aftalte reserver til hurtigt at kunne afhjælpe nødsituationer. Reserver er produktionskapacitet eller forbrug, som aktørerne stiller til rådighed for Energinet.dk mod en rådighedsbetaling. Energinet.dk køber forskellige former for reserver, der bl.a. adskiller sig ved aktiveringshastighed og -form. "Systemydelser" er en fællesbetegnelse for de reserver, som Energinet.dk køber for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet. Regulerkraftmarkedet har med den stigende andel af vedvarende energi fået større betydning.¹¹

¹¹Energinet.dk (2013b)

2.5 Detailmarkedet

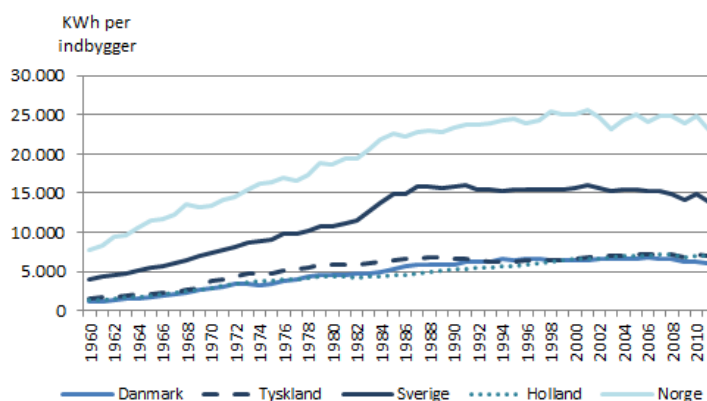
På detailmarkedet sælger elhandlerne el til aftagerne, dvs. husholdninger og virksomheder. Med liberaliseringen af el markedet har forbrugerne fået mulighed for selv at kunne vælge elhandler, dvs. at de kan vælge den leverandør, der samlet giver den bedste pris. I afsnit 3.1 vil de forskellige forbrugsklasser blive nærmere beskrevet.

3 Elforbrug og produktion

3.1 Elforbruget i Danmark

I elmarkedet skelner man mellem kapacitet og produktion. Et kraftværks samlede kapacitet måles i W (watt), mens et kraftværks produktion måles i Wh (watt hour).

Elforbruget i Danmark beregnes normalt i GWh. El er et nødvendigheds gode, idet danske husholdninger bruger el til køle- og fryseapparater, madlavning, elektronik, vask og belysning. Derudover forbruges el i driften af virksomheder og offentlige institutioner og til vejbelysning og transport. I figur 3.1 ses udviklingen i det samlede elforbrug per indbygger i Danmark samt udviklingen i vores nabolande Sverige, Holland, Norge og Tyskland siden 1960.



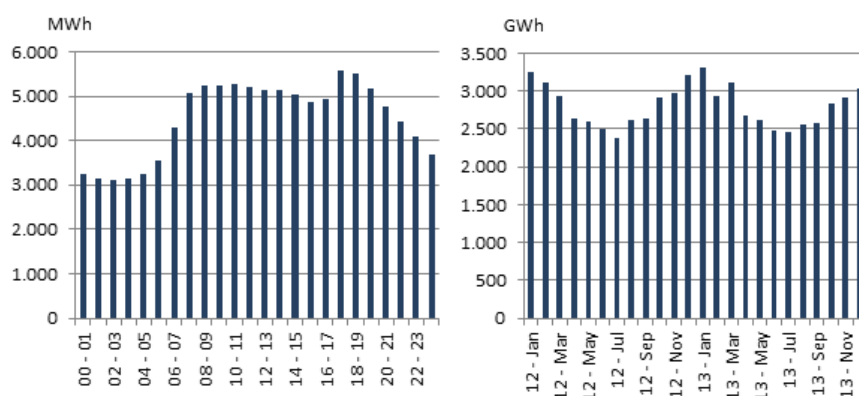
Figur 3.1: Udviklingen i Danmarks elforbrug per indbygger samt udviklingen i Danmarks nabolande (KWh per indbygger). Kilde: Verdensbanken (2014a)

Af figur 3.1 ses, at elforbruget i Danmark fra 1960 og frem til 1990'erne voksede hvert år. Dette kan forklares med den generelle økonomiske vækst, der har været i samfundet, samt at antallet af produkter, der benytter el, steg betragteligt i perioden. Siden 1990'erne har forbruget per indbygger ligget på forholdsvis konstant niveau, hvilket skyldes at en del industri flyttede ud af Danmark i denne periode, og at elapparaterne er blevet mere energieffektive. Elforbruget per indbygger var i Danmark i 2011 på ca. 6.000 KWh. Af figur 3.1 ses, at Danmark har et elforbrug per indbygger svarende til Holland og Tyskland. Sverige og specielt Norge har et langt højere elforbrug per indbygger end Danmark, hvilket især skyldes, at en stor andel befolkningen i disse lande opvarmer deres huse med elvarme.

Elforbruget varierer meget over tid både på dagsbasis og på månedsbasis. I figurerne nedenfor ses elforbruget over døgnet samt elforbruget på månedsbasis. Elforbruget over

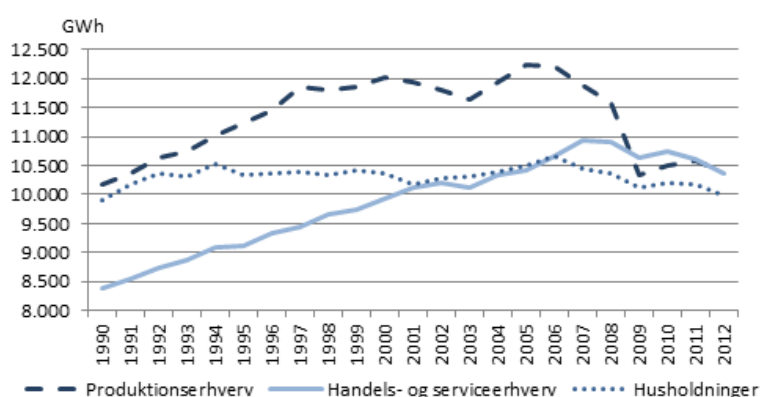
dagen følger typisk en bestemt døgnrytme. Om natten, hvor folk sover, er elforbruget lavest. Om dagen, hvor folk er vågne og arbejder, stiger elforbruget. Elforbruget toppe om aftenen, hvor folk er hjemme og laver mad og ser TV. Dette mønster for elforbruget er illustreret i venstre graf i figur 3.2, som viser elforbruget for 3. februar 2014.

På månedsbasis varierer elforbruget ligeledes. Dette mønster er illustreret i højre graf i figur 3.2. I vintermånederne, hvor husholdningerne generelt opholder sig mere indenfor og dermed bruger mere belysning og varme, er elforbruget højst. De perioder, hvor elforbruget er højst, betegnes normalt som spidslastperioder.



Figur 3.2: Elforbruget fordelt på hhv. dagsbasis (3. februar 2014) og månedsbasis. *Kilde: Nord Pool Spot (2014a)*

I figur 3.3 ses det samlede danske elforbrug fordelt på husholdninger, produktionserhverv og handels-service erhverv.



Figur 3.3: Endeligt elforbrug fordelt på anvendelsesområde (GWh). *Kilde: Energistyrelsen (2013b)*

Det samlede elforbrug i Danmark var i 2011 på omkring 34.000 GWh. Transportområdet er ikke inkluderet i figur 3.3, idet at dette område kun udgør ca. 1 pct. af elforbruget, mens

de tre andre anvendelsesområder udgør ca. 1/3 hver. Elforbruget for handels-og serviceerhverv er steget siden 1990, mens elforbruget i produktionserhverv er faldet, hvilket kan forklares med den overordnede vækstudvikling, der har været i disse forskellige erhverv. Endeligt har husholdningernes forbrug ligget på et forholdsvis konstant niveau over hele perioden.

Elforbrugere opdeles ofte i to grupper: Timeafregnede kunder og skabelonkunder. Timeafregnede kunder er fortrinsvis forbrugere med et årligt forbrug på over 100.000 KWh/år, mens skabelonkunder fortrinsvis er forbrugere med et forbrug under 100.000 KWh/år. Den første gruppe består primært af større virksomheder, mens den anden gruppe består af husholdninger og mindre virksomheder. Som navnet antyder, bliver timeafregnede kunders elforbrug afregnet efter aktuel timepris og timeforbrug. Skabelonkunder bliver derimod faktureret efter en gennemsnitspris over en given periode på typisk 3-6 måneder. Sidstnævnte skyldes bl.a., at de nuværende elmålere hos mange af el-forbrugerne ikke kan måle forbrugernes aktuelle forbrug på timebasis, og at timebaseret afregning normalt ikke stilles til rådighed for elforbrugere med et årlig forbrug under 100.000 kWh. I dag er der ca. 50.000 kunder, der bliver timeafregnede, mens de resterende 3 mio. kunder er skabelonafregnet.¹

Fra 2020 skal netvirksomhederne have installeret fjernaflæste målere med timeregistrering hos alle elforbrugere. Allerede fra 2015 vil det være muligt at blive timeafregnet for de husholdninger, der har fjernaflæste målere.²

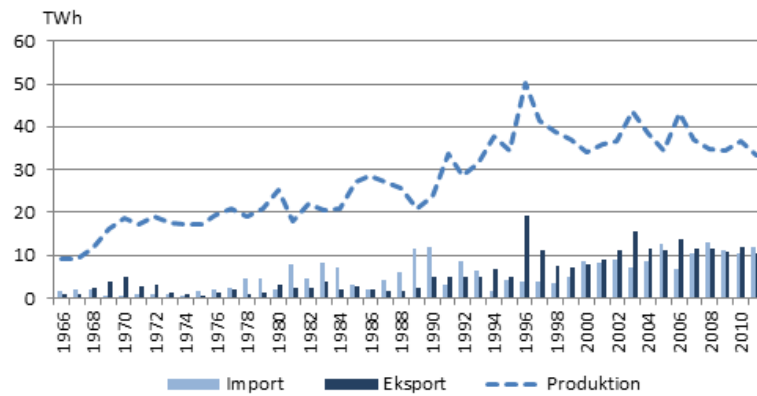
3.2 Elproduktionen i Danmark

El-produktionen kan inddeles i flere kategorier med forskellige karakteristika. I nedenstående afsnit beskrives den overordnede udvikling i den danske elproduktion samt udviklingen i el-produktionen fordelt efter brændselsværkstype og værkstype. Derudover beskrives el-produktionen ud fra omkostningstype og stabilitet. Endelig beskrives produktionen i det fælles nordiske marked.

I figur 3.4 ses udviklingen i den danske el-produktion siden 1966 samt udviklingen i import og eksport af elektricitet. Fra 1966 og frem til midten af 1990'erne voksede den danske elproduktion. Siden da har elproduktionen ligget på et forholdsvis konstant niveau, dog med en faldende tendens de seneste par år. Udenrigshandlen har generelt været stigende siden midten af 1990'erne med et par udsving. I år 1996 og 2003 var elproduktionen ekstraordinær høj, og eksporten af el var tilsvarende høj.

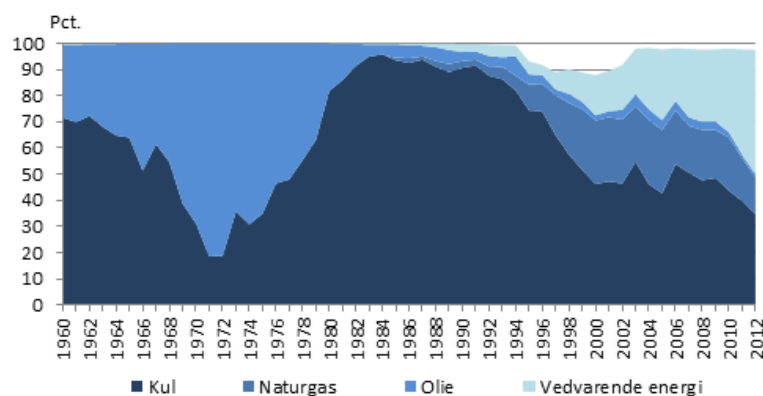
¹Dansk Energi og Energinet.dk (2011)

²Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2013)



Figur 3.4: Den danske elproduktion, import og eksport fra 1966 til 2011 (TWh). *Kilde: Danmarks Statistik Statistikbanken (2014)*

Typen af brændsel, der bliver brugt til elproduktionen, har ændret sig meget over de seneste 50 år. Af figur 3.5 fremgår det, at frem til 1980 var elproduktionen udelukkende baseret på olie og kul. I forbindelse med olie-krisen i 1973 begyndte andelen af kulbaseret elproduktion at stige, og i midten af 1980'erne var næsten hele elproduktionen baseret på kul. Fra midten af 1980'erne blev elproduktion baseret på naturgas og vedvarende energi introduceret, og andelen af elproduktion fra sidstnævnte energitype er steget markant frem til i dag. I 2011 udgjorde elproduktion baseret på vedvarende energi således ca. 47 pct., mens elproduktion baseret på kul var faldet til ca. 35 pct. Elproduktion baseret på naturgas udgjorde ca. 14 pct.

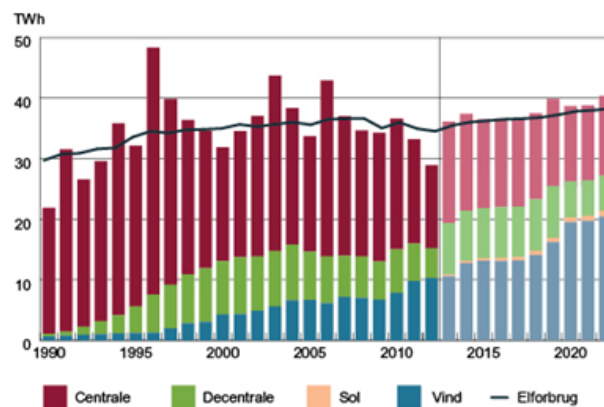


Figur 3.5: Udviklingen i elproduktionen fordelt efter brændselstype fra 1960 til 2011 (pct.). *Kilde: Verdensbanken (2014b)*

Elektricitet kan produceres på mange forskellige måder. I Danmark er der omkring 6.000 store og mellemstore produktionsanlæg. De kan opdeles i tre hovedgrupper: centrale værker, decentrale anlæg og vindmøller. Der er 15 centrale kraftvarmeværker og ca. 600

decentrale kraftvarmeverker, industrielle anlæg og lokale anlæg. Endelig er der ca. 5.400 vindmøller.³ Hertil kommer ca. 90.000 små solcelleanlæg, som er etableret indenfor de seneste par år.⁴

I figur 3.6 ses udviklingen for, hvor stor en andel af elproduktionen i Danmark, der kommer fra hhv. centrale kraftværker, decentrale kraftværker, solceller og vindmøller fra 1990 og frem til i dag. Derudover viser figuren, hvordan produktionen fra disse kilder forventes at udvikle sig frem til 2020.



Figur 3.6: Udviklingen i elproduktion fordelt på værkstyper fra 1990 til 2020 (TWh).
Kilde: *Energinet.dk (2014a)*

Figur 3.6 viser, at størstedelen af elektriciteten bliver produceret på centrale kraftværker. Andelen af el, der bliver produceret på centrale anlæg er dog faldet over de seneste år, samtidigt med at andelen af el, der produceres af vindmøller, er steget. I 1990 udgjorde elproduktionen fra vindmøllerne kun 2 pct. af den samlede produktion, mens den i 2012 udgjorde 30 pct. af den samlede produktion. I fremtiden forventes produktionen fra vindmøller at stige yderligere, og det forventes, at el fra vindmøllerne i 2020 udgør 50 pct. af den samlede elproduktion. Produktion fra solceller forventes ligeledes at udgøre en større andel i fremtiden. I forhold til den samlede produktion vil solceller dog fortsat kun udgøre en lille andel. I 2022 forventes solceller at udgøre 2 pct. af den samlede produktion. Samtidigt forventes det, at elproduktionen fra centrale og decentrale kraftværker vil falde. Faldet i decentrale anlæg skyldes bl.a., at i 2018 bortfalder det grundbeløb decentrale kraftværker hidtil har fået.⁵

³Energistyrelsen (2014c)

⁴Energinet.dk (2014c)

⁵Dansk Energi (2013a)

3.3 Omkostningsstrukturen for de forskellige produktionstyper

Omkostningerne ved elproduktion varierer meget mellem de forskellige typer af produktionsformer. I elmarkedet inddeles forskellige produktionsteknologier i tre grupper: grund-, mellem- og spidslast.⁶

Værker, der producerer forholdsvis mange timer om året, og som har lave variable omkostninger, kaldes grundlast. Grundlastværker er ofte store kulfyrede kraftværker, vandkraftværker eller atomkraftværker. De er karakteriseret ved at have høje faste omkostninger og lave variable omkostninger. Grundlastværker er kendetegnet ved at kræve en høj initial investering, idet der er store omkostninger ved at bygge værket. Grundlastværket har til gengæld relativt lave produktionsomkostninger, idet disse primært er knyttet til brændselsforbruget. Normalt karakteriseres vindmøller også som grundlast. Vindmøller adskiller sig imidlertid fra andre grundlastværker ved, at de ikke nødvendigvis kan producere hele året, idet de er afhængige af vejrforholdene. Vindmøllernes omkostningsstruktur er stærkt præget af statslige subsidier såvel i investeringsfasen som i forbindelse med den efterfølgende drift.⁷

Spidslastværker, som f.eks. kan være en gasturbine, har typisk lave faste omkostninger og høje variable omkostninger. Disse værker producerer meget få timer om året, idet værkernes variable omkostninger forudsætter en høj elpris for, at det er profitabelt for dem at producere.

Mellemlastværkerne har en omkostningsstruktur et sted mellem de to førstnævnte, dvs. de har såvel mellemstore faste som variable omkostninger. De fleste kraftvarmeværker er mellemlastværker.

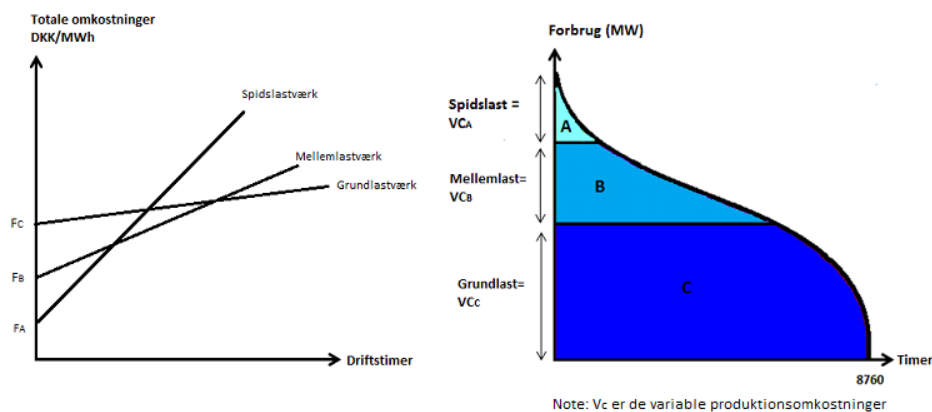
I venstre graf i figur 3.7 er sammenhængen mellem de faste og variable omkostninger for de tre værkstyper illustreret. Hældningen på kurven angiver de variable omkostninger, mens skæringen med y-aksen angiver de faste omkostninger. Grundlastværket har altså faste omkostninger svarende til F_c , mens den flade hældning på kurven indikerer, at værkstypen har relativt lave variable omkostninger.

I højre graf i figur 3.7 ses forbruget af el for hele året fordelt efter sorteret timeforbrug. Derudover viser figuren, hvor mange timer de forskellige typer af værker typisk producerer. Forbrugskurven, hvor det enkelte timeforbrug er opstillet efter størrelse, kaldes varighedskurven. Grundlastværker producerer typisk mellem 5000 til 8760 timer på et år. Mellemlastværkerne producerer typisk mellem 1700 til 5000 timer på et år. Spidslastværkerne vil kun producere de få timer om året, hvor efterspørgslen er på sit højeste niveau.⁸

⁶Joskow (2006) og Meibom et al. (2005)

⁷Energistyrelsen (2014a)

⁸Joskow (2008)



Figur 3.7: Omkostningsstrukturen for de tre typer af værker (venstre graf) og varigheds-kurven for elforbrug (højre graf). Kilde: Inspireret af Meibom et al. (2005)

Udover de direkte omkostninger forbundet med elproduktion er der også indirekte omkostninger, f.eks. forurening. Brændselstypen, der bruges i elproduktionen, har betydning for, hvor store forureningsomkostninger produktionsformen har. Der skelnes mellem ikke-miljøvenlige og miljøvenlige produktionsformer. Vedvarende energiformer som sol- og vindenergi anses som miljøvenlige energiformer, idet de ikke udleder CO₂. Kraftværker, der anvender fossile brændsler, anses derimod som ikke-miljøvenlige, idet de udleder CO₂ og dermed har betydelige forureningsomkostninger.

3.4 Stabile og ustabile energikilder

Udover at elproduktion kan opdeles på forskellige produktionsmetoder og omkostningsstruktur, kan den også opdeles i stabile og ustabile energikilder. Vind er en ustabil energikilde, idet vindmøller er afhængige af, at det blæser for at kunne producere. Traditionelle kraftværker er på den anden side stabile energikilder, idet produktionen her normalt kan styres efter behov. På nuværende tidspunkt er det ikke muligt (økonomisk efficient), at oplagre den overskydende energi fra vindmøller i perioder, hvor vindmøllerne producerer mere end det samlede forbrug. I vindstille perioder er det derfor nødvendigt, at de traditionelle kraftværker træder til og producerer. Produktionen fra vindmøller er svær at forudsige præcist, idet vejrprognoser ikke er 100 pct. sikre. Det er derfor nødvendigt at have kraftværker, der hurtigt kan op- og nedjustere deres produktion, så der hele tiden er tilstrækkelig kapacitet i elnettet til at dække efterspørgslen.

3.5 Elproduktionen i Norden

Danmark er som beskrevet i afsnit 2.2 kabelforbundet med vores nabolande i Norden, og størstedelen af elektriciteten handles på Nord Pool, som er den fælles nordiske børs. Den

danske elhandel med udlandet er steget siden midt 1990'erne jf. figur 3.4.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordiske region
Installeret kapacitet (total)	14.020	16.947	32.512	37.353	100.832
Atomkraft	-	2.732	-	9.363	12.095
Anden termisk kraft	9.848	11.051	1.108	8.018	30.025
Vandenergi	9	3.164	30.700	16.203	50.076
Vindenergi	4.163	286	704	3.745	8.898
Solenergi	0	0	0	24	24

Tabel 3.1: Installeret kapacitet i Norden fordelt på brændselstype i 2012 (MW). *Kilde: Nordreg (2013)*

Den samlede elproduktion i Norden er baseret på mange forskellige energikilder: Vind, vand, atomkraft og anden termisk kraft baseret på olie, kul og biogasser jf. tabel 3.1. Vandenergi udgør 50 pct. af den samlede elkapacitet i Norden og er dermed den energiform, som udgør den største andel. Produktion baseret på vandenergi kommer primært fra Norge og Sverige. I Norge udgør vandenergi nærmest hele elkapaciteten, og i Sverige udgør den næsten halvdelen.

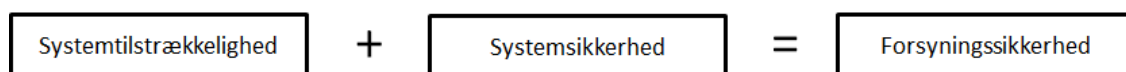
Kraftvarmekapacitet er den næststørste kilde til elproduktion og udgør omkring 30 pct. af den samlede kraftværkskapacitet i Norden. Den store andel af vandenergi betyder, at den samlede kapacitet i systemet er meget afhængig af vejret. I år med store vandmængder vil der være rigeligt med kapacitet, modsat i tørre år, hvor kapacitetsbalancen vil være strammere. Den termiske elproduktion i Danmark og Sverige fungerer som en ressource til at balancere produktionen i tørre år, hvor andelen af vandenergi i Sverige og Norge er relativ lav i forhold til efterspørgslen. Den tredje største produktionskapacitet i Norden er atomkraft, som udgør ca. 12 pct. af den samlede kapacitet. Det er kun Sverige og Finland, der har atomkraft. Vindkraft udgør ca. 9 pct. af den samlede kapacitet.⁹

⁹Nordreg (2013)

4 Forsyningssikkerhed

4.1 Den danske forsyningssikkerhed

Ifølge paragraf 27 i elforsyningsloven er Energinet.dk ansvarlig for den danske forsynings-sikkerhed. Det indebærer, at Energinet.dk skal opretholde den tekniske kvalitet og balance og sikre en tilstrækkelig produktionskapacitet i det samlede elforsyningssystem.¹ I Danmark er der ikke fastsat specifikke krav til forsyningssikkerheden fra politisk side; dette ansvar ligger hos Energinet.dk. Energinet.dk definerer forsyningssikkerheden som hensynet til systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed jf. figur 4.1.²



Figur 4.1: Definitionen for forsyningssikkerhed. *Kilde: Energinet.dk (2013e)*

Systemtilstrækkelighed er elsystemets evne til at sikre tilstrækkelig kapacitet fra produktionsanlæg til at dække efterspørgslen til enhver tid. I forhold til at sikre systemtilstrækkeligheden er produktion fra decentrale og centrale kraftværker, energi fra sol- og vindproduktion samt muligheden for import af el fra udlandet de vigtigste bidragsydere. Specielt har udlandsforbindelser hidtil spillet en central rolle i at sikre systemtilstrækkeligheden. I fremtiden forventes et fleksibelt elforbrug og nye lagringsteknologier også at blive vigtige bidragsydere i forhold til at sikre systemets tilstrækkelighed.

Systemsikkerhed er elsystemets evne til at klare pludselige driftsforstyrrelser og ustabilitet i spændingsniveauet. Med den stigende produktion fra vindmøller er opgaven med at sikre systemsikkerheden vokset betydeligt. Evnen til at sikre systemsikkerheden kaldes også de systembærende egenskaber. Hidtil er de systembærende egenskaber blevet leveret af kraftværkerne. Lukningen af mange kraftværker de senere år har nu medført, at Energinet.dk har valgt at investere i egne systembærende anlæg (synkronkompensatorer), hvilket forventes at sænke afhængigheden af kraftværkerne.³

Sikringen af forsyningssikkerheden afhænger altså af flere bidragsydere. Energinet.dk beslutter, hvorvidt der skal investeres i nye udlandsforbindelser og systembærende anlæg, mens det er markedsaktørerne, der beslutter niveauet for produktionskapacitet, forbrugs-

¹retsinformation.dk (2014)

²Energinet.dk (2013e)

³Energinet.dk (2013e)

fleksibilitet og lagring. Samspillet mellem aktørerne bestemmer den samlede leverance-kvalitet i elsystemet, og dermed hvor godt forbrugerne får deres efterspørgsel dækket.

Historisk har der været en meget høj forsyningssikkerhed i Danmark. Der er store omkostninger forbundet med en høj forsyningssikkerhed, men på den anden side kan omkostningerne ved et strømsvigt være ekstremt høje.⁴

Med energiaftalen i 2012 blev rammerne for energipolitikken lagt frem til 2020. Den langsigtede målsætning er, at Danmark skal være 100 pct. fossilfrit i 2050, men rammerne for energipolitikken for 2020 til 2050 er endnu ikke fastlagt.⁵

Både Energistyrelsen og Dansk Energi har udarbejdet mulige scenarier for vejen hen til 2035. Overordnet ser de to organisationer to primære løsningsmuligheder, hvis Danmark skal være fossilfrit, nemlig enten biomasse- eller vindvejen.⁶

De to løsninger kan kombineres på flere måder, men løsningsvalget har stor betydning for forsyningssikkerheden og ikke mindst hvilke krav, der skal stilles til de ovenfor nævnte systembærende egenskaber.

Energistyrelsen er på nuværende tidspunkt ved at udarbejde flere analyser for at afdække konsekvenserne af valgmuligheder efter 2020, under fastholdelse af det langsigtede mål, et fossilfrit 2050.

⁴Energinet.dk (2013e)

⁵Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2012)

⁶Energistyrelsen (2013a) og Dansk Energi (2013a)

5 ”Energy only” marked og kapacitetsmekanismer

5.1 ”Energy only” marked

5.1.1 Definitionen på et ”Energy only” marked

Nord Pool bliver ofte i litteraturen beskrevet som et ”energy only” marked (EOM). Det er dog ofte uklart, hvad begrebet ”energy only” marked præcist dækker over. Som udgangspunkt er et EOM en teoretisk model, som endnu ikke er implementeret i noget elmarked, idet modellen kræver en markedsstruktur, som på nuværende tidspunkt ikke eksisterer.

Et EOM¹ er et elmarked, hvor investerings- såvel som driftsomkostninger dækkes udelukkende gennem energimarkedspriserne; nogle definitioner inkluderer også salg af systemydelser. I hver afregningsperiode bestemmes markedsprisen på baggrund af efterspørgslen og udbuddet. I de fleste tilfælde vil prisen svare til den marginale producents² variable produktionsomkostninger. I spidslastsituationer vil prisen svare til den marginale forbrugers³ betalingsvillighed. I et EOM modtager producenterne dermed kun betaling for den el de producerer uafhængigt af deres samlede kapacitet.

I et EOM er det intet prisloft eller et meget højt prisloft, svarende til at priserne kan stige til et tilstrækkeligt højt niveau i spidslastperioder. Hvis der er indført et prisloft skal dette svare til ”Value Of Lost Load” (VOLL). VOLL er den pris, hvor forbrugerne er indifferente mellem at forbruge 1 enhed elektricitet mere eller at blive afkoblet.⁴

I forhold til standarder for reservemarginer er der ingen håndhævelse af disse, hvilket betyder, at der ikke er nogen garanti for, at der er tilstrækkelig med kapacitet til at dække efterspørgslen. Det antages altså, at markeds kræfterne vil sørge for, at der altid er tilstrækkelig kapacitet til at dække efterspørgslen.

5.1.2 ”Energy only” marked og Nord Pool

Den rene teoretiske EOM model eksisterer ikke i noget elmarked i dag, idet de fleste elmarkeder har indført et prisloft, der er lavere end VOLL eller andre mekanismer der skal sikre, at der altid er tilstrækkelig kapacitet i systemet. Der findes dog en række elmarkeder, som har en struktur, der i store træk svarer til EOM modellen.

Nord Pool er et af de elmarkeder, som basalt set er et EOM. Der er dog en række punkter,

¹Pfeifenberger et al. (2009)

²Den marginale producent er den producent med de højeste marginale driftsomkostninger som producerer

³Den marginale forbruger er den som er parat til at betale den højeste pris per kWh

⁴Botterud og Doorman (2008) + VOLL bliver matematisk defineret i den opstillede model i kapitel 7

hvor Nord Pool's model adskiller sig fra den teoretiske EOM model. For det første har man, som tidligere nævnt, indført et prisloft på buddene i Nord Pool's spotmarked. Hvis prisloftet i Nord Pool er sat lavere end VOLL, kan det påvirke kraftværkernes indtjening. For det andet får mange producenter deres omkostninger dækket gennem andre kilder end solgt energi. I Danmark modtager produktion produceret af vindmøller og solcelleranlæg f.eks. subsidier⁵, og Sverige og Finland betaler for strategiske reserver, således at der altid er tilstrækkelig kapacitet i nettet.⁶

5.2 Kapacitetsmekanismer

I mange lande tror man ikke på, at "energy only" markedet alene kan sikre et tilstrækkelig kapacitetsniveau til, at forsyningssikkerheden aldrig bliver truet. Kapacitetsmekanismer er en fællesbetegnelse for en række løsningsmuligheder til sikring af, at forbrug og produktion er i balance. I situationer, hvor forbruget er højere eller produktionen lavere end forventet, skal en kapacitetsmekanisme træde til med ekstra kapacitet.

Overordnet kan kapacitetsmekanismerne inddeles i tre grupper:

- Strategiske reserver
- Kapacitetsbetalinger
- Kapacitetsmarked.

5.2.1 Strategisk reserve

Strategiske reserver⁷ fungerer ved, at en række værker trækkes ud af spotmarkedet og bruges udelukkende som spidslastkapacitet. Ofte er der tale om ældre værker, som står overfor lukning, men fortsat kan producere i en vis periode. Den systemansvarlige køber de strategiske reserver gennem udbud eller bilaterale aftaler. Reserven aktiveres i situationer, hvor efterspørgslen efter elektricitet er større end produktionen fra spotmarkedet. Det vil sige i de situationer, hvor spotmarkedet ikke kan skabe clearing. Reserven fungerer dermed som en fysisk sikring af forsyningssikkerheden.

Udover produktionsanlæg, der er trukket ud af spotmarkedet, kan forbrugsreduktionsressourcer også indgå i reserven, for eksempel industrianlæg, der kobler ud i spidsbelastningssituationer. De værker og forbrugere, som er en del af den strategiske reserve, modtager en betaling for at stå til rådighed.

⁵Energistyrelsen (2014a)

⁶Botterud og Doorman (2008)

⁷Botterud og Doorman (2008), COWI et al. (2013) og Sommer (2012)

En central parameter i en strategisk reserve er den pris, som reserven aktiveres ved, idet denne påvirker indtjeningen for alle kommercielle kraftværker. Optimalt bør den strategiske reserve kun blive aktiveret ved en pris svarende til "value of lost load" (VOLL) for ikke at forvride priserne på spotmarkedet. En aktiveringspris lavere end VOLL vil fjerne noget af indtjeningsgrundlaget i spotmarkedet. Aktørerne i spotmarkedet er afhængige af prisspidser for at få dækket deres omkostninger. En strategisk reserve, der aktiveres til en pris lavere end VOLL, kan sænke niveauet for investeringer i ny kapacitet, idet markedet clearer ved en for "lav" pris i forhold til den pris, der er nødvendig for at give incitament til nye investeringer.⁸

Med hensyn til aktivering af forbrugssiden kræves specielle regler, idet de samme forbrugere, som indgår i den strategiske reserve, i de fleste elmarkeder også kan byde ind i spotmarkedet og derfor ikke kun kan aktiveres efter sidste kommercielle bud i spotmarkedet. I Sverige anvendes en model, hvor forbrugsreduktionsressourcerne kan aktiveres i enten spot- eller regulerkraftmarkedet. I kontraktperioden skal ressourcen indgive bud i regulerkraftmarkedet. De eneste gyldige grunde til ikke at afgive bud er, hvis ressourcen allerede er aktiveret i spotmarkedet, eller hvis der er forstyrrelser på faciliteten. Forbrugsreduktionsressourcen vil blive aktiveret i regulerkraftmarkedet efter de sidste kommercielle bud. Buddene skal være baseret på forbrugsressourcens variable omkostninger plus et tillæg.⁹

Ideelt vil en strategisk reserve udelukkende bestå af forbrugere, der er villige til at koble ud ved givne priser. Denne løsning vil normalt være billigere i forhold til at have kraftværker stående standby hele året.

5.2.2 Kapacitetsbetalinger

I et elmarked med kapacitetsbetalinger¹⁰ fastlægges administrativt det nødvendige beløb, som kraftværker og forbrugsreduktionsressourcer skal betales for at opnå en ønsket kapacitetsbalance. Betalingen skal kompensere den del af kraftværkernes udgifter, de ikke får dækket i spotmarkedet. Kapacitetsbetalingen gives som regel som en fast betaling over nogle måneder evt. et helt år til alle tilgængelige værker.

For at øge værkernes rådighedskapacitet i spidslastsituationer kan man vælge at gøre betalingen dynamisk, dvs. at betalingen kobles sammen med sandsynligheden for ufrivillig frakobling af forbrug. Derudover kan betalingerne også varieres i forhold til værkernes tekniske evner, såsom deres evne til at op- og nedregulere elproduktionen, eller i forhold til deres miljøpåvirkning.

Udfordringen er at fastsætte kapacitetsbetalingen, så det ønskede niveau af kapacitet

⁸Brunekreeft et al. (2011)

⁹Svenska Kraftnät (2011)

¹⁰Botterud og Doorman (2008), Brunekreeft et al. (2011) Sommer (2012) og COWI et al. (2013)

opnås. Sættes betalingen for lavt vil det medføre underkapacitet, hvilket vil medføre ufrivillig frakobling af forbrug. Sættes kapacitetsbetalingen på den anden side for højt, er mekanismen ikke omkostningseffektiv.

5.2.3 Kapacitetsmarked

Kapacitetsmarkedet¹¹ er et marked ved siden af spotmarkedet, hvor prisen på den nødvendige sikkerhedskapacitet fastlægges. I kapacitetsmarkedet konkurrerer kraftværker og forbrugsreduktionsressourcer om at levere kapacitet til den laveste pris. I situationer, hvor forbruget er højere, eller produktionen er lavere end forventet, skal udbyderne på kapacitetsmarkedet træde til med ekstra kapacitet.

Elhandlerne pålægges at købe kapacitet svarende til deres forventede spidsbelastningsbehov plus en reservemargin, som er fastsat af den systemansvarlige et passende antal år ud i fremtiden, typisk 3-5 år.

Elhandlerne kan indkøbe kapaciteten gennem en central auktion i kapacitetsmarkedet eller købe kapaciteten bilateralt direkte hos produktionsanlæggene. Salget af kapacitet i kapacitetsmarkedet sker gennem en central auktion, hvor producenterne byder ind med kapacitet, som elhandlerne køber. Auktionen dækker en bindingsperiode, som er den periode, hvor producenterne skal kunne levere den energi, de har forpligtet sig til at levere til kapacitetsmarkedet i mangelsituationer. Mangelsituationer kan både være foruddefinerede spidslasttimer eller perioder, hvor den systemansvarlige har givet varsel.

Auktionerne bliver holdt et antal år før bindingsperioden, idet producenterne skal kunne nå at bygge de nødvendige anlæg mellem tidspunktet for auktionen og starten af bindingsperioden. I auktionen kan producenterne byde ind med kapacitet fra eksisterende og projekterede anlæg. Derudover kan aftagere af elektricitet også byde ind med forbrugsreduktioner. Auktionstypen er som regel en hollandsk auktion, dvs. at startprisen er maksimumsprisen. Hvis udbuddet er større end efterspørgslen, sænkes prisen, og dette fortsættes indtil udbuddet er lig efterspørgslen. Maksimumsprisen skal sættes tilpas højt, så det sender et signal til investorerne om, at der er brug for ekstra kapacitet. Dog vil et for højt niveau for maksimumsprisen medføre en velfærdsoverførsel til de eksisterende producenter.

Maksimumsprisen fastsættes typisk på baggrund af Net-CONE (net cost of new entry), som typisk er de beregnede netto omkostninger for et nyt gasfyret anlæg.

Resultatet af auktionen fastlægger kapacitetsbetalingen, som er den betaling hhv. producenter og forbrugsreduktionsressourcer vil modtage i bindingsperioden. Bindingsperioden er som regel på 1 år for eksisterende ressourcer og mellem 1 til 10 år for nye ressourcer. Der

¹¹Brunekreeft et al. (2011), Sommer (2012) og COWI et al. (2013)

vil efter den første auktion, blive afholdt en række tilpasningsauktioner indtil og under bindingsperioden. På den måde kan producenter/aftagere forbedre deres bud, når de har mere information. Specielt for aftagere kan det være svært at vide 3-5 år i forvejen, hvor meget de vil kunne reducere deres forbrug.

For at sikre at producenterne og elhandlerne lever op til deres kapacitetsforpligtelser, har man i de fleste kapacitetsmarkeder indført et straffsystem i form af bøder til de producenter og elhandlere, der ikke lever op til deres forpligtelser.

Der er allerede indført kapacitetsmarkeder i en række lande. Kapacitetsmarkederne adskiller sig dog fra hinanden på en række punkter. Det gælder bl.a. i forhold til definitionen på produktet, der handles med. De amerikanske elmarkeder var nogle af de første til at indføre kapacitetsmarkeder. Nedenfor gennemgås kapacitetsmarkederne i PJM¹² og ISO-NE¹³ som har et kapacitetsmarked med hhv. kapacitetscertifikater (siden 2007) og ”reliability”optioner (siden 2006).

PJM og ISO-NE har en række fælles træk. Den første auktion finder i begge markeder sted 3 år før bindingsperioden. Derudover bruger begge markeder også geografisk differentierede auktioner for at tage højde for geografiske forskelle i f.eks. investeringsomkostninger.¹⁴

5.2.3.1 PJM

I PJM's kapacitetsmarked¹⁵ handles med kapacitetscertifikater. Kapacitetscertifikaterne forpligter producenterne til at levere en vis mængde kapacitet på et givet tidspunkt i fremtiden. Kapacitetscertifikaterne bliver handlet i kapacitetsmarkedet. Der er indført et prisloft på 1000 \$ per MWh i spotmarkedet for at beskytte forbrugerne mod perioder med høje elpriser. Prisen i kapacitetsmarkedet skal således sikre, at producenterne får deres tabte profit fra de manglende prisspidser i spotmarkedet indhentet. For at sikre at den solgte kapacitet i kapacitetsmarkedet reelt er til rådighed i spidslastperioder, anvendes et system med strafpriser.

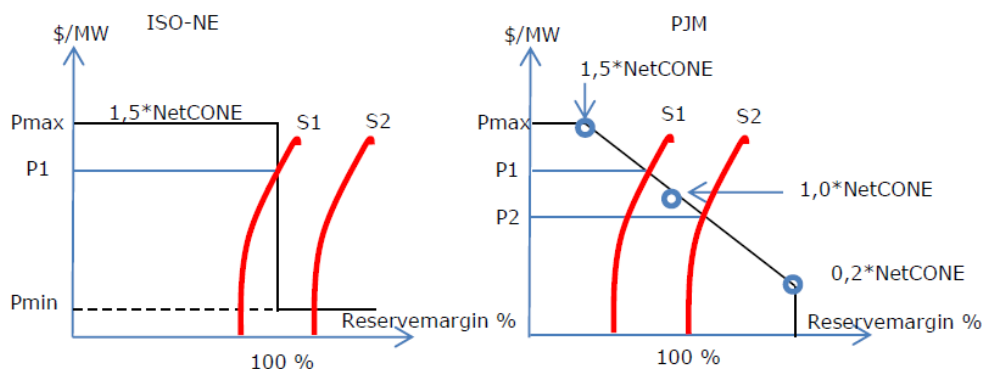
PJM afholder hollandske auktioner, hvor de anvender en administrativ elastisk efterspørgselskurve i deres auktioner, hvor maksimumsprisen fastsættes ud fra NETCONE. I figur 5.1 ses, hvordan efterspørgslen beregnes i hhv. ISO-NE og PJM. Fordelen med en elastisk efterspørgselskurve er, at det sænker muligheden for at udøve markedsmagt, idet ændring i kapacitetsniveauet medfører mindre prisændringer end ved en vertikal efterspørgselskurve.

¹²Den regionale system operatør i staterne: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.

¹³System operatøren i New England, som omfatter staterne Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island og Vermont

¹⁴Sommer (2012)

¹⁵PJM (2014) og Sommer (2012)



Figur 5.1: Efterspørgselskurverne i ISO-NE og PJM (den sorte kurve). *Kilde: Sommer (2012)*

5.2.3.2 ISO-NE

I ISO-NE handles med reliability optioner¹⁶ i stedet for kapacitetscertifikater i kapacitetsmarkedet. Elhandlerne pålægges ligesom i PJM at købe optioner svarende til deres forventede spidsforbrug.

Producenterne, som har solgt optioner i kapacitetsmarkedet, skal, når spotprisen S overstiger en administrativt fastsat strikepris K , betale forskellen mellem disse to priser til systemoperatøren eller elhandlerne jf. figur 5.2. Producenter, som har kapaciteten til rådighed, kan så sælge elektriciteten til spotprisen og tjener dermed samlet strikeprisen K , mens producenter, der ikke har kapaciteten til rådighed, taber forskellen mellem spot- og strikepris.¹⁷

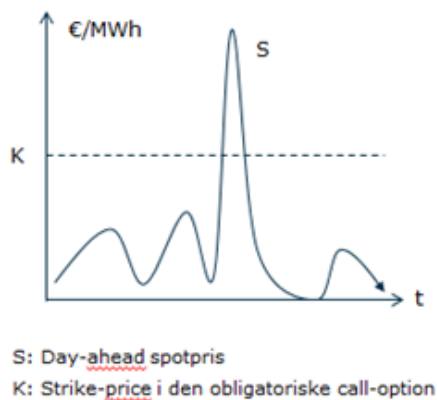
Strikeprisen K er i ISO-NE sat til lidt over de marginale produktionsomkostninger for et gasfyret spidsbelastningsanlæg.¹⁸ Strikeprisen K sikrer, at elhandlerne aldrig betaler mere end K plus optionsprisen for deres elektricitet. Dermed afskærmes forbrugerne indirekte for de prisspidser, der er nødvendige i en ren spotmarkedsmodel. Producenterne bliver kompenseret for de tab de lider, når spotprisen begrænses af strikeprisen, gennem optionens pris, som bliver fastlagt i kapacitetsauktionerne.

Ved auktioner anvender ISO-NE ikke en administrativ efterspørgselskurve, men har minimums- og maksimumspriser, hvor den sidstnævnte beregnes ud fra NETCONE. I figur 5.1 er minimumsprisen og maksimumsprisen og deres betydning for den endelige kapacitetspris illustreret.

¹⁶Cramton (2006), ISO-NE og The Brattle Group (2009) og ISO-NE (2013)

¹⁷Brunekreeft et al. (2011) og ISO-NE og The Brattle Group (2009)

¹⁸ISO-NE (2013)



Figur 5.2: Illustration af en obligatorisk call option. *Kilde: Inspireret af Sommer (2012)*

Midlet til at motivere anlæggene til høj rådighed består af to dele. Optionen giver producenten incitament til at sikre, at kapaciteten er til rådighed, idet han ellers skal betale forskellen mellem spot- og strikepris. Derudover kan systemoperatøren også udløse en mangelsituation, hvis der er mangel på driftsreserver i forhold til reservekravet i driftstimen. En aktør, der modtager kapacitetsbetalinger, og som har en for lav rådighed på sine anlæg i driftstimen, hvor mangelsituation udløses, vil få sin kapacitetsbetalinger reduceret.¹⁹

¹⁹s. 18 i ISO-NE og The Brattle Group (2009)

6 Teori

6.1 Litteratur om de manglende investeringer

I slutningen af 1990'erne, hvor mange elmarkeder blev liberaliseret, blev det debatteret, hvorvidt "energy only" markeder (EOM) ville kunne give investorerne de korrekte investeringssignaler og dermed sikre et tilstrækkeligt kapacitetsniveau. Eftersom der var overkapacitet i de fleste elmarkeder i begyndelsen af liberaliseringen og dermed ikke noget problem, blev der ikke indført tiltag til at løse forsyningssikkerhedsproblemet. I de senere år er debatten plusset op igen, eftersom alt tyder på, at der i fremtiden kan opstå kapacitetsproblemer bl.a. som følge af den stigende andel af el produceret med vindkraft. Der findes en del litteratur på området, der beskriver de forskellige faktorer, der kan medvirke til, at investorerne ikke investerer i et tilstrækkeligt niveau af ny kapacitet med tilhørende forslag til, hvordan problemet kan løses. Generelt beskrives problemstillingen primært kvalitativt i litteraturen. Der er dog enkelte artikler, der forsøger at beskrive problemstillingen mere kvantitativt gennem opstilling af matematiske modeller og økonometriske beregninger.

I litteraturen er der en generel enighed om, at der eksisterer en række faktorer i elmarkedet, som betyder, at EOM ikke giver investorerne de optimale investeringsincitamenter og i værste fald kan medføre, at der ikke vil være tilstrækkelig kapacitet til at dække efterspørgslen. Der er imidlertid ikke konsensus i litteraturen i forhold til, om disse forhold er midlertidige eller permanente. Nogle mener, at EOM generelt ikke vil kunne sikre et efficient niveau af investeringer, og at der derfor er brug for en permanent kapacitetsmekanisme.¹ Andre mener, at de manglende investeringer i ny kapacitet er et midlertidigt problem, der vil blive løst på sigt, og at der derfor kun er brug for en kapacitetsmekanisme på kort sigt.²

De primære faktorer, der nævnes i litteraturen og som påvirker investorernes investeringsincitament, er beskrevet nedenfor.³

6.1.1 Begrænset efterspørgselselasticitet

Generelt beskrives det som et problem, at efterspørgslen ikke er tilstrækkelig elastisk. Den manglende mulighed for at måle alle forbrugeres realtidsforbrug betyder, at man ikke kan afregne dem ud fra realtidsprisen. Hvis der er begrænset eller slet ingen kortsig-

¹de Vries og Heijnen (2008) og Cramton et al. (2013)

²Roques (2008)

³Botterud og Doorman (2008), Botterud og Korpas (2004) og de Vries og Hakvoort (2004)

et priseffekt, kan man ende i en situation, hvor markedet ikke clearer på et acceptabelt prisniveau, og det derfor bliver nødvendigt med et prisloft fastsat af regulatoren. Medmindre at prisloftet svarer til markedsværdien af den energi, der bliver leveret, vil dette give de forkerte investeringssignaler. I kapitel 7 opstilles en model, der undersøger implikationerne af, at en del af efterspørgslen ikke reagerer på realtidsprisen.

6.1.2 Markedsmagt

Markedsmagt nævnes generelt også som et problem i litteraturen. Det primære problem i den sammenhæng er, at producenter med en stor markedsandel kan vælge at tilbageholde investeringer for at drive elprisen opad og dermed øge profitten fra deres eksisterende kraftværker. Dette bliver yderligere beskrevet i kapitel 7.

6.1.3 Regulering af elmarkedet

En faktor, som generelt bliver nævnt i litteraturen som en af hovedårsagerne til, at der ikke investeres i tilstrækkelig ny kapacitet, er den høje finansielle risiko forbundet med investering i nye kraftværker. Dette skyldes primært den høje volatilitet i elpriserne. Risikoen ved investeringer i spidslastkapacitet er særlig høj, idet spidslastværker er afhængige af at få en høj pris de få timer om året, hvor de producerer.

Reguleringen af elmarkedet øger risikoen for investorerne. Elmarkedet er underlagt miljømæssige krav og regulering, f.eks. i forhold til grænser for udledning af CO₂ og subsidierede energiformer. Derudover har en lang række elmarkeder indført prisloft, hvilket kan være med til at fjerne en del af indtjeningsgrundlaget for producenterne, hvis prisloftet er lavere end VOLL. Selv i elmarkeder uden prisloft er der en risiko for, at systemoperatørerne vil gribe ind ved meget høje priser.

Usikkerhed omkring regulering af markedet kan medføre, at investeringer udskydes, indtil investorerne føler sig mere sikre. Dette i kombination med den lange byggetid for nye kraftværker kan være med til at skabe cykliske investeringsforløb, dvs. skiftevis perioder, hvor ingen investorer vælger at investere, og perioder, hvor alle investorer vælger at investere. Dette vil hhv. skabe perioder med under- og overkapacitet, hvilket ikke er efficient.⁴

Medmindre der er likvide langsigtede markeder, hvor investorerne kan hedge deres finansielle risiko, kan disse usikkerheder reducere investeringsniveauet i ny kapacitet. Via langsigtede kontrakter kan investorerne sikre en del af den fremtidige indtjening og dermed mindske investeringsrisikoen. Langsigtede kontrakter kan også være en fordel for forbrugerne, idet det vil mindske prisvolatiliteten. Elhandlere og producenter har imidlertid ikke samme præferencer i forhold til, hvordan langsigtede kontrakter skal designes.

⁴de Vries og Hakvoort (2004)

Producenter har en præference for kontrakter med en fast mængde, mens elhandlere har en præference for kontrakter med en fleksibel mængde, idet det er usikkert, hvor stor kapacitet de vil have brug for i fremtiden. Forbrugere kan relativt let skifte elhandler, og det er derfor svært for elhandlerne at forudsige den langsigtede efterspørgsel. Elhandlerne vil som konsekvens heraf måske tøve med at indgå langsigtede kontrakter med en tids-horisont, der er lang nok til at hedge producenterens risiko i forhold til pris og mængde. Dette gælder specielt for spidslastkapacitet.⁵

⁵Brunekreeft et al. (2011)

7 Model

7.1 Introduktion og forudsætninger

I dette afsnit beskrives og analyseres en model¹, som undersøger, hvilke antagelser, der skal være opfyldt for at elmarkedet fungerer optimalt. Derudover undersøges, hvordan nogle af de faktorer (markedsmagt og regulerede prisloft), som blev beskrevet i forrige afsnit, påvirker investeringssignalerne i elmarkedet. Modellen viser, at man ved hjælp af et kapacitetsmarked kan give investorerne optimale investeringssignaler, selvom der er markedsmagt og regulerede prisloft i elmarkedet.

Som udgangspunkt opstilles en ”energy only” markedsmodel (EOM), hvor en andel af forbrugerne ikke reagerer på realtidsprisen, men hvor elhandlerne kan afbryde leveringen af el til disse kunder betinget af realtidsprisen. De optimale priser og investeringsplaner udledes i modellen og det undersøges, hvilke antagelser der skal være opfyldt på et EOM for at opnå optimale priser og investeringsprogrammer. Derudover undersøges konsekvenserne af, hvis nogle af antagelserne ikke er opfyldt.

I modellen konkurrerer producenter om at sælge deres elproduktion til elhandlere på engrosmarkedet, mens elhandlerne konkurrerer om at videresælge denne el til forbrugerne via transmission- og distributionsinfrastrukturen på detailmarkedet. Priserne for transport af elektricitet er i elmarkedet regulerede og uafhængige af elprisen og er derfor i modellen normaliseret til 0.

Konkurrencen på engrosmarkedet kan enten være karakteriseret ved fuldkommen konkurrence eller markedsmagt. Som udgangspunkt antages, at engrosmarkedet er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence.

En uafhængig systemoperatør har ansvaret for driften af transmissionssystemet herunder at opfylde specifikke krav til dette netværk og bekæmpe markedsmagt på engrosmarkedet.

Der er to typer af forbrugere i modellen: ikke-prisfølsomme forbrugere og prisfølsomme forbrugere. De ikke-prisfølsomme forbrugeres forbrug bliver målt med traditionelle elmålere, dvs. elmålere, der kun måler det samlede forbrug for bestemte perioder f.eks. kvartaler. De prisfølsomme forbrugeres forbrug bliver målt og afregnet på timebasis.

¹Joskow og Tirole (2007)

7.2 Den grundlæggende model

7.2.1 Antagelser for den grundlæggende model

Modellen arbejder i udgangspunktet med kontinuerte perioder/tilstande $i \in [0, 1]$. Sandsynligheden for at tilstanden i indtræffer, er givet ved f_i , hvor $\int_0^1 f_i = 1$. Forventningsoperatoren $E[\cdot]$ mht. tæthedsfunktionen f_i er defineret ved at $E[x_i] = \int_0^1 x_i f_i di$, hvor x er en tilfældig variabel. El-behovet er stigende med i , dvs. at el-behovet stiger i hver periode.

7.2.1.1 De ikke-prisfølsomme forbrugere

De ikke-prisfølsomme forbrugeres elforbrug bliver målt med traditionelle målere, der kun kan måle det samlede forbrug over en række perioder i . Disse forbrugere reagerer derfor ikke på realtidspisen (RTP).

Forbrugerne betaler en todelt tarif med en fast afgift A og en gennemsnitspris p . Deres efterspørgselsfunktion, hvor det ikke er muligt, at afbryde leveringen af el, betegnes $D_i(p)$, hvor D_i er stigende med i og faldende med p . Når det ikke er muligt at afbryde leveringen af el til forbrugerne, betyder det her, at elhandlerne ikke har en aftale med forbrugerne om, ved hvilken pris de skal afbryde leveringen af el.

Hvis det er muligt at afbryde leveringen af el til forbrugerne, står $\alpha_i \leq 1$ for den andel af efterspørgslen, som bliver tilfredsstillet i periode i . Dvs. som α_i falder, stiger andelen af forbrug, der bliver frakoblet ($1 - \alpha_i$). Afkoblingen af forbrug er rangordnet. De forbrugere, der værdsætter el mindst, bliver afbrudt først. Elhandlerne kender forbrugernes betalingsvillighed via den kontrakt, de har indgået med dem. I kontrakten har forbrugerne specificeret det prisniveau, hvor de gerne vil have leveringen af el afbrudt.

De ikke-prisfølsomme forbrugeres forventede efterspørgsel, når det er muligt at afkoble forbrug, er i periode i givet ved:

$$D_i(p, \alpha_i) \tag{7.1}$$

Den forventede efterspørgsel vil altså afhænge af den periode uafhængige pris p og af andelen af efterspørgslen, der bliver tilfredsstillet α_i .

Forbrugernes realiserede bruttooverskud afhænger af elprisen og hvor stor en del af deres efterspørgsel, der bliver tilfredsstillet. Formelt er bruttooverskuddet givet ved:

$$S_i(p, \alpha_i) \tag{7.2}$$

Det antages, at S_i er konkav i α_i på $[0,1]$: Jo mere forbrug der bliver frakoblet, jo større vil det relative dødvægttab være.

Når α_i er 1, dvs. når alle forbrugere får deres efterspørgsel tilfredsstillet, er den forventede efterspørgsel og det realiserede bruttooverskud givet ved:

$$D_i(p, 1) = D_i(p) \text{ og } S_i(p, 1) = S_i(D_i(p)) \quad (7.3)$$

I dette tilfælde er den afledte af den realiserede bruttooverskudsfunction givet ved $S'_i = p$.

Et specialtilfælde er, når den forventede efterspørgsel er uafhængig af α_i . I dette tilfælde kan α_i sættes udenfor, dvs. at efterspørgselsfunktionen er givet ved $D_i(p, \alpha_i) = \alpha_i D(p)$ og bruttooverskudsfunktionen er $S_i(D_i(p), \alpha_i)$. Dette er meget grov antagelse, idet forbrugeren i de fleste tilfælde justerer sin efterspørgsel efter sandsynligheden for, at leveringen af el bliver afbrudt.

I modellen antages det, at tabte muligheder for at forbruge elektricitet ikke skaber nogen værdi for forbrugerne. Nettooverskuddet for forbrugerne er dermed givet ved:

$$S_i(p, \alpha_i) - pD_i(p, \alpha_i) \quad (7.4)$$

Dvs. forbrugernes betalingsvillighed for elektricitet fratrukket det, de faktisk betaler for at forbruge mængden $D(p, \alpha_i)$.

Nettooverskuddet bliver maksimeret ved $\alpha_i = 1$, dvs. når alle forbrugere får deres efterspørgsel helt tilfredsstillet og nettooverskuddet er lig $S_i(D_i(p)) - pD_i(p)$.

Bestemmelsen af nettooverskuddet vil afhænge af forbrugernes viden om, hvornår en strømafbrydelse indtræffer. Det må antages, at en uventet strømafbrydelse har større sociale omkostninger end en forventet strømafbrydelse. Forbrugerne kan ved en forudset strømafbrydelse tilpasse deres aktiviteter i forhold til, at de ved, de ikke vil modtage el i en given periode. De kan f.eks. planlægge at tage trappen i stedet for elevatoren, hvorimod en forbruger, der ikke ved, at en strømafbrydelse vil indtræffe, vil tage elevatoren uvidende om, at den vil gå i stå.

Ved en perfekt forventet strømafbrydelse vil efterspørgslen og bruttooverskuddet være uafhængig af α_i . Med perfekt forventede strømafbrydelser antages det derfor, at:

$$S_i(p, \alpha_i) = \alpha_i S_i(D_i(p)) \text{ og } D_i(p, \alpha_i) = \alpha_i D_i(p) \quad (7.5)$$

I modellen bruges "value of lost load" (VOLL) til at bestemme, hvilken pris det er optimalt at frakoble forbrug til. VOLL er den pris, hvor forbrugerne er indifferente mellem at modtage elektricitet eller at blive frakoblet. Det svarer til, at VOLL er lig det marginale overskud, når udbuddet stiger med 1 enhed. VOLL er formelt givet ved:

$$VOLL_i = \frac{\partial S_i / \partial \alpha_i}{\partial D_i / \partial \alpha_i} \quad (7.6)$$

, idet en stigning i udbuddet på 1 enhed medfører en stigning i α_i på $1/[\partial D_i / \partial \alpha_i]$.

Når strømafbrydelser er perfekt forudsigelige, er $D_i(p, \alpha_i) = \alpha_i D_i(p)$. I dette tilfælde er VOLL givet ved:

$$VOLL_i = \frac{\partial S_i / \partial \alpha_i}{D_i}$$

De ikke-prisfølsomme forbrugere har i deres kontrakt med elhandlerne specificeret deres individuelle VOLL værdi.

7.2.1.2 De prisfølsomme forbrugere

De prisfølsomme forbrugere er de forbrugere, som kan reagere på timeprisen, idet deres forbrug bliver målt på timebasis. Disse forbrugere bliver modelleret på nøjagtig samme måde, som de ikke-prisfølsomme forbrugere og under de samme antagelser. Den eneste forskel er, at de kan reagere på p_i (Real Time Price "RTP"), i stedet for en gennemsnitspris p .

Det antages som udgangspunkt, at en altvidende godgørende samfundsplanlægger vælger en pris for de prisfølsomme forbrugere $\hat{p}_i$ i hver periode.

I periode i er de prisfølsomme forbrugeres forventede forbrug og deres realiserede bruttooverskud givet ved:

$$\hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \text{ og } \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \quad (7.7)$$

hvor $\hat{\alpha}_i$ er andelen af de prisfølsomme forbrugeres efterspørgsel, som bliver tilfredsstillet i periode i .

7.2.1.3 Udbudssiden

Udbudssiden i modellen består af producenterne af elektricitet. Producenterne skal både vælge et optimalt investeringsniveau i nye kraftværker samt hvor meget el, de vil producere i hver periode i forhold til deres samlede kapacitet.

Producenterne har en række kontinuerte investeringsmuligheder indekseret efter deres marginale produktionsomkostning c . $I(c)$ står for investeringsomkostningen ved at installere kapacitet til at producere 1 enhed af elektricitet til marginal omkostningen c . Derudover antages det, at alle produktionsteknologier giver et konstant skalaafkast.

$G(c)$ er den kumulative fordelingsfunktion af kraftværker, dvs. det samlede antal kraftværker, som har en marginal omkostning lig med eller mindre end c . Den kumulative fordelingsfunktion inddeler således kraftværkerne efter deres marginale omkostning c . Af definitionen for $G(c)$ følger, at $dG(c) = g(c)dc$, hvor $g(c)$ er antallet af de værker, der lige netop har marginal omkostningen c .

De totale investeringsomkostninger er dermed givet ved:

$$\int_0^{\infty} I(c) dG(c) = \int_0^{\infty} I(c) g(c) dc \quad (7.8)$$

Og ex post omkostninger ved at producere Q_i er givet ved:

$$\int_0^\infty cu_i(c)dG(c) \quad \text{hvor} \quad \int_0^\infty u_i(c)dG(c) = Q_i, \quad (7.9)$$

hvor udnyttelsesgraden $u_i(c)$ tilhører $[0,1]$. Udnyttelsesgraden beskriver, hvor stor en del af producenterne samlede kapacitet, der bruges til at producere Q_i .

Usikkerheden i modellen er udelukkende på efterspørgselssiden. Det er muligt, at inkludere en usikkerhed på producentsiden i forhold til, om værkerne er til rådighed. Dette vil dog ikke ændre de overordnede konklusioner jf. Joskow og Tirole (2007).

7.2.2 Maksimeringsproblemet for den grundlæggende model

7.2.2.1 Optimeringsproblemet

En altvidende godgørende samfundsplanlægger vælger en gennemsnitspris p for de ikke-prisfølsomme forbrugere og en marginal pris i hver periode $\hat{p}_i$ for de prisfølsomme forbrugere, graden af hvor mange der skal modtage strøm dvs. α_i og $\hat{\alpha}_i$, udnyttelsesgraden $u_i(\cdot)$ og endelig investeringsplanen $G(c)$. Dette giver følgende optimeringsproblem:

$$\max_{p, \hat{p}_i, \alpha_i, \hat{\alpha}_i, u_i(\cdot), G(\cdot)} \left\{ E \left[S_i(p, \alpha_i) + \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) - \int_0^\infty cu_i(c)dG(c) - \int_0^\infty I(c)dG(c) \right] \right\} \quad (7.10)$$

ubb.

$$\begin{aligned} \int_0^\infty u_i(c)dG(c) &\geq D_i(p, \alpha_i) + \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \quad \text{for alle } i. \\ 0 &\leq \alpha_i \leq 1 \\ 0 &\leq u_i(c) \leq 1 \\ G(c) &\geq 0 \end{aligned} \quad (7.11)$$

Den optimale løsning er den, hvor den forventede sum af nettooverskuddet for begge forbrugsgrupper bliver maksimeret under forudsætning af, at det samlede udbud af elektricitet i alle perioder er højere end eller lig med den samlede efterspørgsel efter elektricitet.

7.2.2.2 Resultatet for den grundlæggende model

1. ordensbetingelserne for maksimeringsproblemet medfører følgende løsning:²

(a) *Den optimale løsning for de prisfølsomme forbrugere*

1. ordensbetingelserne for maksimeringsproblemet i 7.10 i forhold til $\hat{p}_i$ og $\hat{\alpha}_i$ giver følgende resultat:

$$\begin{aligned}\hat{D}_i &= \hat{D}_i(p_i) \\ \hat{\alpha}_i &= 1\end{aligned}\tag{7.12}$$

I den optimale løsning vil de prisfølsomme forbrugere aldrig blive afkoblet, og de vil betale p_i (RTP). Dermed vil deres efterspørgsel kun afhænge af p_i .

(b) *Den optimale løsning for de ikke-prisfølsomme forbrugere*

1. ordensbetingelsen for maksimeringsproblemet i 7.10 i forhold til p giver følgende resultat:

$$E \left[\frac{\partial S_i}{\partial p} - p_i \frac{\partial D_i}{\partial p} \right] = 0\tag{7.13}$$

Givet at, $p = p^*$ i 7.13 og at de ikke-prisfølsomme forbrugere aldrig bliver afkoblet ($\alpha \equiv 1$), dvs. $S_i(D_i(p))$ gælder følgende, idet $\frac{\partial S_i}{\partial D_i} = p^*$:

$$\begin{aligned}E \left[\frac{\partial S_i}{\partial D_i} \frac{\partial D_i(p)}{\partial p} - p_i \frac{\partial D_i}{\partial p} \right] &= 0 \implies \\ E \left[(p^* - p_i) D'_i(p^*) \right] &= 0 \text{ for } \alpha_i = 1\end{aligned}\tag{7.14}$$

7.14 viser, at p^* er et vejet gennemsnit af realtidsspriserne vægtet med forbruget i perioden.

Når $\alpha_i < 1$ (for et i) afhænger implikationerne for prisen p af, effektiviteten af at afkoble forbrugere.

I specialtilfældet, hvor efterspørgslen er uafhængig af muligheden for at blive afkoblet ($D_i(p, \alpha_i) = \alpha_i D_i(p)$ og $S_i(p, \alpha_i) = S_i(D_i(p, \alpha_i))$), vil det for en indre løsning gælde at:

$$E \left[\left(\frac{\partial S_i}{\partial D_i} - \alpha_i p_i \right) D'_i(p) \right] = 0\tag{7.15}$$

Ved perfekt forudsigelige strømafbrydelser gælder, at $\partial S_i / \partial D_i = \alpha_i p$ og dermed får man følgende:

$$E \left[(p - p_i) \left(\alpha_i D'_i(p) \right) \right] = 0\tag{7.16}$$

²I bilag A er mellemregningerne for 1. ordensbetingelserne til maksimeringsproblemet udledt.

Prisen, de ikke-prisfølsomme forbrugere betaler, er når $\alpha_i < 1$ gennemsnittet af realtidsprisen vægtet efter det samlede forbrug i perioden.

1. ordensbetingelsen for maksimeringsproblemet i 7.10 i forhold til α_i giver følgende resultat:

$$\begin{aligned} \alpha_i \in]0, 1[\quad & \text{hvis} \quad \frac{\partial S_i / \partial \alpha_i}{\partial D_i / \partial \alpha_i} = p_i \\ \alpha_i = 0 \quad & \text{hvis} \quad \frac{\partial S_i / \partial \alpha_i}{\partial D_i / \partial \alpha_i} < p_i \\ \alpha_i = 1 \quad & \text{hvis} \quad \frac{\partial S_i / \partial \alpha_i}{\partial D_i / \partial \alpha_i} > p_i \end{aligned} \quad (7.17)$$

I alle tilfælde af afkobling viser 7.17, at

$$VOLL_i = p_i \quad (7.18)$$

Når den periode optimale pris p_i er højere end VOLL i en given periode i , vil ingen af de ikke-prisfølsomme forbrugere modtage strøm. Omvendt, hvis den periode optimale pris er lavere end VOLL, vil ingen af de ikke-prisfølsomme forbrugere blive afkoblet.

(c) *Den optimale løsning for producenterne udnyttelsesgrad af kapacitet*

1. ordensbetingelsen for maksimeringsproblemet i 7.10 i forhold til $u_i(\cdot)$ giver følgende resultat:

$$u_i(c) = \begin{cases} 1 & \text{hvis } c < p_i \\ 0 & \text{hvis } c > p_i \\]0, 1[& \text{hvis } c = p_i \end{cases} \quad (7.19)$$

Producenterne udnytter hele deres kapacitet, så længe $p_i > c$, omvendt for $p_i < c$ producerer de slet ikke. For $p_i = c$ vil deres udnyttelsesgrad af kapaciteten være et sted mellem 0 og 1. Det vil kun være profitabelt for producenterne at producere, så længe de får dækket deres marginale omkostninger af prisen, idet elprisen i "energy only" markedet er den eneste indtægtskilde.

(d) *Det optimale investeringsniveau*

1. ordensbetingelsen for maksimeringsproblemet i 7.10 i forhold til $G(\cdot)$ giver følgende resultat:

$$I(c) = E [\max\{p_i - c, 0\}] \quad \text{eller} \quad g(c)dc = 0 \quad (7.20)$$

Dette svarer til standard betingelsen for fri adgang til et marked. Hvis p_i er højere end c , vil nye eller nuværende producenter øge deres investeringsniveau i nye kraftværker, idet prisen de kan sælge den ekstra elektricitet til, er højere end deres omkostninger ved at producere elektriciteten. Dette vil gælde, indtil den forventede marginalpris p_i er lig de samlede forventede omkostninger, dvs. både variable og faste omkostninger.

7.2.3 Maksimeringsproblemet for den grundlæggende model, hvor elhandlerne indgår

7.2.3.1 Optimeringsproblemet

Indtil nu har vi antaget, at der kun er producenter og forbrugere, men i elmarkedet er der et mellemled mellem disse to grupper, nemlig elhandlerne. Det antages nu, at prisfølsomme og ikke-prisfølsomme forbrugere køber el fra elhandlere på et marked karakteriseret ved fuldkommen konkurrence. Elhandlerne køber elektricitet fra producenterne til realtidsengrosprisen for det samlede forbrug, de er ansvarlige for. Derudover kan elhandlerne bestemme et hvert niveau af periodebetinget afkobling $\alpha_i(p_i)$ for deres forbrugere. Denne antagelse forudsætter, at elhandlerne kan indgå prioriterede afbrydelseskontrakter med deres forbrugere.

Den optimale løsning vil være den, hvor alle forbrugere betaler realtidsprisen, men i dette tilfælde, hvor der er forbrugere, som ikke reagerer på realtidsprisen, vil man kunne implementere en ligevægt, som er det næstbedste optimum. Det næstbedste optimum vil kunne implementeres, når engros- og detailmarkedet er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence og når følgende antagelser er opfyldt:

- (a) Realtidsprisen "RTP" afspejler alternativ omkostningerne ved at producere elektricitet.
- (b) Al tilgængelig kraftværkskapacitet bliver udnyttet i perioder med afkobling af forbrugere.
- (c) Elhandlerne køber el til realtidsprisen (RTP).
- (d) Forbrugere, som kan reagere på realtidsprisen, bliver ikke afkoblet. Elhandlerne, som forsyner forbrugere, der ikke kan reagere på realtidsprisen, kan afbryde disse forbrugere på et hvilket som helst niveau, de ønsker, givet realtidsprisen. Elhandlerne kan indgå prisbetingede afbrydelseskontrakter med deres forbrugere. Dvs. at når elprisen når et vist niveau, har elhandleren en aftale med forbrugerne om, at de vil blive afbrudt.
- (e) Forbrugerne har homogene efterspørgsler og overskudsfunktioner op til en vis skaleringsfaktor.

Antag at elhandlerne kan tilbyde ikke-prisfølsomme kontrakter $\{A, p, \alpha_i\}$, dvs. kontrakter med en todelt tarif med en fast afgift A og en gennemsnitspris p og med en periode afhængig afkoblingsfaktor α_i . Det samlede forventede overskud for elhandlerne og forbrugerne

er dermed givet ved:

$$\begin{aligned}\text{Forventet samlet overskud} &= E[S_i(p, \alpha_i) - pD(p, \alpha_i) - A + pD(p, \alpha_i) - p_i D(p, \alpha_i) + A] \\ &= E[S_i(p, \alpha_i) - p_i D(p, \alpha_i)]\end{aligned}\quad (7.21)$$

De to første led er forbrugernes samlede nettooverskud og de to sidste led er elhandlernes samlede nettooverskud. Når disse to overskud lægges sammen, får man følgende maksimeringsproblem for forbrugerne og elhandlerne:

$$\max_{p, \alpha_i} E[S_i(p, \alpha_i) - p_i D_i(p, \alpha_i)] \quad (7.22)$$

7.2.3.2 Resultat for den grundlæggende model, hvor elhandlerne indgår

1.ordensbetingelserne for maksimeringsproblemet i 7.22 svarer til betingelserne i 7.13 og 7.17 i afsnit 7.2.2.2.

Resten af økonomien er standard og modellen opfylder dermed 1.velfærdsteorem, som siger, at en hver ligevægt med fuldkommen konkurrence er Pareto optimal.

Selvom der indgår ikke-prisfølsomme forbrugere, er ”energy only” markedsmodeleen konsistent med Rasmsey-optimalitet givet, de fem overstående antagelser er opfyldt. Med Ramsey optimalitet menes, at modellen differentierer priserne optimalt mellem forbrugere.

7.3 Modellen med to mulige tilstande

7.3.1 Antagelser for modellen med to mulige tilstande

7.3.1.1 Grundlast og spidslast

Modellen arbejder i dette eksempel med diskrete perioder, dvs. der er et endeligt antal perioder. Det antages, at der er to mulige tilstande, elmarkedet kan være i: grundlast (i=1) og spidslast (i=2). Disse tilstande indtræffer hhv. med hyppighederne f_1 og f_2 , hvor $f_1 + f_2 = 1$. Hyppighederne f_1 og f_2 kan også tolkes som andelen af det samlede antal af timer, hvor det hhv. kun er grundlastværker, der producerer og hvor det både er grundlast- og spidslastværker, der producerer. Det antages fortsat, at markedet er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence.

7.3.1.2 Efterspørgselssiden

Det antages, at afkobling af forbrugere kun sker i spidslastperioder og at det kun er de ikke-prisfølsomme forbrugere, som kan afkobles, dvs. $\hat{\alpha}_1 = \hat{\alpha}_2 = \alpha_1 = 1$ og $0 \leq \alpha_2 \leq 1$.

De ikke-prisfølsomme forbrugeres efterspørgsel i grund- og spidslastperioder er givet ved hhv. $D_1(p)$ og $D_2(p, \alpha_2)$ og bruttooverskuddet er givet ved hhv. $S_1(D_1(p))$ og $S_2(p, \alpha_2)$. Tilsvarende er de prisfølsomme forbrugeres efterspørgsel i grund- og spidslastperioden givet

ved hhv. $\hat{D}_1(p_1)$ og $\hat{D}_2(p_2)$ og bruttooverskudsfunktionerne er givet ved hhv. $\hat{S}_1(\hat{D}_1(p_1))$ og $\hat{S}_2(\hat{D}_2(p_2))$.

Den optimale konstante gennemsnitspris, som de ikke-prisfølsomme forbrugere står overfor er givet ved p^* , mens de optimale tilstandsafhængige priser i hhv. grund- og spidslastperioderne er givet ved p_1^* og p_2^* .

7.3.1.3 Udbudssiden

Producenterne kan investere i to typer kapacitet grund- eller spidslastkapacitet. En enhed grundlastkapacitet koster I_1 og gør en produktion til marginal omkostningen c_1 mulig. K_1 angiver den samlede mængde grundlastkapacitet. Det antages i modellen, at det er billigere at investere i et nyt spidslastværk sammenlignet med at investere i et nyt grundlastværk. På den anden side er det billigere for et grundlastværk at producere 1 enhed elektricitet sammenlignet med et spidslastværk. Enhedsomkostningen ved at investere i spidslastkapacitet er dermed givet ved $I_2 < I_1$ og de marginale produktionsomkostninger for spidslastsproducenterne er givet ved $c_2 > c_1$.

7.3.2 Maksimeringsproblemet for modellen med to mulige tilstande

7.3.2.1 Optimeringsproblemet

Overstående antagelser for to-tilstandsmodellen medfører følgende maksimeringsproblem for samfundsplanlæggeren:

$$\begin{aligned} \max \mathcal{W} = \max_{p^*, \alpha_2, \hat{D}_1, \hat{D}_2} \{ & f_1 \left[S_1(D_1(p^*)) + \hat{S}_1(\hat{D}_1(p_1^*)) - c_1 K_1 \right] - I_1 K_1 \\ & + f_2 \left[S_2(p^*, \alpha_2) + \hat{S}_2(\hat{D}_2(p_2^*)) - c_1 K_1 - c_2 K_2 \right] - I_2 K_2 \}, \end{aligned} \quad (7.23)$$

hvor

$$\begin{aligned} K_1 &\equiv D_1(p^*) + \hat{D}_1(p_1^*) \\ K_2 &\equiv \left[D_2(p^*, \alpha_2) + \hat{D}_2(p_2^*) \right] - \left[D_1(p^*) + \hat{D}_1(p_1^*) \right] \\ 0 &\leq \alpha_2 \leq 1 \end{aligned} \quad (7.24)$$

Den optimale løsning er den, hvor nettooverskuddet for begge forbrugsgrupper bliver maksimeret, givet at den samlede kapacitetsmængden altid er lig den samlede efterspørgsel i hhv. grund- og spidslastperioden.

Det første led i maksimeringsproblemet er bruttooverskuddet fratrukket producenternes marginale produktionsomkostninger i grundlastperioden. Dette bliver ganget med sandsynligheden for, at det er en grundlastperiode. Det tredje led er forbrugernes bruttooverskud i spidslastperioden fratrukket producenternes marginale produktionsomkostninger

også her ganges med sandsynligheden for, at det er en spidslastperiode. I spidslastperioden forbruges både grund- og spidslastskapacitet og derfor fratrækkes produktionsomkostningerne for begge typer i tredje led. Endelig fratrækkes producenternes investeringsomkostninger for grund- og spidslastkapacitet i andet og fjerde led.

7.3.2.2 Resultatet for modellen med to mulige tilstande

1. ordensbetingelserne for maksimeringsproblemet giver følgende betingelser (hvor det gælder, at $\hat{S}'_i = p_i$ eller $\hat{D}_i = 0$, idet det er antaget, at alle de prisfølsomme forbrugere får deres efterspørgsel fuldt tilfredsstillet, $\hat{\alpha}_1 = \hat{\alpha}_2 = 1$):³

$$\begin{aligned} f_1(p^* - p_1) \frac{\partial D_1}{\partial p} + f_2 \left(\frac{\partial S_2}{\partial p} - p_2 \frac{\partial D_2}{\partial p} \right) &= 0 \\ f_1(p_1 - c_1) + f_2(p_2 - c_1) &= I_1 \iff f_1 p_1 + f_2 p_2 = I_1 + c_1 \\ f_2(p_2 - c_2) &= I_2 \iff p_2 = c_2 + (I_2/f_2) \end{aligned} \quad (7.25)$$

Betingelser i 7.25 bruges til, at definere $p_1^* < p^* < p_2^*$ til:

$$p_2^* \equiv c_2 + (I_2/f_2) \quad (7.26)$$

og

$$p^* \equiv f_1 p_1^* + f_2 p_2^* \equiv I_1 + c_1 \quad (7.27)$$

Hvis et spidslastværk producerer f_2 af det samlede antal af timer på et år, vil den optimale pris p_2^* dække både kapitalomkostningerne I_2 og produktionsomkostningerne $f_2 c_2$. Tilsvarende, hvis et grundlastværk bliver betalt p_1^* i f_1 timer af året, og p_2^* i f_2 timer af året vil det også præcist få dækket sine kapitalomkostninger I_1 og produktionsomkostninger c_1 . Den optimale pris p^* for de ikke-prisfølsomme forbrugere er et vægtet gennemsnit af de to periode optimale priser.

7.3.3 Maksimeringsproblemet for 2-tilstandsmodellen med perfekt forudsigelige strømafbrydelser

7.3.3.1 Optimeringsproblemet

Der tages nu udgangspunkt i det simple tilfælde, hvor strømafbrydelser er perfekt forudsigelige, dvs. at $S_2(p, \alpha_2) = \alpha_2 S_2(D_2(p))$. I dette tilfælde vil den optimale fordeling af kapacitet mellem ikke-prisfølsomme og prisfølsomme forbrugere for en given spidslastkapacitet $K_1 + K_2$ og en fastsat pris p for de ikke-prisfølsomme forbrugere, være givet

³Se mellemregninger for 1.ordensbetingelserne i bilag B.1

ved:

$$\max_{p_2, \alpha_2} \{\hat{S}_2(\hat{D}_2(p_2)) + \alpha_2 S_2(D_2(p))\} \quad (7.28)$$

ubb.

$$\hat{D}_2(p_2) + \alpha_2 D_2(p) \leq K_1 + K_2 \quad (7.29)$$

$$0 \leq \alpha_2 \leq 1$$

7.3.3.2 Resultat for to-tilstandsmodellen med perfekt fordsigelige strømafbrydelser

Ud fra 1. ordensbetingelserne for maksimeringsproblemet i 7.28 kan det udledes at:⁴

$$S_2(D_2(p)) - p_2 D_2(p) - \lambda_2 + \lambda_3 = 0 \quad (7.30)$$

λ_2 og λ_3 vil hhv. enten være en positiv værdi eller 0 i 7.30, afhængig af hvilken værdi α_2 antager.

Når α_2 er mellem 0 og 1 vil både λ_2 og λ_3 være lig 0 og dermed reduceres ligning 7.30 til:

$$S_2(D_2(p)) - \bar{p}_2(p) D_2(p) = 0 \text{ for } \alpha_2 \in]0, 1[\quad (7.31)$$

Hvis vi definerer $\bar{p}_2(p)$ til, at være løsningen til 7.31, så vil det gælde, at:⁵

$$\alpha_2 = \begin{cases} 0 & \text{hvis } p_2 > \bar{p}_2(p) \\ 1 & \text{hvis } p_2 < \bar{p}_2(p) \\]0, 1[& \text{hvis } p_2 = \bar{p}_2(p) \end{cases} \quad (7.32)$$

$\bar{p}_2(p)$ er en stigende funktion af p .

Det kan vises, at det i nogle tilfælde vil være optimalt, at afkoble forbrugerne, jf. bevis i bilag B.2.

p_2^* svarer til spidslast producenternes produktionsomkostninger, jævnfør ligning 7.26. Når producenternes marginale spidslastproduktionsomkostninger og prisen p_2^* elhandlerne dermed betaler, er tilstrækkelig lav, er det ikke optimalt at afbryde nogen af de ikke-prisfølsomme forbrugere i spidslastperioden. Modsat, når producenternes marginale spidslastproduktionsomkostninger er meget høje og p_2^* dermed er meget høj, er det optimalt at afbryde de ikke-prisfølsomme forbrugere i spidslastperioden jf. Joskow og Tirole (2007).

⁴Se mellemregninger i bilag B.2

⁵Se mellemregninger og bevis for resultatet i bilag B.2

7.4 Opsummering af foreløbige resultater

I udledningen af de foreløbige resultater er det antaget, at elmarkedet er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence og en andel af forbrugerne betaler en gennemsnitspris for deres elforbrug fremfor realtidsprisen.

Resultaterne fra modellen med kontinuerte perioder, gennemgået i afsnit i 7.2, viser, at det er muligt at opnå optimale pris- og investeringssignaler i et elmarked med fuldkommen konkurrence, selvom en andel af forbrugerne betaler en gennemsnitspris for deres elforbrug fremfor realtidsprisen.

Modellen, hvor der er to mulige tilstande gennemgået i afsnit i 7.3, viser, at når realtidsprisen bliver tilstrækkelig høj, kan det være optimalt at afkoble nogle af de forbrugere, der betaler en gennemsnitspris for deres elforbrug. Det vil være optimalt at afkoble forbrugere, når realtidsprisen for el er højere end forbrugernes individuelle VOLL værdi.

Resultaterne i afsnit 7.2 viser, at tilstedeværelsen af ikke-prisfølsomme forbrugere ikke i sig selv kan give en begrundelse for at indføre et kapacitetsmarked ved siden af det ordinære elmarked, idet det ikke forvrider investeringssignalerne, at en andel af forbrugerne ikke reagerer på realtidsprisen. Der må derfor være yderligere grunde til, at spotprisen for el for de prisfølsomme forbrugere ikke justeres fuldt ud til at reflektere udbud- og efterspørgselsbetingelserne og dermed afviger fra det korrekte økonomiske signal i ”energy only” markedsmodellen.

Antagelserne, der er brugt for at resultaterne i afsnit 7.2 til 7.3 er opfyldt, er meget grove og ikke fuldt ud realistiske i forhold til virkelighedens elmarkeder. I nedenstående afsnit undersøges implikationerne af, hvis nogle af de antagelser, som de foreløbige resultater bygger på, ikke er opfyldt.

7.5 Markedsmagt

7.5.1 Antagelser for modellen med markedsmagt

Det antages fortsat, at der er to perioder i modellen: En grundlast- og en spidslastperiode. Derudover antages det i følgende udledninger, at det ikke er muligt at afbryde leveringen af el til de ikke-prisfølsomme forbrugere.

Resultaterne i afsnit 7.2 til 7.3 bygger på en antagelse om, at elmarkedet i alle tilstande er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence. Elmarkedet er dog i de fleste lande karakteriseret ved at bestå af relativt få producenter alternativt en stor producent med en betydelig markedsandel og en række mindre aktører. Dermed er elmarkedet ikke karakteriseret ved fuldkommen konkurrence men af oligopolistisk konkurrence. I et oligopol har

de individuelle virksomheder i markedet mulighed for at udøve markedsmagt. Markeds-
magt er evnen til at øge prisen til et niveau over den kompetitive pris med det formål at
opnå en højere profit.

Producenter med en betydelig kapacitet i elmarkedet kan udøve markedsmagt på to måder:

- *De kan tilbageholde en del af deres tilgængelige kapacitet og dermed lægge et op-
adgående pres på priserne og øge profitten for den kapacitet, de byder ind i marke-
det.*
- *De kan byde deres kapacitet ind til en pris, der er højere end deres kortsigtede
marginale produktionsomkostninger.*

I de fleste tilfælde er det umuligt at skelne mellem de forskellige måder at udøve markeds-
magt på, idet konsekvensen vil være den samme for markedet.

I spidslastperioder, hvor der er en stram kapacitetsbalance, er sandsynligheden for, at der
udøves markedsmagt stor, idet en producent selv ved at tilbageholde en lille andel af sin
samlede kapacitet kan øge elprisen.⁶

I et oligopol kan de individuelle virksomheder påvirke markedet, men samtidig bliver
virksomhederne også påvirket af, hvad de andre virksomheder i markedet gør. Der opstår
dermed et strategisk spil mellem virksomhederne, hvor virksomhederne simultant enten
fastsætter priser (Bertrand-konkurrence) eller mængder (Cournot-konkurrence). I littera-
turen beskrives elmarkedet generelt som et marked med Cournot konkurrence, dvs. der
konkurreres på mængder.

I Cournot modellen antages det, at der handles med homogene produkter og at producen-
terne har den samme informationsmængde. Informationsmængden indeholder viden om
markedets efterspørgselsfunktion og produktionsomkostninger for alle de andre virksom-
heder i markedet. Dette er en meget grov antagelse, men man antager, at virksomhederne
har været i markedet i lang tid og derigennem fået viden om deres konkurrenter og ef-
terspørgslen. Udbyderne vælger simultant, hvor stor en mængde de vil udbyde. Prisen
bliver bestemt af det totale udbud og efterspørgselskurven. Udbyderne maksimerer deres
profit under antagelse af, at alle andre udbydere holder deres output fast.⁷

Det antages, nu i modellen at:

- *Investeringer i grundlastskapacitet og elproduktion i grundlastperidoer er karakteri-
seret ved fuldkommen konkurrence*

⁶Stoft (2002)

⁷Varian (2006) og Briggs og Kleit (2013)

- *Investeringer i spidslastkapacitet og elproduktionen i spidslastperioder er karakteriseret ved oligopolistisk konkurrence. Det er et Cournot oligopol med n -firmaer.*

Derudover antages en relativ kort tidshorisont (lavere end 3 år), dvs. at ny spidslastkapacitet ikke kan nå at blive bygget som reaktion på den strategiske tilbageholdelse. I denne sammenhæng skal I_2 derfor fortolkes som omkostningerne ved at vedligeholde eksisterende spidslastkapacitet.

7.5.2 Maksimeringsproblemet for modellen med markedsmagt

7.5.2.1 Optimeringsproblemet

Producenterne vælger mængden af kapacitet, de vil gøre tilgængelig for markedet og udbyder denne kapacitet i elmarkedet. Som udgangspunkt antages det, at forbrugerne ikke kan blive afkoblet.

Oligopolisten vil vælge at udbyde den kapacitetsmængde K_2^i i spidslastperioden, som løser følgende maksimeringsproblem:

$$\max_{p_2} (f_2(p_2 - c_2) - I_2) \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - K_1 - \sum_{j \neq i} K_2^j \right) \quad (7.33)$$

Det første led i oligopolistens problem er det forventede overskud per solgt enhed. Dette bliver ganget med den samlede efterspørgsel, fratrasket det, der bliver produceret af andre producenter. I spidslastperioden bruges der både grund- og spidslastkapacitet og derfor fratrækkes både den samlede grundlastkapacitet og kapaciteten fra de andre spidslastproducenter. Som tidligere er p den periode uafhængige detailpris for ikke-prisfølsomme forbrugere.

7.5.2.2 Resultatet for modellen med markedsmagt

Hvis efterspørgselselasticiteten for de prisfølsomme forbrugere er givet ved:

$\hat{\eta} \equiv -(\partial \hat{D}_2 / \partial p_2) / (\hat{D}_2 / p_2)$ fås følgende løsning til oligopolistens maksimeringsproblem, hvor det enten må gælde at:⁸

$$\frac{p_2 - (c_2 + \frac{I_2}{f_2})}{p_2} = \frac{1}{n\hat{\eta}} \left(\frac{\hat{D}_2(p_2) - \hat{D}_1(p_1) + D_2(p) - D_1(p)}{\hat{D}_2(p_2)} \right) > 0 \quad (7.34)$$

eller at $p_2 = p_2^c$, hvor p_2^c er Cournot prisen.

Af ligning 7.34 ses det, at oligopolisten vil sætte en pris, som er højere end den kompetitive pris, hvilket medfører, at forbrugerne generelt betaler en højere pris for elektriciteten i spidslastperioder. Oligopolistens pris indeholder en markup ud over de marginale omkostninger ved at producere. Denne markup reduceres med antal producenter n , idet flere

⁸Se mellemregningerne for udledningen af lagrangefunktionen i bilag C.1

producenter medfører en øget konkurrence, hvilket medfører en lavere pris. Den relative markup falder ligeledes med de prisfølsomme forbrugeres efterspørgselselasticitet og hvis ikke-prisfølsomme forbrugere bliver til prisfølsomme forbrugere, idet det bliver sværere for oligopolisten at udnytte sin monopolmagt, jo mere elastisk den samlede efterspørgsel er. Dette skyldes, at når andelen af prisfølsomme forbrugere stiger, så sænkes forbrugsforskellen mellem grund- og spidslastperioden, dvs. tælleren på højre side af lighedstegnet i 7.34 sænkes og nævneren stiger ($\hat{D}_2$), da flere forbrugere bliver prisfølsomme.

7.6 Prisloft i engrosmarkedet til bekæmpelse af markedsmagt

7.6.1 Antagelser for modellen med prisloft

For at undgå at producenterne kan udøve markedsmagt i spidslastperioden, indføres et prisloft på prisen, producenterne må modtage svarende til:

$$p^{max} = p_2^* = c_2 + (I_2/f_2) \quad (7.35)$$

Indførslen af et sådan prisloft medfører, at ligevægten igen er Ramsey optimal, dvs. at priserne er markedsoptimale. Hvis prisloftet er lavere end producenternes samlede produktionsomkostninger i spidslastperioden, dvs. $p^{max} < p_2^*$ medfører det en mangel på spidslastkapacitet, idet det ikke vil være rentabelt for producenterne at producere et tilstrækkeligt niveau af el i spidslastperioden til at dække hele efterspørgslen.

Et prisloft fastsat ved en værdi svarende til VOLL, vil aldrig medføre kapacitetsproblemer, idet forbrugerne vil blive afkoblet præcis ved den pris, hvor de er indifferente mellem at blive afkoblet eller at forbruge 1 enhed elektricitet mere. VOLL er imidlertid meget svært at estimere korrekt. Ofte bliver prisloftet, som en konsekvens sat for lavt. Det antages derfor i denne model, at prisloftet sættes for lavt. Dermed fjernes en del af producenternes indtjeningsgrundlag og som en konsekvens investerer producenterne i for lidt kapacitet til at dække efterspørgslen.

7.7 Modellen med et kapacitetsmarked

7.7.1 Antagelser for modellen med et kapacitetsmarked

For at løse det kapacitetsproblem i spidslastperioder, som prisloftet skaber, indføres der nu et kapacitetsmarked i modellen, svarende i store træk som til PJM, der er beskrevet i afsnit 5.2.3.1.

Ligesom i PJM pålægges elhandlerne en pligt til at købe forward kontrakter (kapacitetsforpligtelser) fra producenterne svarende til deres forventede spidslastforbrug plus en reservemargin et vist antal år før, kapaciteten skal bruges (dog under 3 år).

Hvis elhandleren ikke har kapacitetsforpligtelser svarende til sit realiserede spidslast forbrug plus en reservemargin, vil han modtage en bøde. Der er således et marked for kapacitet ved siden af det ordinære elmarked, hvor prisen på kapacitet bliver fastlagt. Det antages i modellen, at kapacitetsprisen p_K er mindre end den bøde, man potentielt modtager ved ikke at have tilstrækkelig antal kapacitetsforpligtelser til at dække det realiserede spidslastforbrug. Dermed er bøden ikke et bindende prisloft på kapacitetspriserne. Derudover antages det, at antallet af kapacitetsforpligtelser valgt af TSO'en/regulatoren er optimalt, dvs. at antallet af kapacitetsforpligtelser reflekterer forbrugernes nytte af at modtage el og omkostningerne ved strømsvigt.

7.7.2 Den optimale løsning i modellen med et kapacitetsmarked

Det antages fortsat, at der er to perioder: En grundlast- og en spidslastperiode. I spidslastperioden er udbudsmarkedet for elektricitet karakteriseret ved oligopolistisk konkurrence. Derudover er der fastsat et prisloft lavere end VOLL. For at opnå det samme investeringsniveau som ved fuldkommen konkurrence i begge perioder skal kapacitetsprisen, producenterne modtager opfylde følgende:

$$\begin{aligned} p_K &= f_2(p_2^* - p^{max}) \Rightarrow \\ I_2 - p_K &= f_2(p^{max} - c_2) \end{aligned} \quad (7.36)$$

For at komme fra første til anden ligning indsættes definitionen for $p_2^* = c_2 + I_2/f_2$ fra ligning 7.26. Ligning 7.36 viser, at kapacitetsprisen skal dække de marginale produktionsomkostningerne, der ikke bliver dækket i elmarkedet som en konsekvens af, at prisloftet er fastsat ved et for lavt niveau.

Ud fra 7.36 ($f_2 p_2^* = p_K + f_2 p^{max}$) samt resultatet af free-entry betingelsen ($I_1 = f_1(p_1^* - c_1) + f_2(p_2^* - c_1)$) kan det udledes, at:

$$I_1 - p_K = f_1(p_1^* - c_1) + f_2(p^{max} - c_1) \quad (7.37)$$

Ligning 7.37 viser, at incitamenterne for grundlastproduktion er uændret i forhold til ligevægten ved fuldkommen konkurrence, givet at grundlastværkerne også kan modtage kapacitetsbetalinger.

Ved denne ligevægt vil de prisfølsomme forbrugere imidlertid forbruge for meget, idet de vil forbruge $\hat{D}_2(p^{max})$ i spidslastperioden, medmindre at kapacitetsforpligtelserne bliver pålagt elhandlerne på en måde, som reflekterer spidslastefterspørgslen for alle de detailforbrugere, de servicerer. Dermed kan det konkluderes, at de prisfølsomme forbrugere også skal betale kapacitetsprisen p_K .

Prisloftet p^{max} undervurderer som tidligere beskrevet de sociale omkostninger i forbindelse med en elhandlers manglende levering, idet $p^{max} < VOLL_i$. Det korrekte mål for de sociale

omkostninger for en producents manglende levering er $p^{max} + p_K/f_2$. Kapacitetsprisen kan dermed bruges til at beregne den bøde, elhandlere skal betale, hvis de har undervurderet deres spidslastforbrug og dermed har for få kapacitetsforpligtelser, idet den vil reflektere de sande sociale omkostninger for forbrugerne ved manglende levering af strøm.

7.7.2.1 Resultat for modellen med et kapacitetsmarked

Kapacitetsforpligtelser og de tilhørende kapacitetspriser har potentialet til at genoprette investeringsincitamenterne i spidslastkapacitet ved at kompensere producenterne ex ante for den manglende indtjening, som prisloftet skaber.

Når grundlast produktionsmarkedet er karakteriseret ved fuldkommen konkurrence og spidslastkapacitetsmarkedet er karakteriseret ved oligopolistisk konkurrence og der højst er tre tilstande/perioder (og højst to perioder, hvor der er markedsagt) vil den optimale Ramsey-løsning kunne opnås gennem en kombination af et prisloft på energiproduktion og regulerede kapacitetsforpligtelser med tilhørende kapacitetspriser, givet at:

- Grundlastsproducenter også kan sælge kapacitetsforpligtelser til elhandlerne og modtage kapacitetsbetalinger.
- Alle forbrugere (inklusive de prisfølsomme forbrugere) betaler omkostningerne ved kapacitetsforpligtelser, dvs. kapacitetsprisen.

7.7.3 Design udfordringer ved kapacitetsforpligtelser

At bruge et bindende prisloft på el solgt i engrosmarkedet til at løse problemet med markedsagt i spidslastperioden indebærer mindst to potentielle problemer, som man skal være opmærksom på ved fastlæggelse af rammerne i et kapacitetsmarked.

7.7.3.1 Oligopolistisk opførsel i kapacitetsmarkedet

Det antages her, at der kun er prisfølsomme forbrugere. Hvis oligopolisterne selv kan regulere antallet af kapacitetsforpligtelser q_2^i , vil oligopolisterne have et incitament til at udbyde et for lavt antal forpligtelser, ensbetydende med at producenterne vil udbyde for lidt kapacitet i kapacitetsmarkedet.

Forbrugerne skal betale $(p_K/f_2) + p^{max}$ per enhed spidslast forbrug. Oligopolist i vil derfor vælge q_2^i ved at løse følgende maksimeringsproblem:

$$\max_{p_K} (f_2(p^{max} - c_2) + p_K - I_2) \left(\hat{D}_2 \left(\frac{p_K}{f_2} + p^{max} \right) - K_1 - \sum_{j \neq i} q_2^j \right) \quad (7.38)$$

Problemet svarer til ligning 7.33, blot hvor der kun er prisfølsomme forbrugere og hvor p_2 er erstattet med $(p_K/f_2) + p^{max}$ og K_2^j er erstattet med antallet af kapacitetsforpligtelser q_2^j .

Løsningen til maksimeringsproblemet i 7.38 er givet ved:⁹

$$\frac{\frac{p_K}{f_2} + p^{max} - \left(c_2 + \frac{I_2}{f_2}\right)}{p_2} = \frac{1}{\hat{\eta}n} \frac{\hat{D}_2 - \hat{D}_1}{\hat{D}_2} > 0 \quad (7.39)$$

1. ordensbetingelsen i ligning 7.39 svarer til 1. ordensbetingelsen i ligning 7.34, blot hvor:

$$\frac{p_K}{f_2} + p^{max} = p_2^c$$

Dette viser, at når oligopolisten selv kan regulere antallet af kapacitetsforpligtelser vil han udnytte sin markedsagt i kapacitetsmarkedet. Dermed bliver kapacitetsprisen højere end den kompetitive kapacitetspris.

Det kan dermed konkluderes, at når der udelukkende er prisfølsomme forbrugere og producenterne selv kan regulere antallet af kapacitetsforpligtelser, vil en kombination af et prisloft og kapacitetsforpligtelser ingen indflydelse have på brugen af markedsagt og den endelig allokation af ressourcer. Dette indebærer, at kapacitetsprisen eller mængden af kapacitetsforpligtelser, når der kun er prisfølsomme forbrugere skal være reguleret, for at prisloftet i engrosmarkedet har en effekt på brugen af markedsagt.

Analysen, hvor der også indgår ikke-prisfølsomme forbrugere, er mere kompleks, idet oligopolisterne igennem et kapacitetsmarked kan påvirke prisen p , som elhandlerne opkræver fra forbrugerne. Dermed kan producenterne påvirke de ikke-prisfølsommes forbrugeres spidslastforbrug, hvor producenterne førhen har taget de ikke-prisfølsommes forbrugere efterspørgsel i spidslastperioden, som givet.

7.7.3.2 Markedsagt i flere perioder

Systemoperatøren vil, når der er markedsagt i mere end 2 perioder, stå overfor et tradeoff mellem at bekæmpe markedsagt i grundlastperioden og ikke give spidslastproducenterne incitament til at overinvestere.

Dette kan vises med følgende eksempel:

Antag, at $i \in [0, 1]$ og at der er markedsagt i perioderne $i \geq i_0$. Prisloftet skal dermed fastsættes således, at:

$$p^{max} = p_{i_0}^* \quad (7.40)$$

Dækning af den manglende indtjening for de kraftværker, der producerer, hvis og kun hvis $i \geq i_0$ kræver, at:

$$p_K = E[(p_i^* - p^{max})\Pi_{i \geq i_0}], \quad (7.41)$$

hvor $\Pi_{i \geq i_0} = 1$ hvis $i \geq i_0$ og ellers 0.

Et kraftværk, der har en højere marginal omkostning og kun producerer i perioderne $i \geq k > i_0$, vil have et incitament til at overinvestere, eftersom, at $p_K > E[(p_i^* - p^{max})\Pi_{i \geq k}]$.

⁹Se mellemregninger i Bilag C.2

Dette skyldes, at kapacitetsprisen også dækker den manglende indtjening i perioderne $i < K$. De producenter, der kun producerer i perioderne $i > K$, vil således også få kompensation for de perioder, de ikke producerer. Dette medfører, at producenter, der kun producerer i perioderne $i \geq k$, har et incitament til at overinvestere i spidslastkapacitet.

På samme måde kan kombinationen af et prisloft og kapacitetsbetalinger højst bekæmpe markedsmagt i to perioder.

Antag, at der er tre perioder ($i = 1, 2, 3$), hvor der er markedsmagt i periode $i = 2, 3$. I dette tilfælde kan prisloftet sættes ved p_2^* . Dvs. at prisloftet i periode 2 er fastsat ved en værdi svarende til $VOLL_2$, hvilket er optimalt og dermed bliver priserne i elmarkedet ikke forvredet. I periode 3 vil dette prisloft være for lavt, idet producenterne vil have højere produktionsomkostninger i denne periode. Dermed vil producenterne ikke kunne opnå en tilstrækkelig indtjening til, at de vil investere i et tilstrækkelig niveau af ny kapacitet. Dette kan løses ved, at indføre et kapacitetsmarked, hvor kapacitetsprisen er givet ved: $f_3(p_3^* - p^{max}) = p_K$, hvilket implicerer at $f_2(p_2^* - p^{max}) + f_3(p_3^* - p^{max}) = p_K$.

Hvis der imidlertid er markedsmagt i alle tre perioder $i = 1, 2, 3$ er det ikke muligt at bekæmpe markedsmagten uden at give producenterne, som kun producerer i periode 3, et incitament til at overinvestere. I denne situation skal kapacitetsprisen, for at kompensere producenterne i periode 2 og 3 for den manglende indtjening, skulle fastsættes til:

$$f_1(p_1^* - p^{max}) + f_2(p_2^* - p^{max}) + f_3(p_3^* - p^{max}) = p_K \text{ hvor } p^{max} = p_2^*$$

Dette vil give de producenter, der kun investerer i periode 3, et incitament til at overinvestere, idet de også bliver kompenseret for den manglende indtjening i periode 2, hvor de ikke producerer.

Forklaringen på overstående er, at når mere end 2 priser bliver forvredet af markedsmagt, er det ikke muligt med 2 instrumenter (prisloftet og kapacitetspriser), at genoprette den optimale ligevægt svarende til den under fuldkommen konkurrence.

Optimalitet vil dog kunne opnås gennem en række periode betingede kapacitetsmarkeder med hver sin kapacitetspris. Dette kan imidlertid medføre store transaktionsomkostninger og skaber mulighed for markedsmagt, når antallet af markeder stiger jf. Joskow og Tirole (2007).

Overstående viser, at når der er mere end to perioder med markedsmagt, er en kombination af et prisloft og kapacitetsforpligtelser med tilhørende kapacitetspriser generelt ikke konsistent med Ramsey-optimalitet. Regulatoren står overfor et tradeoff mellem at bekæmpe markedsmagt i spidslastperioderne gennem et lavt prisloft og ikke give spidslast-producenterne overincitament til at investere.

7.8 Opsummering af modellens konklusioner

Modelanalysen viser, at det forhold, at en andel af forbrugerne ikke reagerer på realtidsprisen, ikke kan være den eneste forklaring på, at investeringssignalerne i elmarkedet forvrides.

I et elmarked med fuldkommen konkurrence, hvor det er muligt at afbryde forbrugerne individuelt ud fra deres værdsættelse af el (VOLL), vil man opnå den næstbedste efficiente løsning, selvom nogen af forbrugerne betaler en gennemsnitspris i stedet for realtidsprisen.

Desuden viser modelanalysen, at det i denne situation kan være optimalt at afbryde de forbrugere, der betaler en gennemsnitspris for deres forbrug, når elpriserne svarer til eller er højere end forbrugernes individuelle VOLL værdi. Dette kræver imidlertid, at forbrugerne kan afkobles individuelt. På nuværende tidspunkt er det i de fleste elmarkeder ikke muligt at afbryde alle forbrugerne individuelt. Det er kun muligt, at afkoble forbrugere gruppevis, hvilket vil medføre, at nogle forbrugere vil blive afkoblet, selvom de egentlig er villige til at betale en højere pris, idet afkoblingen sker ud fra en gennemsnitlig VOLL værdi.

Den infleksible efterspørgsel kan dermed ikke være hovedforklaringen på, at investeringssignalerne i elmarkedet forvrides, der må være yderligere forhold i elmarkedet, som medfører at investeringssignalerne forvrides. De fleste elmarkeder er ikke karakteriseret ved fuldkommen konkurrence, som modellen antager som udgangspunkt, men af oligopolistisk konkurrence. Det betyder, at producenterne har mulighed for at udøve markedsmagt, hvilket medfører en højere pris end den kompetitive pris.

For at undgå at producenterne udøver markedsmagt, har mange elmarkeder indført et prisloft. Dette prisloft sættes imidlertid ofte for lavt, så det fjerner en vigtig del af producenternes indtjeningsgrundlag. Dette medfører, at der ikke investeres i et efficient niveau af ny kapacitet.

For at dække producenternes manglende indtjening i det ordinære elmarked og give dem incitament til at investere i et efficient niveau af ny kapacitet indføres der i modellen et kapacitetsmarked. Kapacitetsmarkedet kompenserer producenterne for den manglende indtjening i det ordinære elmarked. Modellen viser, at man ved at indføre et kapacitetsmarked kan opnå en efficient løsning. Kapacitetsmarkedet sørger via kapacitetsprisen for, at producenterne modtager de korrekte investeringssignaler.

For at et kapacitetsmarked skal fungere optimalt, skal alle typer af forbrugere dække omkostningerne til kapacitetsmarkedet. Derudover skal systemoperatøren enten pålægge producenterne at sælge et bestemt antal forpligtelser i kapacitetsmarkedet eller alternativt regulere kapacitetsprisen på kapacitetsforpligtelserne, idet producenterne ellers blot vil udnytte deres monopolistiske magt i kapacitetsmarkedet i stedet for i spotmarkedet.

Modelanalysen viser endvidere, at hvis der er markedsmagt i mere end to perioder vil et kapacitetsmarked ikke kunne sikre optimale investeringssignaler. Man opdeler som beskrevet i afsnit 3.3 elforbruget i grund-, mellem- og spidslastperioder. Normalt vil risikoen for brugen af markedsmagt være højst i spidslastperioden, hvor selv en lille tilbageholdelse af kapacitet kan påvirke prisen. I perioder, hvor der kun bruges grund- og mellemlast i elproduktionen, vil graden af konkurrence generelt være større. Modelanalysen viser, at hvis der er markedsmagt i mere end to periodetyper, dvs. hvis der er markedsmagt i grund-, mellem og spidslastperioden, vil et prisloft og tilhørende kapacitetsforpligtelser ikke kunne løse problemerne. Systemoperatøren vil stå overfor et tradeoff mellem at bekæmpe markedsmagt og ikke at give investorerne incitament til at overinvestere jf. afsnit 7.7.3.2.

Modelanalysen baserer sig på et kortsigtet kapacitetsmarked, dvs. at det kun er eksisterende kapacitet, der kan indgå. Konklusionerne fra modellen vil imidlertid også gælde for et langsigtet kapacitetsmarked, dvs. et kapacitetsmarked, hvor kapacitet, der endnu ikke er bygget, kan indgå. Den eneste forskel vil være, at konkurrence i kapacitetsmarkedet vil blive større, hvilket vil sænke problemet med, at der udøves markedsmagt i kapacitetsmarkedet.

8 Analyse af det danske elmarked

8.1 Det danske elmarked og forhold der kan forvride investeringsincitamentene

I kapitel 6 (teori) beskrives nogle af de forhold, der kan medføre, at et ”energy only” marked ikke giver de rette investeringsincitament til investorerne. Modellen i kapitel 7 er opstillet med udgangspunkt i de amerikanske elmarkeder, men de forhold, der beskrives som medvirkende faktorer til at forvride investeringsincitamentene, kan godt overføres til det danske elmarked.

8.1.1 Infleksibelt elforbrug

Ligesom i modellen i kapitel 7 er der også en stor del af de danske elforbrugere, der ikke betaler i forhold til deres realtidsforbrug. Husholdningerne er, som beskrevet i afsnit 3.1 skabelonafregnede, dvs. de betaler en gennemsnitspris for deres elforbrug uanset forbrugstidspunktet.

Det betyder, at forbrugere ikke reagerer på timeprisen, idet deres forbrugstidspunkt ikke påvirker den endelige pris, de skal betale. Skabelonkunderne har dermed ikke mulighed for at vise deres sande betalingsvillighed på alle forbrugstidspunkter. I Danmark bliver lidt under halvdelen af elforbruget skabelonafregnet.¹

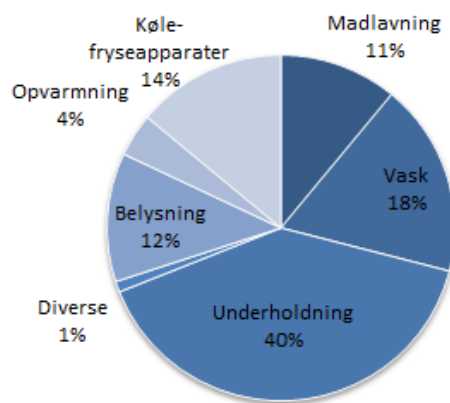
Udover at elforbrugerne ikke betaler en markedsbestemt timepris på forbrugstidspunktet, har Energitilsynet i rapporten ”Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for el” fra 2012 opstillet en række yderligere grunde til, at forbrugerne på elmarkedet har en lav elasticitet i forhold til ændringer i elprisen. Disse er uddybet nedenfor.

En begrundelse er, at en stor del af husholdningernes elforbrug bruges på livsfornødenheder. I figur 8.1 er elforbruget for en typisk forbruger fordelt på anvendelsesområder. Af figuren ses det, at en stor del af elforbruget bliver brugt på livsfornødenheder (nødvendigheds goder), såsom madlavning, vask og fryse-køleapparater. Forbruget til disse formål ændres på kort sigt ikke i særlig grad som følge af den aktuelle el-pris. På lidt længere sigt vil en høj el-pris dog tilskynde forbrugerne til at investere i mere energieffektive apparater.

En anden årsag til, at forbrugere ikke varierer deres elforbrug efter elprisen, er, at elektricitetsudgiftens andel af husholdningernes samlede forbrug er relativ lav. For de forskellige typer af husstande udgør elforbruget kun mellem 1,6 og 2,7 pct. af det samlede forbrug i husstanden.²

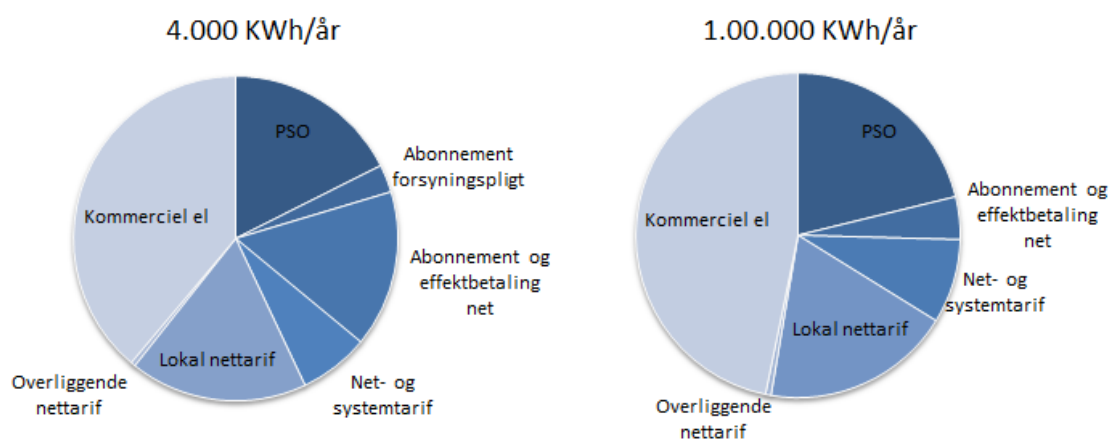
¹Energinet.dk (2013d)

²Energitilsynet (2012)



Figur 8.1: Elforbruget for en typisk forbruger fordelt på anvendelsesområdet. *Kilde: Energistyrelsen (2014b)*

Endelig kan den lave fleksibilitet på forbrugssiden forklares ved, at det reelt kun er en del af den samlede elpris, elhandlerne kan konkurrere på. Nettariffer og diverse afgifter, der er uden for elhandlernes kontrol, udgør således 2/3 af prisen for skabelonkunder og ca. halvdelen for kunder, der betaler for deres realtidsforbrug. I figur 8.2 ses, hvor stor en del hhv. afgifter, tariffer og elpris udgør af den samlede pris, som forbrugerne betaler.



Figur 8.2: Elregningen opdelt på afgifter og elpris for forbrugere med et forbrug på hhv. 4.000 KWh/år og 100.000 KWh/år. *Kilde: Dansk Energi (2013b)*

Resultaterne i afsnit 7.2 i modelanalysen viste imidlertid, at det ikke er et afgørende problem, at en andel forbrugerne betaler en gennemsnitspris for deres forbrug frem for realtidsprisen. Et infleksibelt elforbrug kan ifølge modellen ikke i sig selv forklare, at investeringssignaler i elmarkedet forvrides. Dermed må der være andre forhold, der forvrider investeringssignalerne.

8.1.2 Markedsmagt

Resultatet i afsnit 7.5 i modelanalysen viste, at hvis der er relativ få producenter i el-markedet, vil producenterne have mulighed for at udøve markedsmagt. Udøvelse af markedsmagt betyder, at producenterne udbyder for lidt kapacitet i forhold til efterspørgslen, hvilket medfører en højere pris end den kompetitive pris. I det følgende vurderes det, om markedsmagt kan have betydning for prisdannelsen i det danske elmarked.

Tabel 8.1 viser, at Dong Energy og Vattenfall ejer størstedelen af den samlede danske produktionskapacitet på de centrale kraftvarmeværker.

Ejer	Hele landet	DK1	DK2
Dong Energy	5.106	3.010	2.096
Vattenfall	1.892	-	-
Andre	448	-	-

Tabel 8.1: Produktionskapacitet for centrale kraftvarmeværker efter ejerforhold i 2012 (MW). *Kilde: Energitilsynet (2012)*

Udover elproduktion fra de centrale kraftvarmeværker kommer størstedelen af elproduktionen fra vindmøller. I fremtiden vil andelen af vindenergi fra havvindmøller stige. De danske havvindmølleparker ejes primært af Dong Energy, Vattenfall og E.ON.³

En måde at teste muligheden for at udøve markedsmagt i et marked er vha. HHI indekset (The Herfindahl-Hirschman index). HHI måler markedsconcentrationen og beregnes ved at kvadrere hvert firmas markedsandel og herefter summere disse. En høj score indikerer få virksomheder med høje markedsandele, hvilket alt andet lige er negativt for konkurrencen. Modsat indikerer en lav score flere virksomheder uden en dominerende position i markedet, hvilket burde fremme konkurrencen.⁴

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
HHI indeks	1651	1102	945	2028

Tabel 8.2: HHI indekset for de nordiske lande (skala: 0 til 2200). *Kilde: Nordreg (2013)*

NordREG (Nordic Energy Regulators) beregner hvert år HHI indekset for de enkelte nordiske lande. Af tabel 8.2 ses det, at Danmark får en relativ høj score, hvilket indikerer, at koncentrationen af producenter i markedet er høj.

³Energitilsynet (2012)

⁴Rudkevich et al. (1998)

HHI indekset samt beskrivelsen af ejerforholdene af kraftværkerne og vindmøllerne i Danmark indikerer, at enkelte producenter på det danske elmarked potentielt vil kunne udøve markedsmagt. Dette er naturligvis ikke ensbetydende med, at de gør det.

Danmark er en del af den nordiske elbørs. Det betyder, at de danske producenter også konkurrerer med producenterne i de andre nordiske lande. I tabel 8.3 ses producenterne med den største produktionskapacitet i Norden. Vattenfall er den største producent i det nordiske område med en samlet produktionskapacitet på knap 16 pct. i hele Norden, mens Statkraft og Fortum har en andel på hhv. 13 og 11 pct. Dermed er det nordiske marked karakteriseret ved, at nogle producenter har relativt store markedsandele, men markedet er dog mere konkurrencepræget end de individuelle nationale markeder ville have været. I takt med at det nordiske elmarked bliver mere integreret med resten af det europæiske marked, vil konkurrencen på engrosmarkedet stige yderligere, hvilket vil mindske muligheden for at udøve markedsmagt.

	Producent	Kapacitet (MW)	Markedsandelen i Norden (pct.)
Danmark	Dong Energy	6.137	6,1
	Vattenfall	1.816	1,8
Finland	Fortum	5.040	5,0
	PVO	3.514	3,5
	Helsingin Energi	1.483	1,5
Norge	Statkraft	13.384	13,3
	E-CO Energi	2.800	2,8
	Hydro	1.958	1,9
Sverige	Vattenfall	13.803	13,7
	E.ON Sweden	6.721	6,7
	Fortum	5.870	5,8
Andre producenter		38.306	38,0
Total for den nordiske region		100.832	100

Tabel 8.3: Produktionskapacitet i Norden fordelt på producenter i 2012. *Kilde: Nordreg (2013)*

Det kan dermed konkluderes, at selvom koncentrationen af producenter i det danske elmarked er høj, er risikoen for, at der udøves markedsmagt i det danske elmarked relativ lav, da Danmark er en del af det fælles nordiske elmarked, hvilket øger konkurrencen.

8.1.3 Prisloft

I modellen indføres i afsnit 7.6 et prisloft til at bekæmpe mulig udøvelse af markedsmagt.

I Nord Pool har man indført et prisloft på spotpriserne jf. afsnit 2.4.2. Det nuværende niveau for prisloftet er relativt nyt. Den 25. november 2013 hævede Nord Pool Spot deres minimums- og maksimumspriser fra hhv. -200 og 2000 EUR/MWh til -300 og 3000 EUR/MWh. Dette blev gjort for at harmonisere prislofterne i det nordvesteuropæiske elmarked.⁵

Det gamle prisloft i Nord Pool er i løbet af de seneste 3 år blevet ramt to gange i henholdsvis 2 og 5 timer.⁶ I hele 3-års perioden har der dog generelt været overkapacitet i det danske elmarked.

Det nye prisloft er forsøgt fastsat ud fra VOLL, statistik for historiske clearingpriser samt gennemsnitlige maksimums- og minimumspriser indenfor hele det nordvestlige Europa.⁷

Afsnit 7.6 i modelanalysen viste, at et optimalt prisloft svarende til VOLL vil kunne løse problemet, som markedsmagt skaber. Selvom risikoen for at der udøves markedsmagt i det nordiske elmarked, er relativ lav, kan det alligevel være nødvendigt at have et prisloft til at sikre, at markedet clearer i perioder, hvor der er for lidt kapacitet i markedet til at dække efterspørgslen.

Om det nordiske prisloft reelt svarer til VOLL er usikkert. Det er meget svært at estimere VOLL korrekt, da det er svært at beregne forbrugeres marginale betalingsvillighed. Derudover er prisloftet fastsat ud fra en gennemsnitlig VOLL værdi, dvs. at der altid vil være forbrugere, som har VOLL værdier, der afviger i enten positiv eller negativ retning. En forbrugers VOLL afhænger bl.a. af forbrugertypen, om det f.eks. er en husholdning eller en industriel forbruger. Det afhænger også af, hvornår leveringen af strøm bliver afbrudt, og om det er en ventet eller uventet strømafbrydelse.

Der er dermed en risiko for, at prisloftet i det nordiske elmarked er sat lavere end VOLL og dermed fjerner en del af producenternes indtjeningsgrundlag.

I modellen i afsnit 7.7 indføres et kapacitetsmarked for at kompensere producenterne for den manglende indtjening, som prisloftet skaber. I Danmark har man endnu ikke fundet det nødvendigt at indføre et kapacitetsmarked.

8.1.4 Opsummering: Er forholdene beskrevet i modellen relevante i det danske elmarked

Forholdene, som er beskrevet i modellen, kan kun i begrænset omfang anvendes som begrundelse for, at investeringssignalerne forvrides i det danske elmarked.

Risikoen for, at der udøves markedsmagt i det danske elmarked, er relativ lav, idet Danmark er en del af det fælles nordiske elmarked Nord Pool. Med den stigende integration af

⁵Nord Pool Spot (2013)

⁶Energinet.dk (2014d)

⁷Nord Pool Spot (2013)

elmarkederne i Europa i fremtiden vil risikoen for udøvelse af markedsmagt blive endnu lavere.⁸

På nuværende tidspunkt er det svært at konkludere, om det nye prisloft svarer til VOLL. Der er behov for yderligere beregninger for at afgøre, om prisloftet er sat tilstrækkeligt højt til, at det ikke fjerner en del af producenterne indtjeningsgrundlag.

8.1.5 Forhold udenfor modellen - Risikoaverse investorer

Modellen i kapitel 7 undersøger ikke betydningen af risikoaverse investorer og heller ikke betydningen af reguleringsusikkerhed. Disse faktorer bliver i litteraturen nævnt som vigtige faktorer for, at der ikke bliver investeret i et efficient niveau af ny kapacitet.

Ud fra økonomisk teori er det svært at argumentere for, at investorer skulle være mere risikoaverse i elmarkedet end i øvrige finansielle markeder. Ifølge økonomisk teori burde der altid være investorer, der er villige til at løbe risikoen, så længe gevinsten er tilstrækkelig høj.⁹ Et argument for en større risikoaversitet i elmarkedet, som nævnes i litteraturen, er den manglende mulighed for at hedge sin risiko. Risikoen ved investeringer i elmarkedet er særlig høj pga. høje anlægskostninger kombineret med meget volatile priser. En måde at afdække denne risiko er vha. forwardmarkeder, men som beskrevet i afsnit 2.4.1, er de finansielle markeder ikke tilstrækkeligt likvide på nuværende tidspunkt, til at investorerne kan få afdækket sine risici i disse. Et modargument til dette er, at investorer er villige til at investere i olieraffinaderier, olie og gas boreplatforme, krydstogtskibe og mange andre dyre anlægsprojekter, hvor der også er betydelig indtjeningsusikkerhed uden sikkerhed for langsigtede kontrakter.¹⁰

Den betydelige regulering af elmarkedet må derfor være hovedargumentet for, at investorer er mere risikoaverse på elmarkedet i forhold til andre markeder. I Danmark har man som nævnt fastlagt rammerne for energipolitikken frem til 2020, men derefter er rammerne for energipolitikken endnu ikke endeligt fastlagt. Vejen, politikerne vælger at gå, har stor betydning for, hvad der vil være det optimale investeringsvalg i forhold til afgifter og subsidier. Fremtiden for CO2 kvotesystemet har også betydning for investeringsvalget.

Det er derfor vigtigt, at man får fastlagt rammerne for den fremtidige energipolitik både i Danmark og på europæisk plan. På den måde vil reguleringsusikkerheden mindskes, og investorerne vil føle sig mere trygge i forhold til at foretage investeringer i ny kapacitet.

⁸Energinet.dk (2013e)

⁹Joskow (2006)

¹⁰Joskow (2006)

8.1.6 Opsummering på forhold der kan forvride investeringsincitamentene i det danske elmarked

Siden liberaliseringen af elmarkedet har der været overkapacitet i det danske elmarked, og der er derfor ingen erfaringer i forhold til, om investorerne vil investere i tilstrækkelig ny kapacitet i perioder med en strammere kapacitetsbalance.

I overstående afsnit er det undersøgt, om der er forhold i det danske elmarked, der kan forvride investeringssignalerne.

Generelt kan det konkluderes, at de volatile elpriser, prisloftet samt den betydelige regulering af elmarkedet kan betyde, at investorerne enten venter med at investere, til de har mere viden eller kræver en høj risikopræmie. Dette forhold kombineret med den stigende andel af vindenergi, som skubber den traditionelle termiske kapacitet ud af markedet, betyder, at der på sigt er behov for yderligere tiltag til at sikre forsyningssikkerheden.

9 Diskussion

9.1 Nuværende tiltag til at sikre forsyningssikkerheden i det danske elmarked

I nedenstående afsnit diskuteres fordele og ulemper ved de forskellige tiltag, der allerede er indført eller planlægges indført for at sikre elforsyningen i det danske elmarked.

9.1.1 Regulerkraftmarkedet

Som beskrevet i afsnit 2.4.4, har man allerede et marked til at klare uoverensstemmelser mellem efterspørgsel og udbud, nemlig regulerkraftmarkedet. Problemet er imidlertid, at betalingen for regulerkraft normalt ikke afspejler omkostningerne forbundet med etablering af ny kapacitet og giver dermed ikke incitament til nye investeringer, som kan løse kapacitetsproblemet på lang sigt. Regulerkraftmarkedet kan dog indirekte give incitament til nye investeringer. Dette gøres ved at øge reservekravet og dermed trække kapacitet væk fra spotmarkedet. Derved øges spotprisen og dermed incitamentet til at investere i ny kapacitet. Et velfungerende regulerkraftmarked vil således kunne afhjælpe noget af problemet med manglende investeringsincitamenter.¹

Energinet.dk lavede i 2011 en strategi for systemydelser for perioden 2011 til 2015. Et centralt element i strategien er at etablere et internationalt marked for systemydelser, som medfører, at ydelserne kan indkøbes mere omkostningseffektivt samtidig med, at de danske aktører får mulighed for at afsætte deres ydelser i et større geografisk område.² Energinet.dk er dermed allerede i gang med at forbedre regulerkraftmarkedet.

I fremtiden vil regulerkraftmarkedet få større betydning. Den stigende andel af vindenergi gør det sværere at forudsige den fremtidige produktion præcist. Dermed vil der være et stigende behov for kapacitet, der hurtigt kan op-startes, når vinden ikke blæser tilstrækkeligt til at dække efterspørgslen. Det er derfor vigtigt at have et velfungerende regulerkraftmarked.

9.1.2 Fleksible priser og smartgrid

På nuværende tidspunkt er der en større proces i gang på det danske elmarked i forhold til at gøre elforbruget mere fleksibelt og smart. Dette kaldes samlet for smartgrid strategien. Smartgrid er en fælles betegnelse for de nye tekniske løsninger, der skal styre leverancen af elektricitet fra leverandør til forbruger, og som samtidigt skal sikre en stabil fremtidig elforsyning. Smartgrid indebærer, at man skal tilstræbe et intelligent elforbrug. Dvs. et

¹Cramton et al. (2013)

²Energinet.dk (2013e)

forbrug, der afbalanceres efter den aktuelle elproduktion og forbrugerens aktuelle behov samtidigt med, at elpriser og klimamålsætninger tages i betragtning. Derudover indebærer smartgrid også en bedre udnyttelsesgrad af distributionsnettet.³

En del af smartgrid strategien er at indføre ”smart meters” hos alle elforbrugere. Smartmeters er fjernaflæste målere, som gør det muligt at registrere forbrugernes aktuelle elforbrug per time. Dermed er det muligt at differentiere elprisen over dagen og herigennem øge forbrugernes incitament til at justere elforbruget efter elprisen. Målet er at flytte en del af elforbruget fra spidslastperioder til perioder, hvor der produceres billigere energi f.eks. vindenergi. Det er imidlertid usikkert, hvor stor en del af forbruget, det vil være muligt at gøre fleksibelt, idet prisen set med forbrugernes øjne henover døgnet næppe vil variere markant bl.a. på grund af afgifter (se afsnit 8.1.1). En succes med smartgrid er derfor sandsynligvis afhængig af, at fremtidige husholdningsapparater langt hen ad vejen selv kan styre, at forbruget lægges på det tidspunkt, hvor elprisen er lavest.

Et mere fleksibelt forbrug vil kunne sænke behovet for at have backup kraftværkskapacitet til at dække forbruget, når vinden ikke blæser. I stedet for at starte kraftværkerne kunne man få forbrugerne til at omlægge deres forbrug til perioder, hvor kapaciteten er tilstede.

Et fleksibelt elforbrug vil imidlertid ikke i sig selv kunne løse det fremtidige forsyningsproblem. Dels fordi det som nævnt er usikkert, hvor fleksibelt det vil lykkes at gøre forbruget, dels fordi et fleksibelt elforbrug i sig selv ikke kan løse alle problemerne i elmarkedet. Et mere fleksibelt elforbrug forhindrer f.eks. ikke den forvridning af investeringssignalerne, som den politiske regulering af elmarkedet skaber.

9.1.3 Opsummering på nuværende tiltag

Overstående afsnit viser, at et mere fleksibelt elforbrug og et bedre regulerkraftmarked vil kunne mindske problemet med underkapacitet i elmarkedet, men tiltagene vil ikke i sig selv kunne løse hele problemet. Der er dermed behov for yderligere tiltag.

9.2 Løsningsmuligheder til det potentielle forsyningsproblem

I nedenstående afsnit diskuteres fordele og ulemper ved forskellige løsningsmodeller til det potentielle forsyningsproblem på sigt.

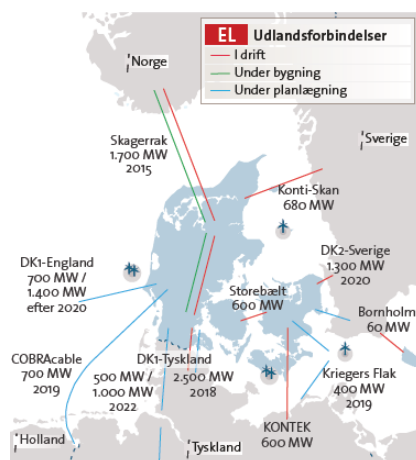
9.2.1 Udlandsforbindelser

En løsningsmodel er at importere strøm, når vi ikke selv har tilstrækkelig kapacitet til at dække efterspørgslen.

Energinet.dk planlægger i øjeblikket at udbygge transmissionsnettet med forbindelser til bl.a. Holland og Kriegers Flak samt to projekter, der øger handelskapaciteten mellem

³Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2013)

Jylland og Tyskland. Derudover er der også lavet indledende analyser i forhold til en forbindelse mellem England og Danmark.



Figur 9.1: Elnettet i Danmark. *Kilde: Energinet.dk (2013e)*

Generelt foregår der på de nordiske elmarkeder en stigende markedskobling mod syd. Den nuværende importkapacitet udgør 5.080 MW og forventes øget til 8.640 MW frem mod 2032.⁴ På day-ahead- og intraday-markederne er der igangsat nordvesteuropæiske markedskoblingsprojekter. Man er længst fremme i processen på day-ahead-markederne. I 2013 blev der implementeret en markeds- og priskoblingsløsning, hvilket betyder, at elbørserne i Nordvesteuropa i fremtiden gennemfører en fælles beregning af elpriserne på det samlede day-ahead marked. Denne sammenkobling kan på sigt sikre en optimal ressourceudnyttelse på tværs af landegrænserne og dermed bidrage til en udligning af nationale ubalancer ifølge Energinet.dk.⁵

Udbygningen af transmissionsnettet betyder, at Danmark i fremtiden ikke vil være afhængig af effekt fra et enkelt land. Hvis et enkelt naboland har effektproblemer, vil Danmark stadig kunne dække det danske forbrug.⁶

Risikoen ved at satse på udlandsforbindelser er, at Danmark ikke kan være sikker på at modtage kapacitet fra nabolande i alle situationer. De enkelte lande vil altid primært sikre deres egen forsyningssikkerhed. Ved nationale problemer med at dække forbruget, vil systemoperatørerne normalt have ret til at sænke kapaciteten på udlandsforbindelserne.⁷ Derudover er der også en politisk risiko ved at være afhængig af andre lande for at få dækket forsyningssikkerheden. Danmark har de seneste 50 år dog haft et godt forhold til vores nabolande, hvilket sænker denne risiko.

⁴Energinet.dk (2013c)

⁵Energinet.dk (2013e)

⁶Energinet.dk (2012)

⁷Europa Parlamentet (2003)

Der er store anlægsomkostninger forbundet med at bygge nye transmissionsforbindelser. En investering i en ny transmissionsforbindelse bliver lavet på baggrund af en fremskrivelse for elsystemet 20 år ud i fremtiden. Danmark er i dag en del af det nordiske elmarked, Nord Pool samt koblet til det europæiske marked. Transporten på udlandsforbindelser og gennem det danske system afhænger dermed af markeds kræfter i Norden og Europa. Transporten på forbindelserne afhænger af udbud og efterspørgsel. Fremskrivninger for udbud og efterspørgsel vil altid være forbundet med en vis usikkerhed, idet der er mange faktorer, der påvirker behovet for el.⁸ Hvis den samlede kapacitet på transmissionsforbindelserne kun bliver udnyttet i begrænset omfang, kan der hurtigt blive tale om en inefficient løsning.

9.2.2 Kapacitetsmekanismer

En anden løsningsmodel er at indføre en kapacitetsmekanisme. USA har haft kapacitetsmekanismer i flere af deres elmarkeder siden midten af 1990'erne. I Europa er erfaringerne med kapacitetsmekanismer stadig relativt begrænset. Flere lande planlægger at indføre en kapacitetsmekanisme i fremtiden, som beskrevet i afsnit 1.1.

Resultaterne i afsnit 7.7 i modelanalysen viste, at indførslen af et kapacitetsmarked vil kunne sikre de rette investeringssignaler til investorer, selvom der er et indført et prisloft, som er lavere end VOLL.

Analysen i kapitel 8 viste, at forhold som volatile elpriser, prisloft og regulering af markedet kan medføre, at investorerne i det danske elmarked venter med at foretage investeringer eller kun foretager investeringer med et meget højt forventet afkast. En kapacitetsmekanisme kunne ændre dette, idet risikoen ved investeringer bliver lavere, når investorerne via kapacitetsmekanismen sikres en del af deres indtjening.

Ud fra resultaterne i afsnit 7.7 i modelanalysen kan man konkludere på nogle forhold, der skal være opfyldt for, at et kapacitetsmarked fungerer effektivt. Disse generelle forhold kan også overføres til andre kapacitetsmekanismer, såsom kapacitetsbetalinger og strategiske reserver.

Resultaterne viste, at alle forbrugerne, dvs. både de forbrugere, der betaler realtidspriisen, og de forbrugere, der betaler en gennemsnitspris, skal dække omkostningerne ved kapacitetsmekanismen. Derudover skal alle typer af værker have mulighed for at deltage i kapacitetsmekanismen, dvs. grund-, mellem- og spidslastværker.

Endelig viste resultaterne, at man skal være opmærksom på mulig udøvelse af markeds magt. En kapacitetsmekanisme vil oftest være en national løsning og dermed sænkes antallet af markedsdeltagere. Som beskrevet i afsnit 8.1.2 består det danske elmarked

⁸Energinet.dk (2013c)

af relativ få producenter. Hvis man vælger at indføre en kapacitetsmekanisme, vil det derfor være vigtigt at træffe en række forholdsregler for at bekæmpe mulig udøvelse af markedsmagt.

Kapacitetsmekanismer kan designes på flere forskellige måder. Hvert design har sine fordele og ulemper. I nedenstående tabel ses de fire hovedtyper af kapacitetsmekanismer (beskrevet i afsnit 5.2) vurderet ud fra en række forskellige kriterier.

	Strategisk reserve	Kapacitetsbetalinger	Kapacitetsmarked	
			PJM	ISO-NE
Sikring af forsyningssikkerheden	Ja	Ja	Ja	Ja
Incitament til langsigtede investeringer	Nej	Ja	Ja	Ja
Incitament til faktisk rådighed	Middel	Lav	Middel	Høj
Kompleksitet	Lav	Middel	Høj	Høj
Risiko for ineffektivt design	Lav	Middel	Høj	Høj
Robust overfor markedsmagt	Middel	Middel	Middel	Høj
Øger fleksibiliteten på forbrugssiden	Høj	Middel	Høj	Høj
Let overgang tilbage til EOM	Ja	Middel	Nej	Nej
Erfaringer med model	Høj	Høj	Middel	Middel

Tabel 9.1: Sammenligning af de fire typer af kapacitetsmekanismer. *Kilde: Pfeifenberger et al. (2009), Sommer (2012), COWI et al. (2013), Brunekreeft et al. (2011) og Meulman og Meray (2012)*

Som det fremgår af tabel 9.1 vil alle fire mekanismer kunne øge forsyningssikkerheden. Hvilken kapacitetsmekanisme, der er bedst, afhænger i høj grad af, hvilken tidshorisont løsningen skal have. En strategisk reserve kan være en god overgangsløsning, idet det er en løsning, der er let at implementere og relativt let at afskaffe igen. Et kapacitetsmarked er sværere at implementere, idet det er en meget kompleks mekanisme, som kræver mange designmæssige overvejelser samt større ændringer i det nuværende elmarked. Det betyder samtidigt, at et kapacitetsmarked ikke er så let at afskaffe igen. Kapacitetsbetalinger er kompleksitetsmæssigt placeret et sted i mellem de to. Kapacitetsbetalinger kræver også nogle designmæssige overvejelser, bl.a. i forhold til hvem der skal kunne modtage betalinger, og hvor store disse betalinger skal være. Men en model med kapacitetsbetalinger vil være lettere at afskaffe igen sammenlignet med et kapacitetsmarked.⁹

Problemet med en strategisk reserve er, at den ikke løser det overordnede problem i elmarkedet, nemlig at give investorerne incitament til at investere i ny kapacitet. Ved en strategisk reserve betaler man blot en række kraftværker eller forbrugsreduktionsressourcer for

⁹Meulman og Meray (2012)

at stå til rådighed, når man har brug for dem. Kapacitetsbetalinger og kapacitetsmarked løser til gengæld begge det overordnede problem. De sikrer, at investorerne får en del af deres risiko afdækket, hvilket øger investorernes incitament til at investere i ny kapacitet. Ulempen ved både kapacitetsbetalinger og et kapacitetsmarked er, at der er en betydelig risiko for, at man får overkapacitet i markedet, hvilket ikke er økonomisk efficient for samfundet. I sidste ende vil det være forbrugerne, som betaler for denne inefficiens. I ISO-NE har man f.eks. haft overkapacitet i elmarkedet, siden kapacitetsmarkedet blev indført.¹⁰

En ekstra ulempe ved kapacitetsbetalinger er, at det er meget svært at fastsætte det rette niveau for betalinger og efterfølgende at observere effekten af betalingerne. Generelt argumenteres imod kapacitetsbetalinger, idet de fleste mener, at det er en inefficent løsning, idet forbrugerne betaler for en sikkerhed, der ikke nødvendigvis leveres.¹¹

Et kapacitetsmarked vil kunne løse mange af problemerne i elmarkedet både i forhold til at give investorerne et langsigtet investeringsincitament, sænke muligheden for udøvelse af markedsmagt og dæmpe de volatile priser, forudsat at løsningen implementeres korrekt. Et kapacitetsmarked kan som nævnt designes på mange forskellige måder. Generelt er man gået over til langsigtede kapacitetsmarkeder svarende til kapacitetsmarkederne PJM og ISO-NE.

En ulempe ved kapacitetsmarkedet PJM er, at det ikke giver incitament til at maksimere tilgængeligheden af reservekapacitet og ikke bekæmper markedsmagt.¹²

Dette håndteres til gengæld i ISO-NE med reliability optioner, som sænker producenternes incitament til at udøve markedsmagt samtidig med, at producenterne får incitament til at sælge en vis mængde af optioner svarende til deres forventede output.

Alle producenter, som har solgt reliability optioner, skal som beskrevet i afsnit 5.2.3.2 betale forskellen mellem strike- og spotprisen, når strikeprisen overstiger spotprisen. Dette reducerer incitamentet til udøve markedsmagt i spotmarkedet, idet højere spotpriser ikke er en fordel for producenter, der har hedget al deres kapacitet i kapacitetsmarkedet. Samtidig giver optionerne også producenterne incitament til at sælge en mængde optioner svarende til deres forventede output. Producenterne øger nemlig deres risiko såvel ved salg af for mange som for få optioner.¹³

Systemet med reliability optioner i ISO-NE er også lettere at administrere i forhold til, om producenterne opfylder deres forpligtelser. I PJM skal systemoperatøren dels fastsætte en bøde administrativt og holde styr på, hvornår producenterne ikke har levet op til deres

¹⁰ISO-NE (2013)

¹¹Meulman og Meray (2012), Brunekreeft et al. (2011) og COWI et al. (2013)

¹²Meulman og Meray (2012)

¹³Brunekreeft et al. (2011) og Joskow (2008)

forpligtelser. Ved reliability optioner skal producenterne blot betale forskellen mellem spot- og strikeprisen, når spotprisen overstiger strikeprisen for det antal reliability optioner, de har solgt i kapacitetsmarkedet. Dette system er dermed lettere at administrere, idet der ikke er nogen tvivl om, hvornår producenterne skal betale en bøde.¹⁴

En udfordring ved at indføre et kapacitetsmarked med reliability optioner er at fastsætte strikeprisen optimalt.¹⁵ Derudover er modellen med reliability optioner også en meget kompleks løsning, og den vil højst sandsynligt være meget dyr at implementere. Endelig er erfaringerne i hvert fald i en europæisk sammenhæng relativt få, mens erfaringerne med strategiske reserver og kapacitetsbetalinger er større.

9.2.3 EU, kapacitetsmekanismer og et fælles elmarked

Som nævnt i afsnit 9.2.1, er der i øjeblikket en større proces i gang med at integrere elmarkederne i EU. Europa Kommissionen har en målsætning om, at det europæiske elmarked på sigt skal blive et integreret marked med fuldkommen konkurrence.¹⁶

Til dette formål har EU lavet en "target-model" for elmarkedet, som der arbejdes på at gennemføre. Den europæiske target-model beskriver rammerne for en fælles integreret elmarkedsmodel i Europa. Target-modellen er basalt set en "energy only" markedsmodel. Ved at integrere elmarkederne i hele Europa i et fælles marked sikrer man en omkostnings-effektiv udnyttelse af fælles ressourcer og mere effektive langsigtede investeringssignaler til investorerne.¹⁷

Europa Kommissionen er bekymret for, at hvert medlemsland vælger at indføre en kapacitetsmekanisme til at sikre forsyningssikkerheden, idet dette kan vanskeliggøre processen med at integrere elmarkederne i Europa og implementere target-modellen. EU har opstillet en række retningslinjer i forhold til indførsel af kapacitetsmekanismer dels i forhold til faktorer, man skal tage højde for, før man indfører en kapacitetsmekanisme, dels i forhold til faktorer, man skal tage højde for, efter at kapacitetsmekanismen er indført.¹⁸

Europa Kommissionen foretrækker, at man ikke indfører nationale løsninger. Men for lande, der har et kapacitetsproblem nu, vil dette ikke være en mulighed. I forhold til EU's mål vil det være bedst, hvis landene, der har et problem nu, indfører en strategisk reserve, da en sådan løsning vil kunne fjernes relativt nemt igen, og løsningen samtidigt ændrer strukturen i det nuværende elmarked mindst muligt.

¹⁴Meulman og Meray (2012)

¹⁵Meulman og Meray (2012)

¹⁶Brunekreeft et al. (2011)

¹⁷COWI et al. (2013)

¹⁸Europa Kommissionen (2013)

9.2.4 Opsummering på løsningsmuligheder

Der er to primære løsningsmodeller til det potentielle fremtidige forsyningsproblem i el-markedet. Danmark kan enten vælge at acceptere, at vi i nogle situationer bliver afhængig af kapacitet fra udlandet eller vi kan indføre en kapacitetsmekanisme, som sikrer, at der altid er nok indenlandsk kapacitet til at dække efterspørgslen. Valget af løsning vil i sidste ende være et politisk spørgsmål.

Hvis Danmark vælger den sidste løsning, vil det optimale valg af kapacitetsmekanisme afhænge af, om man ser de manglende investeringsincitament i elmarkedet som et midlertidigt eller et permanent problem.

En strategisk reserve vil være den optimale løsning, hvis problemet opfattes som midlertidigt, idet den er relativ let at implementere og fjerne igen.

Et kapacitetsmarked med reliability optioner vil være den optimale løsning, hvis problemerne opfattes som permanente, idet denne model håndterer det grundlæggende problem med at give investorerne incitament til at investere i ny kapacitet, når det er nødvendigt. Et kapacitetsmarked med reliability optioner er en meget kompleks løsning og dermed sandsynligvis dyr at implementere. Man skal derfor være helt sikker på, at investeringer i ny kapacitet ikke kan ske på markedsvilkår, før man implementerer et kapacitetsmarked.

Der er flere argumenter for, at de manglende investeringer er et kortsigtet problem. For det første er man allerede i gang med at indføre en række tiltag i det danske elmarked, som skal mindske forsyningsproblemet såsom indførsel af smartgrid konceptet. Derudover er Energinet.dk i gang med en proces, der skal gøre regulerkraftmarkedet mere effektivt, og de er allerede ved at udvide kapaciteten på udlandsforbindelser. Endelig arbejder man i Europa på at integrere elmarkederne i Europa, hvilket vil øge konkurrencen.

Herudover kan man argumentere for, at investorerne med tiden vil få en større viden om prisudviklingen i det nye marked, hvor andelen af vindkraft og andre relativt ustabile energikilder er øget markant. Når investorerne har oplevet en række perioder med høje priser, vil de have incitament til at investere i spidslastanlæg. Dette forudsætter dog, at man vil opleve nogle perioder, hvor forbrugerne må betale en meget høj elpris. Det er usikkert, om politikerne vil kunne acceptere dette.

9.2.5 Planerne i Danmarks nabolande

Udover hvilken løsning, der vil være optimal at implementere, bør man også overveje, hvornår det tidsmæssigt vil være optimalt for Danmark at indføre en løsning. Det vil højst sandsynligt være en fordel for Danmark at afvente og se, hvad vores nabolande gør i forhold til forsyningsproblemet. Som beskrevet i indledningen står mange af de andre europæiske lande overfor samme problemstilling som Danmark, og disse lande er derfor

også i gang med at undersøge, hvad de skal gøre.

Danmark er et lille land, og vores samlede elforbrug er relativt beskedent i forhold til de omkringliggende lande. Danmark er placeret mellem en række lande, der alle i fremtiden vil have en positiv effektbalance med undtagelse af Tyskland jf. figur 1.2.

Tyskland er i øjeblikket i gang med at afgøre, hvordan de skal løse deres fremtidige kapacitetsproblemer. Meget tyder på, at de vil indføre et kapacitetsmarked.¹⁹ Hvis Tyskland vælger at indføre et kapacitetsmarked, vil Danmark muligvis kunne ”free-ride” på dette. Et tysk kapacitetsmarked vil medføre, at engrospriserne i Tyskland falder, hvilket medfører en øget eksport til nabolandene heriblandt Danmark. Danmark vil dermed muligvis kunne få dækket sit spidsbelastningsforbrug uden at betale omkostningerne for kapacitetsmarkedet. På den anden side kan et kapacitetsmarked i Tyskland også få en negativ effekt på økonomien i Danmark, idet investeringer i nye kraftværker vil blive mere attraktive at placere i Tyskland end i Danmark, da der vil være et bedre indtjeningsgrundlag i Tyskland. Dette medfører, at investeringsniveauet i Danmark falder, hvilket medfører lavere økonomisk aktivitet og lavere beskæftigelse.²⁰

Alt andet lige vil det være en fordel for Danmark at afvente, hvad Tyskland beslutter, før man gennemfører yderligere tiltag til sikring af kapaciteten i elmarkedet.

¹⁹European Energy Exchange (2013) og ECOFYS (2012)

²⁰ECN Policy Studies (2013)

10 Konklusion

I slutningen af 1990'erne blev elmarkedet liberaliseret, hvilket betød, at investeringer i ny kapacitet fremover skulle ske på markedsvilkår.

Siden liberaliseringen af elmarkedet har der været overkapacitet i markedet, og det er først nu og i de kommende år, at der for alvor er et behov for investeringer i ny kapacitet. Flere har i litteraturen argumenteret for, at der er forhold i elmarkederne, som medfører, at investeringer i et efficient niveau af ny kapacitet ikke vil kunne ske udelukkende på markedsvilkår.

I opgaven har jeg undersøgt, om der er forhold i det danske elmarked, som kan betyde, at der ikke vil blive investeret i et efficient niveau af ny kapacitet.

Jeg finder, at forhold som volatile elpriser, prisloft og ikke mindst den betydelige regulering af elmarkedet kan betyde, at investorerne venter med at foretage investeringer eller kun vil foretage investeringer med et meget højt forventet afkast. Disse forhold i det danske elmarked sammenholdt med den stigende andel af vedvarende energiformer, som ikke vil kunne dække forbruget i alle situationer, betyder, at der kan opstå et forsyningsproblem i fremtiden.

Der er overordnet set to mulige måder, som dette problem kan løses på. Danmark kan enten vælge at blive afhængig af kapacitet fra andre lande i visse situationer eller alternativt implementere en kapacitetsmekanisme.

En udvidelse af kapaciteten på udlandsforbindelserne vil sandsynligvis være den billigste løsning, men samtidigt vil denne løsning medføre, at Danmark i visse situationer vil være afhængig af kapacitet fra nabolandene, hvilket indebærer en vis politisk risiko. Energinet.dk er allerede i gang med at udvide kapaciteten på udlandsforbindelser jf. afnit 9.2.1, så denne løsning er allerede i en vis grad ved at blive implementeret.

Vedrørende kapacitetsmekanismer findes der en række forskellige muligheder, som kan indføres, hvis man vil være sikker på altid at have nok indenlandsk kapacitet til at dække forbruget. Valget af en efficient kapacitetsmekanisme afhænger af, om problemerne i elmarkedet opfattes som et kortsigtet- eller langsigtet problem.

Hvis man ser kapacitetsproblemet som et langsigtet problem, som "energy only" markedet aldrig vil kunne løse, og man vil være sikker på altid at have nok indenlandsk kapacitet til at dække forbruget, er et kapacitetsmarked med reliability optioner den bedste løsning. Etableringen af et kapacitetsmarked vil dog kræve mange ændringer i den nuværende markedsstruktur og vil sandsynligvis også være en dyr løsning. Man skal derfor være

helt sikker på, at investeringer i ny kapacitet ikke kan ske på markedsvilkår, før man implementerer et kapacitetsmarked.

Hvis man omvendt opfatter problemerne i elmarkedet som et kortsigtet problem, er en strategisk reserve den bedste løsning, idet den er let at implementere og fjerne igen. Dermed er det med denne løsning relativt nemt at vende tilbage til ”energy only” modellen.

På nuværende tidspunkt er der ifølge Energinet.dk.¹ ikke et forsyningssikkerhedsproblem i Danmark. Det er tidligst om nogle år, at der kan opstå et potentielt problem i relation til en stabil elforsyning. Der arbejdes på at udskyde forsyningssikkerhedsproblemet yderligere, bl.a. ved at indføre smartgrid samt gennem en udvidelse af udlandsforbindelserne. Disse løsninger er endnu ikke fuldt ud implementerede i det danske elmarked. Herudover arbejder man også på europæisk plan på at få markederne mere integreret.

Et velfungerende ”energy only” marked er den mest effiente løsning, idet investeringerne så vil blive bestemt på markedsvilkår. Det er derfor vigtigt at arbejde videre ad den vej, som allerede er igangsat med ovenstående initiativer.

Ved indførsel af en kapacitetsmekanisme påvirker man markedskræfterne, og en sådan mekanisme vil kræve yderligere finansiering f.eks. gennem en afgift på elprisen, hvilket medfører højere elpriser for forbrugerne.

Hvis man fra politisk side kan acceptere det, vil det derfor være bedst at vente og se, om markedet selv vil kunne sikre den nødvendige kapacitet med de allerede planlagte tiltag. Risikoen ved dette er, at de nationale kraftværker ikke overlever i markedet. Det vil derfor være optimalt at have en backup plan.

En strategisk reserve kan være en god backup plan, idet den er relativ let at implementere og fjerne igen. Det vil derfor være en god ide allerede nu at udvikle en model for, hvordan en strategisk reserve kan implementeres i det danske elmarked. I så fald vil man hurtigt kunne implementere en model med en strategisk reserve i en situation, hvor det bliver nødvendigt at forhindre, at alle kraftværker lukker.

¹Energinet.dk (2013e)

Litteratur

- Botterud, A. og Doorman, G. (2008). Generation Investment and Capacity Adequacy in Electricity Markets. *International Association for Energy Economics. Second Quarter*.
- Botterud, A. og Korpas, M. (2004). Modelling of power generation investment incentives under uncertainty in liberalised electricity markets. I *Proceedings of the Sixth IAEA European Conference 2004 (1-3)*.
- Briggs, R. og Kleit, A. (2013). Resource adequacy reliability and the impacts of capacity subsidies in competitive electricity markets. *Energy Economics*, 40:297-305.
- Brunekreeft, G., Damsgaard, N., de Vries, L., Fritz, P. og Meyer, R. (2011). A Raw Model for a North European Capacity Market. Rapport, A Discussion Paper. Stockholm: Elforsk. Elforsk rapport 11: 30.
- COWI, THEMA og E3MLab (2013). Capacity Mechanism in Individual Markets within the IEM. Rapport udarbejdet af COWI, THEMA Consulting Group og E3MLab for Europa Kommissionen.
- Cramton, P. (2006). New England's Forward Capacity Auction. Rapport udarbejdet for ISO-NE, <http://works.bepress.com/cramton/41>, online adgang: 18-04-14.
- Cramton, P., Ockenfels, A. og Stoft, S. (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy and Environmental Policy*.
- Danmarks Statistik Statistikbanken (2014). Energiregnskab i mængdeenheder efter branche og type (tabel: ENE1N).
- Dansk Energi (2013a). Analyse nr. 4 -Scenarier for dansk el og fjernvarme 2020 til 2035.
- Dansk Energi (2013b). Elforsyningens tariffer elpriser. http://di.dk/SiteCollectionDocuments/Energi%20og%20klima/Elforsyningens_tariffer_og_elpriser_pr__1__januar_2013.pdf, online adgang: 13-04-14.
- Dansk Energi (2013c). Verdensmester i elforsyning går hård sæson i møde. Skrevet af Christian Dahl Winther, Dansk Energi [file:///C:/Users/Sandra/Downloads/131010Verdensmester_i_elforsyning%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/Sandra/Downloads/131010Verdensmester_i_elforsyning%20(3).pdf), online adgang: 11-04-14.
- Dansk Energi og Energinet.dk (2011). Fremme af prisfleksibelt forbrug for små og mellemstore kunder.

- de Vries, L. og Hakvoort, R. (2004). The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. <http://search.proquest.com/docview/56197344?accountid=13607>, Online adgang: 11-04-2014.
- de Vries, L. og Heijnen, P. (2008). The Impact of Electricity Market Design upon Investment under Uncertainty: The Effectiveness of Capacity Mechanisms. *Utilities Policy*, 16(3):215-227.
- Ea (2011). Uviklingen af elpriserne. Rapport udarbejdet af Mikael Tøgeby, Anders E. Larsen og Niels Peter Nimb, Ea Energianalyse for Energistyrelsen.
- ECN Policy Studies (2013). Financing investment in new electricity generation capacity in Northwest Europe.
- ECOFYS (2012). Necessity of and Design Options for a Capacity Mechanism for Germany.
- Energinet.dk (2012). Systemplan 2012.
- Energinet.dk (2013a). Elmarkedet i Danmark.
- Energinet.dk (2013b). Introduktion til systemydelser.
- Energinet.dk (2013c). Netudviklingsplan 2013.
- Energinet.dk (2013d). Samfundsøkonomisk analyse af udrulning af fjernafleste time-el målere.
- Energinet.dk (2013e). Systemplan 2013.
- Energinet.dk (2014a). Elproduktion. <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Termisk-produktion/Sider/Termisk-produktion.aspx>, online adgang: 11-04-14.
- Energinet.dk (2014b). Elsystemmet. <https://www.energinet.dk/Flash/Forside/index.html>, online adgang: 17-04-14.
- Energinet.dk (2014c). Statistik og udtræk for VE anlæg. <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/Statistik.aspx>, online adgang: 18-04-14.
- Energinet.dk (2014d). Udtræk af markedsdata. <http://www.energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>, online adgang: 18-04-14.

- Energistyrelsen (2013a). Energifortalens analyser - en midtvejsstatus. Power point fra seminar, http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/politik/dansk-klima-energipolitik/regeringens-klima-energipolitik/midtvejsstatus_for_energiforligsanalyserne_230813_samlede_oplaeg.pdf, online adgang: 11-04-14.
- Energistyrelsen (2013b). Årlig energistatistik. <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-nogleletal/arlig-energistatistik>, online adgang: 18-04-14.
- Energistyrelsen (2014a). Afregning og tilskud til vindmøller. <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi-2>, online adgang: 18-04-14.
- Energistyrelsen (2014b). Dit elforbrug. <http://spareenergi.dk/forbruger/el/dit-elforbrug>, online adgang: 18-04-14.
- Energistyrelsen (2014c). Elproduktion. <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion>, online adgang: 11-04-14.
- Energitilsynet (2012). Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for el.
- Energitilsynet (2014a). El-regulering. <http://energitilsynet.dk/el/regulering/>, online adgang: 11-04-14.
- Energitilsynet (2014b). Elmarked. <http://energitilsynet.dk/el/marked/>, online adgang: 11-04-14.
- Europa Kommissionen (2013). Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_en.htm, online adgang: 19-04-2014.
- Europa Parlamentet (2003). Europa Parlamentets og Rådets direktiv 2003/54/ef, artikel 24. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0054-20040708&qid=1396265856285&from=EN>, online adgang: 19-04-2014.
- European Energy Exchange (2013). The Need for and Design of Capacity Mechanisms in Germany. Positionspapir fra European Energy Exchange.
- ISO-NE (2013). ISO New England Annual Market Report 2012.
- ISO-NE og The Brattle Group (2009). Internal Market Monitoring Unit Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements.

- Joskow, P. (2006). Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. *Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, Working Papers, 2006*.
- Joskow, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy*, 16(3):159-170.
- Joskow, P. og Tirole, J. (2007). Reliability and Competitive Electricity Markets. *RAND Journal of Economics*, 38(1):60-84.
- Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2012). Energifaften i korte træk. Klima-,Energi- og Bygningsministeriet,<http://www.kebmin.dk/klima-energi-bygningspolitik/dansk-klima-energi-bygningspolitik/energifaften>, online adgang: 11-04-14.
- Klima-, Energi og Bygningsministeriet (2013). Smart Grid-Strategi -fremtidens intelligente energisystem.
- Meibom, P., Morthorst, P. og Grenaa, S. (2005). Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked. Rapport, Risø Forskningscenter.
- Meulman, L. og Meray, N. (2012). Capacity Mechanisms in the Northwest Europe (Between a Rock and a Hard Place). Rapport, The Clingendael International Energy Programme.
- Nord Pool Spot (2013). No. 52/2013 - Nord pool Spot to introduce new minimum and maximum price caps. <http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2013/09/No-522013---Nord-Pool-Spot-to-introduce-new-minimum-and-maximum-price-caps/>, online adgang: 11-04-14.
- Nord Pool Spot (2014a). Market data. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/ALL/Hourly1/>, online adgang: 11-04-14.
- Nord Pool Spot (2014b). Single hourly order. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Hourly-bid/>, online adgang: 11-04-14.
- Nordreg (2010). The Nordic Financial Electricity Market.
- Nordreg (2013). Nordic Market report 2013.
- Pfeifenberger, J., Spees, K. og Schumacher, A. (2009). A comparison of PJMs RPM with alternative energy and capacity market designs. Lavet for PJM Interconnection, Inc. September.

- PJM (2014). PJM Manual 18: PJM Capacity Market.
- retsinformation.dk (2014). Lov om elforsyning. <https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=159158>, online adgang: 18-04-14.
- Roques, F. A. (2008). Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes rather than Symptoms. Faculty of Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics, 2008.
- Rudkevich, A., Duckworth, M. og Rosen, R. (1998). Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco. *The Energy Journal*, 19(3):19-48.
- Sommer, M. (2012). Internationale erfaringer med at sikre kapacitet til elmarkedet. Rapport udarbejdet af Energinet.dk.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics*. IEEE Press WILEY-INTERSCIENCE A JOHN WILEY SONS, INC., PUBLICATION.
- Svenska Kraftnät (2011). Principer för hantering av effektreserven fr.o.m. 16 mars år 2011. http://svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/110225-Principer-for-effektreserven.pdf, online adgang: 18-04-14.
- Varian, H. R. (2006). *Intermediate Microeconomics A Modern Approach*. W.W. Norton Company.
- Verdensbanken (2014a). Electric power consumption (kwh per capita). <http://databank.worldbank.org/data/home.aspx#>, online adgang: 18-04-14.
- Verdensbanken (2014b). Electricity production. <http://databank.worldbank.org/data/home.aspx#>, online adgang: 18-04-14.

Bilag A

Mellemregninger til den grundlæggende model

A.1 Maksimeringsproblemet for samfundsplanlæggeren

A.1.1 Lagrange funktionen

$$\begin{aligned}\mathcal{L} = & E \left[S_i(p, \alpha_i) + \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) - \int_0^\infty c u_i(c) g(c) dc - \int_0^\infty I(c) g(c) dc \right] \\ & - \lambda_{i1} \left(- \int_0^\infty u_i(c) g(c) dc + D_i(p, \alpha_i) + \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \right) \\ & - \lambda_{i2}(\alpha_i - 1) + \lambda_{i3}\alpha_i - \lambda_{i4}(\hat{\alpha}_i - 1) + \lambda_{i5}\hat{\alpha}_i \\ & - \lambda_{i6}(u_i(c) - 1) + \lambda_{i7}u_i(c) + \lambda_{i8}g(c)\end{aligned}\tag{A.1}$$

Med de tilhørende komplementære slack betingelser:

$$\begin{aligned}\lambda_{i1} \left(\int_0^\infty u_i(c) g(c) dc - D_i(p, \alpha_i) - \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \right) &= 0 \\ \lambda_{i2} (1 - \alpha_i) &= 0 \\ \lambda_{i3} \alpha_i &= 0 \\ \lambda_{i4} (1 - \hat{\alpha}_i) &= 0 \\ \lambda_{i5} \hat{\alpha}_i &= 0 \\ \lambda_{i6} (1 - u_i(c)) &= 0 \\ \lambda_{i7} u_i(c) &= 0 \\ \lambda_{i8} g(c) &= 0 \\ \lambda_{i1} \geq 0, \lambda_{i2} \geq 0, \lambda_{i3} \geq 0, \lambda_{i4} \geq 0 \\ \lambda_{i5} \geq 0, \lambda_{i6} \geq 0, \lambda_{i7} \geq 0, \lambda_{i8} \geq 0\end{aligned}\tag{A.2}$$

A.1.2 De prisfølsomme forbrugere

A.1.2.1 1.ordensbetingelsen i forhold til $\hat{\alpha}_i$:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{\alpha}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} \right] - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} - \lambda_{i4} + \lambda_{i5} = 0\tag{A.3}$$

Ved $\hat{\alpha}_i \in]0, 1[$ ses det af slack betingelserne for $\hat{\alpha}_i$, at λ_{i4} og λ_{i5} er lig 0. Dermed bliver A.3 lig:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{\alpha}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} \right] = 0 \text{ for } \hat{\alpha}_i \in]0, 1[\quad (\text{A.4})$$

Af slack betingelserne ses det, at hvis $\lambda_{i4} > 0$, så gælder det at $\hat{\alpha}_i = 1$, og hvis $\hat{\alpha}_i = 1$ så er $\lambda_{i5} = 0$ og dermed bliver A.3 følgende:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{\alpha}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} - \lambda_{i4} \right] = 0 \text{ for } \alpha_i = 1 \quad (\text{A.5})$$

Af slack betingelserne ses det, at hvis $\lambda_{i5} > 0$, så gælder det at $\hat{\alpha}_i = 0$, og hvis $\hat{\alpha}_i = 0$ så er $\lambda_{i4} = 0$ og dermed bliver A.3 følgende:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{\alpha}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{\alpha}_i} + \lambda_{i5} \right] = 0 \text{ for } \alpha_i = 0 \quad (\text{A.6})$$

A.1.2.2 1. ordensbetingelserne i forhold til $\hat{p}_i$:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{p}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{p}_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i)}{\partial \hat{p}_i} \right] = 0 \quad (\text{A.7})$$

1.ordensbetingelserne A.4 og A.7 løses ved at bemærke, at det må gælde:

$$\hat{S}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) - p_i \hat{D}_i(\hat{p}_i, \hat{\alpha}_i) \leq \hat{S}_i(p_i, \hat{\alpha}_i) - p_i \hat{D}_i(p_i, \hat{\alpha}_i)$$

Idet at p_i er den velfærdsmaksimerende pris i et kompetitivt marked i periode i .

Derudover gælder det, at tabte forbrugsmuligheder ikke skaber nogen værdi for forbrugere, dvs.

$$\hat{S}_i(p_i, \hat{\alpha}_i) - p_i \hat{D}_i(p_i, \hat{\alpha}_i) \leq \hat{S}_i(\hat{D}_i(p_i)) - p_i \hat{D}_i(p_i)$$

Ud fra de overstående antagelser kan det udledes at:

$$\hat{p}_i = p_i \quad (\text{A.8})$$

$$\hat{\alpha}_i = 1 \quad (\text{A.9})$$

Når $\hat{\alpha}_i$ lig 1 gælder det, at $\hat{D}_i(p_i, \hat{\alpha}_i) = \hat{D}_i(p_i)$ og $\hat{S}_i(p_i, \hat{\alpha}_i) = \hat{S}_i(\hat{D}_i(p_i))$. Indsætter dette i A.7 og får følgende:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \hat{p}_i} = E \left[\frac{\partial \hat{S}_i}{\partial \hat{D}_i} \frac{\partial \hat{D}_i(p_i)}{\partial p_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial \hat{D}_i(p_i)}{\partial p_i} \right] = 0$$

Når bruttooverskudsfunktionen kun afhænger af p_i gælder, at $\frac{\partial \hat{S}_i}{\partial \hat{D}_i} = p_i$, hvilket medfører at:

$$E [p_i - \lambda_{i1}] = 0 \Leftrightarrow \lambda_{i1} = p_i \quad (\text{A.10})$$

A.1.3 De ikke-prisfølsomme forbrugere

A.1.3.1 1.ordensbetingelsen i forhold til α_i :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_i} = E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - \lambda_{i1} \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - \lambda_{i2} + \lambda_{i3} \right] = 0 \quad (\text{A.11})$$

Når $\alpha_i \in]0, 1[$ viser slack betingelserne for α_i at λ_{i2} og λ_{i3} er lig 0, og dermed reduceres A.11 til følgende, når $\lambda_{i1} = p_i$:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_i} &= E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - p_i \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} \right] = 0 \Leftrightarrow \\ p_i &= \frac{\frac{\partial S_i}{\partial \alpha_i}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} \text{ for } \alpha_i \in]0, 1[\end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

Slack betingelserne viser, at når $\lambda_{i2} > 0$, så gælder det at $\alpha_i = 1$, og hvis $\alpha_i = 1$ så er λ_{i3} lig 0. Fra A.11 fås det at:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_i} = E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - p_i \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - \lambda_{i2} \right] = 0 \Leftrightarrow \quad (\text{A.13})$$

$$p_i = \frac{\frac{\partial S_i}{\partial \alpha_i}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} - \frac{\lambda_{i2}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} \text{ for } \alpha_i = 1 \quad (\text{A.14})$$

Dvs. at ingen af de ikke-prisfølsomme forbrugere vil blive afkoblet, så længe p_i er lavere end VOLL.

Slack betingelserne viser, at når $\lambda_{i3} > 0$, så gælder det at $\alpha_i = 0$, og når $\alpha_i = 0$ så er λ_{i2} lig 0 og fra A.11 fås det, at:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_i} &= E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} - p_i \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial \alpha_i} \right] + \lambda_{i3} = 0 \Leftrightarrow \\ p_i &= \frac{\frac{\partial S_i}{\partial \alpha_i}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} + \frac{\lambda_{i3}}{\frac{\partial D_i}{\partial \alpha_i}} \text{ for } \alpha_i = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Dvs. når p_i er højere end VOLL vil ingen af de ikke-prisfølsomme forbrugere modtage strøm.

A.1.3.2 1. ordensbetingelserne i forhold til p :

Den anden 1. ordensbetingelse for de ikke-prisfølsomme forbrugere giver følgende:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p} &= E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial p} - \lambda_{i1} \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial p} \right] = 0 \Rightarrow \\ E \left[\frac{\partial S_i(p, \alpha_i)}{\partial p} - p_i \frac{\partial D_i(p, \alpha_i)}{\partial p} \right] &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

I specialtilfældet hvor α_i er uafhængig af efterspørgslen gælder det, at $D_i(p, \alpha_i) = \alpha_i D_i(p)$ og $S_i(p, \alpha_i) = S_i(D_i(p, \alpha_i))$

Dermed bliver A.16:

$$\begin{aligned} E \left[\frac{\partial S_i}{\partial D_i(p)} \frac{\partial D_i}{\partial p} - p_i \alpha_i \frac{\partial D_i}{\partial p} \right] &= 0 \Leftrightarrow \\ E \left[\left(\frac{\partial S_i}{\partial D_i(p)} - \alpha_i p_i \right) D_i'(p) \right] &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Ved perfekt forudsigelige strømafbrydelser gælder, at $\partial S_i / \partial D_i = \alpha_i p$ jf. 7.3 og 7.5, hvilket medfører, at A.17 bliver:

$$E \left[(p - p_i)(\alpha_i D_i'(p)) \right] = 0 \quad (\text{A.18})$$

A.1.4 Udnyttelsesgraden

A.1.4.1 1. ordensbetingelsen i forhold til $u_i(\cdot)$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u_i(\cdot)} = E \left[-\frac{\partial}{\partial u_i(\cdot)} \left(\int_0^\infty c u_i(c) g(c) dc \right) + \frac{\partial}{\partial u_i(\cdot)} \left(\lambda_{i1} \int_0^\infty u_i(c) g(c) dc \right) - \lambda_{i6} + \lambda_{i7} \right] = 0 \quad (\text{A.19})$$

Bruger Liebniz regel for ubegrænsede intervaller: $\frac{d}{dx} \int_c^\infty f(x, t) dt = \int_c^\infty f'_x(x, t) dt$ og får dermed følgende:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u_i(\cdot)} &= E \left[-\int_0^\infty \frac{\partial}{\partial u_i(\cdot)} (c u_i(c) g(c) dc) + \lambda_{i1} \int_0^\infty \frac{\partial}{\partial u_i(\cdot)} (u_i(c) g(c) dc) - \lambda_{i6} + \lambda_{i7} \right] = 0 \Rightarrow \\ E \left[-\int_0^\infty c g(c) dc + \lambda_{i1} \int_0^\infty g(c) dc - \lambda_{i6} + \lambda_{i7} \right] &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.20})$$

Indsætter $\lambda_{i1} = p_i$ og får at:

$$\begin{aligned} E \left[-c \int_0^\infty g(c) dc + p_i \int_0^\infty g(c) dc - \lambda_{i6} + \lambda_{i7} \right] &= 0 \Leftrightarrow \\ E \left[p_i \int_0^\infty g(c) dc - c \int_0^\infty g(c) dc - \lambda_{i6} + \lambda_{i7} \right] &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

Når $u_i(c) \in]0, 1[$ viser slack bibetingelserne for $u_i(c)$, at λ_{i6} og λ_{i7} er lig 0. Dermed reduceres A.21 til følgende:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u_i(\cdot)} &= p_i - c = 0 \Leftrightarrow \\ p_i &= c \text{ for } u_i(c) \in]0, 1[\end{aligned} \quad (\text{A.22})$$

Slack betingelserne viser, at når $\lambda_{i6} > 0$, så gælder det at $u_i(c) = 1$ og når $u_i(c) = 1$ så er $\lambda_{i7} = 0$. Dette indsættes i A.21, hvilket medfører at:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u_i(\cdot)} = & E \left[p_i \int_0^\infty g(c) dc - c \int_0^\infty g(c) dc - \lambda_{i6} \right] = 0 \Rightarrow \\ & E \left[p_i \int_0^\infty g(c) dc - c \int_0^\infty g(c) dc \right] = E[\lambda_{i6}] \text{ for } u_i(c) = 1 \end{aligned} \quad (\text{A.23})$$

For at A.23 er opfyldt må det gælde, at $p_i > c$ når $u_i(c) = 1$.

Slack betingelserne viser, at når $\lambda_{i7} > 0$, så gælder det at $u_i(c) = 0$ og når $u_i(c) = 0$, så er $\lambda_{i6} = 0$. Indsætter dette i A.21 og får:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u_i(\cdot)} = & E \left[p_i \int_0^\infty g(c) dc - c \int_0^\infty g(c) dc + \lambda_{i7} \right] = 0 \Rightarrow \\ & E \left[p_i \int_0^\infty g(c) dc - c \int_0^\infty g(c) dc \right] = -E[\lambda_{i7}] \text{ for } u_i(c) = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

For at A.24 er opfyldt må det gælde, at $p_i < c$ når $u_i(c) = 0$.

A.1.5 Investeringer

A.1.5.1 1. ordensbetingelsen i forhold til $g(\cdot)$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g(\cdot)} = & E \left[-\frac{\partial}{\partial g(\cdot)} \left(\int_0^\infty c u_i(c) g(c) dc \right) - \frac{\partial}{\partial g(\cdot)} \left(\int_0^\infty I(c) g(c) dc \right) + \right. \\ & \left. \frac{\partial}{\partial g(\cdot)} \left(\lambda_{i1} \int_0^\infty u_i(c) g(c) dc \right) + \lambda_{i8} \right] = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.25})$$

Bruger Liepniz regel og får, at:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g(\cdot)} = & E \left[-\int_0^\infty \frac{\partial}{\partial g(\cdot)} (c u_i(c) g(c) dc) - \int_0^\infty \frac{\partial}{\partial g(\cdot)} (I(c) g(c) dc) \right. \\ & \left. + \lambda_{i1} \int_0^\infty \frac{\partial}{\partial g(\cdot)} (u_i(c) g(c) dc) + \lambda_{i8} \right] = 0 \Rightarrow \\ & E \left[-\int_0^\infty c u_i(c) dc - \int_0^\infty I(c) dc + E p_i \int_0^\infty u_i(c) dc + \lambda_{i8} \right] = 0 \Rightarrow \\ & \int_0^\infty I(c) dc = E \left[p_i \int_0^\infty u_i(c) dc - c \int_0^\infty u_i(c) dc + \lambda_{i8} \right] \end{aligned} \quad (\text{A.26})$$

Når $g(c)dc > 0$ viser slack betingelsen for $g(c)dc$, at λ_{i8} er lig 0. Dermed reduceres A.26 til:

$$\int_0^\infty I(c)dc = E \left[p_i \int_0^\infty u_i(c)dc - c \int_0^\infty u_i(c)dc \right] \quad (\text{A.27})$$

For at $I_i(c) > 0$ skal $p_i > c$, når dette gælder vil $u_i(c) = 1$, jf. A.23, dvs. at man får følgende resultat:

$$I(c) = E [\max\{p_i - c, 0\}] \quad \text{eller} \quad g(c)dc = 0 \quad (\text{A.28})$$

Bilag B

Mellemregninger til 2-tilstandseksemplet

B.1 Maksimeringsproblemet for samfundsplanlæggeren

B.1.1 Lagrange funktionen

Maksimeringsproblemet i 7.23 medfører følgende Lagrange funktion:

$$\begin{aligned}\mathcal{L} = & f_1 \left[S_1(D_1(p^*)) + \hat{S}_1(\hat{D}_1) - c_1(D_1(p^*) + \hat{D}_1) \right] - I_1(D_1(p^*) + \hat{D}_1) + \\ & f_2 \left[S_2(p^*, \alpha_2) + \hat{S}_2(\hat{D}_2) - c_1(D_1(p^*) + \hat{D}_1) - c_2 \left(D_2(p^*, \alpha_2) + \hat{D}_2 - D_1(p^*) - \hat{D}_1 \right) \right] \\ & - I_2 \left(D_2(p^*, \alpha_2) + \hat{D}_2 - D_1(p^*) - \hat{D}_1 \right) - \lambda_1(\alpha_2 - 1) + \lambda_2\alpha_2\end{aligned}\tag{B.1}$$

Med de tilhørende komplementære slack betingelser:

$$\lambda_1(1 - \alpha_2) = 0\tag{B.2}$$

$$\lambda_2\alpha_2 = 0\tag{B.3}$$

$$\lambda_1 \geq 0, \lambda_2 \geq 0\tag{B.4}$$

B.1.2 Investeringsniveauet i spidslastkapacitet

B.1.2.1 1. ordensbetingelsen i forhold til $\hat{D}_2$

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial \hat{D}_2} = & f_2 \left[\frac{\partial \hat{S}_2}{\partial \hat{D}_2} - c_2 \right] - I_2 = 0 \Leftrightarrow \\ I_2 = & f_2 \left[\frac{\partial \hat{S}_2}{\partial \hat{D}_2} - c_2 \right]\end{aligned}\tag{B.5}$$

Det vides, at $\frac{\partial \hat{S}_2}{\partial \hat{D}_2} = p_2$, hvilket medfører at:

$$I_2 = f_2 [p_2 - c_2]\tag{B.6}$$

B.1.3 Investeringsniveauet i grundlastkapacitet

B.1.3.1 1. ordensbetingelsen i forhold til $\hat{D}_1$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial \hat{D}_1} &= f_1 \left[\frac{\partial \hat{S}_1}{\partial \hat{D}_1} - c_1 \right] - I_1 + f_2 [-c_1 + c_2] + I_2 = 0 \Leftrightarrow \\
I_1 &= f_1 \left[\frac{\partial \hat{S}_1}{\partial \hat{D}_1} - c_1 \right] + f_2 [-c_1 + c_2] + f_2 [p_2 - c_2] \\
&= f_1 \left[\frac{\partial \hat{S}_1}{\partial \hat{D}_1} - c_1 \right] + f_2 [p_2 - c_1] \\
&= f_1 [p_1 - c_1] + f_2 [p_2 - c_1]
\end{aligned} \tag{B.7}$$

I anden linje indsættes udtrykket for I_2 .

B.1.4 De ikke-prisfølsomme forbrugere

B.1.4.1 1.ordensbetingelsen i forhold til p

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial p} &= f_1 \left[\frac{\partial D_1}{\partial p} \frac{\partial S_1}{\partial D_1} - c_1 \frac{\partial D_1}{\partial p} \right] - I_1 \frac{\partial D_1}{\partial p} + \\
&f_2 \left[\frac{\partial S_2}{\partial p} - c_1 \frac{\partial D_1}{\partial p} - c_2 \left(\frac{\partial D_2}{\partial p} - \frac{\partial D_1}{\partial p} \right) \right] - I_2 \left(\frac{\partial D_2}{\partial p} - \frac{\partial D_1}{\partial p} \right)
\end{aligned}$$

Indsætter udtrykkene for I_1 og I_2 :

$$\begin{aligned}
&f_1 \left[\frac{\partial D_1}{\partial p} \frac{\partial S_1}{\partial p} - \frac{\partial D_1}{\partial p} \frac{\partial \hat{S}}{\partial \hat{p}_1} \right] + f_2 \left[\frac{\partial S_2}{\partial p} - \frac{\partial \hat{S}_2}{\partial \hat{D}_2} \frac{\partial D_2}{\partial p} \right] = 0 \Leftrightarrow \\
&f_1 \left[\frac{\partial S_1}{\partial p} - \frac{\partial \hat{S}_1}{\partial \hat{D}_1} \right] \frac{\partial D_1}{\partial p} + f_2 \left[\frac{\partial S_2}{\partial p} - \frac{\partial \hat{S}_2}{\partial \hat{D}_2} \frac{\partial D_2}{\partial p} \right] = 0 \Leftrightarrow \\
&f_1 [p^* - p_1] \frac{\partial D_1}{\partial p} + f_2 \left[\frac{\partial S_2}{\partial p} - p_2 \frac{\partial D_2}{\partial p} \right] = 0
\end{aligned} \tag{B.8}$$

B.1.4.2 1.ordensbetingelsen i forhold til α_2

$$\frac{\partial L}{\partial \alpha_2} = f_2 \left[\frac{\partial S_2}{\partial \alpha_2} - c_2 \frac{\partial D_2}{\partial \alpha_2} \right] - I_2 \frac{\partial D_2}{\partial \alpha_2} - \lambda_1 + \lambda_2 = 0 \tag{B.9}$$

Når $\alpha_2 \in]0, 1[$ viser slack betingelserne i B.2 at λ_1 og λ_2 begge er lig 0. Dermed får man følgende udtryk for $\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_2}$:

$$I_2 = f_2 \left[\frac{\frac{\partial S_2}{\partial \alpha_2}}{\frac{\partial D_2}{\partial \alpha_2}} - c_2 \right] \tag{B.10}$$

Hvis dette ikke gælder er $\alpha_2 \in \{0, 1\}$.

B.2 To tilstandseksemplet med perfekt forudsigelige strømafbrydelser

B.2.1 Lagrange funktionen

Maksimeringsproblemet i 7.28 giver følgende lagrange funktion:

$$\mathcal{L} = \hat{S}_2(\hat{D}_2(p_2)) + \alpha_2 S_2(\hat{D}_2(p)) - \lambda_1 \left(\hat{D}_2(p_2) + \alpha_2 \hat{D}_2(p) - K_1 - K_2 \right) - \lambda_2(\alpha_2 - 1) + \lambda_3 \alpha_2 \quad (\text{B.11})$$

Med tilhørende slack betingelser:

$$\lambda_1 \left(K_1 + K_2 - D_2(\hat{p}_2) - \alpha_2 D_2(p) \right) = 0 \quad (\text{B.12})$$

$$\lambda_2(1 - \alpha_2) = 0 \quad (\text{B.13})$$

$$\lambda_3 \alpha_2 = 0 \quad (\text{B.14})$$

$$\lambda_1 \geq 0, \lambda_2 \geq 0, \lambda_3 \geq 0 \quad (\text{B.15})$$

Maksimerer lagrange funktionen mht. p_2 og α_2 :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_2} = \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} \frac{\partial \hat{S}_2}{\partial D_2} - \lambda_1 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} = 0 \Leftrightarrow \lambda_1 = \frac{\partial \hat{S}_2}{\partial p_2} \Rightarrow \lambda_1 = p_2 \quad (\text{B.16})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \alpha_2} &= S_2(D_2(p)) - \lambda_1 D_2(p) - \lambda_2 + \lambda_3 = 0 \Rightarrow \\ &S_2(D_2(p)) - p_2 D_2(p) - \lambda_2 + \lambda_3 = 0 \end{aligned} \quad (\text{B.17})$$

B.2.2 En andel af de ikke-prisfølsomme forbrugere bliver afbrudt i spidslastperioden ($\alpha_2 \in]0, 1[$)

Når α_2 er mellem 0 og 1 er både λ_2 og λ_3 lig 0 jf. slack betingelserne i B.13 og B.14. Dermed reduceres B.17 til:

$$S_2(D_2(p)) - p_2 D_2(p) = 0 \text{ for } \alpha_2 \in]0, 1[\quad (\text{B.18})$$

Definerer $\bar{p}_2(p)$ til at være løsningen til B.18. Dvs. at:

$$S_2(D_2(p)) - \bar{p}_2(p) D_2(p) = 0$$

B.2.3 Alle ikke-prisfølsomme forbrugere bliver strømafbudt i spidslastperioden ($\alpha_2 = 0$)

Hvis alle ikke-prisfølsomme forbrugere bliver afbrudt i spidslastperioden ($\alpha_2 = 0$), betyder det at $p = p_1^*$, idet de ikke-prisfølsomme forbrugere ikke har noget forbrug i periode 2, men kun i periode 1, hvor de ikke kan blive afkoblet. Dermed må den optimale pris for de ikke-prisfølsomme forbrugere svare til den periode-optimale pris p_1^* , idet RTP vil være

den bruttooverskudsmaksimerende pris, når det ikke er muligt, at afkoble forbrugerne. De ikke-prisfølsomme forbrugeres samlede nettooverskud vil dermed være givet ved:

$$f_1[S_1(D_1(p_1^*)) - p_1^*D_1(p_1^*)]$$

Matematisk bevis for, at det må gælde, at $p_2^* > \bar{p}_2(p_1^*)$, når $\alpha_2 = 0$:

Slack betingelserne i B.13 og B.14 viser, at når $\lambda_3 > 0$, så gælder det at $\alpha_2 = 0$ og når $\alpha_2 = 0$, så er λ_2 lig 0. Indsætter dette i B.17 og får:

$$S_2(D_2(p_1^*)) - p_2D_2(p_1^*) + \lambda_3 = 0 \Leftrightarrow -\lambda_3 = S_2(D_2(p_1^*)) - p_2D_2(p_1^*) \quad (\text{B.19})$$

Det gælder, at $S_2(D_2(p)) - \bar{p}_2(p)D_2(p) = 0$. For at B.19 er opfyldt må det altså kræve, at:

$$p_2^* > \bar{p}_2(p)$$

Intuitionen for dette resultat er, at p_2^* svarer til producenterne samlede omkostninger $c_2 + (I_2/f_2)$ ved at producere 1 enhed elektricitet og det er den pris, elhandlerne betaler for elektriciteten. Hvis $p_2^* > \bar{p}_2(p_1^*)$ vil det ikke være efficient for elhandlerne at levere strøm til de ikke-prisfølsomme forbrugere i spidslastperioden. Den pris, elhandlerne betaler producenterne for elektriciteten, er i dette tilfælde højere end den pris, de kan sælge den videre til forbrugerne for. Dermed vil ingen af de ikke-prisfølsomme forbrugere i spidslastperioden modtage strøm i dette tilfælde.

B.2.4 Ingen bliver strømafbudt ($\alpha_2 = 1$)

Når ingen bliver strømafbudt er maksimeringsproblemet for producenterne og forbrugerne givet ved:

$$\max_p \{f_1 [S_1(D_1(p)) - p_1^*D_1(p)] + f_2 [S_2(D_2(p)) - p_2^*D_2(p)]\} \quad (\text{B.20})$$

1. ordensbetingelsen til B.20 er:

$$\begin{aligned} f_1 \left[\frac{\partial D_1}{\partial p} \frac{\partial S_1}{\partial D_1(p)} - p_1^* \frac{\partial D_1}{\partial p} \right] + f_2 \left[\frac{\partial D_2}{\partial p} \frac{\partial S_2}{\partial D_2(p)} - p_2^* \frac{\partial D_2}{\partial p} \right] &= 0 \Rightarrow \\ f_1 [(p - p_1^*)D_1'(p)] + f_2 [(p - p_2^*)D_2'(p)] &= 0 \Rightarrow \\ E \left[(p - p_i^*)D_i'(p) \right] &= 0 \text{ for } i = 1, 2 \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

For lineære efterspørgsler $D_i(p) = a_i - bp$ vil det gælde, at $\frac{\partial D_i(p)}{\partial p} = -b$, dvs. at B.21 bliver:

$$p = E(p_i^*) = p^* \quad (\text{B.22})$$

Ligningerne B.21 og B.22 viser, at ved en lineær efterspørgsel er ligevægtsprisen p^* for de ikke-prisfølsomme forbrugere givet ved den forventede gennemsnitsværdi af grundlast- og spidslast ligevægtspriserne p_1^* og p_2^* vægtet med forbruget i perioden.

Matematisk bevis for at det må gælde, at $p_2^* < \bar{p}_2(p^*)$ når $\alpha_1 = 1$:

Slack betingelserne i B.13 og B.14 viser, at når $\lambda_2 > 0$, så gælder det at $\alpha_2 = 1$ og når $\alpha_2 = 1$ så er λ_3 lig 0. Indsætter dette i B.17:

$$S_2(D_2(p)) - p_2 D_2(p) - \lambda_2 = 0 \Leftrightarrow \lambda_2 = S_2(D_2(p)) - p_2 D_2(p)$$

For at denne betingelse er opfyldt må det gælde, at:

$$p_2^* < \bar{p}_2(p), \text{ idet } S_2(D_2(p_1^*)) - \bar{p}_2(p) D_2(p_1^*) = 0.$$

Intuitionen for dette resultat er, at hvis det skal være efficient for elhandlerne ikke at afkoble nogle af de ikke-prisfølsomme forbrugere i spidslastperioden, skal p_2^* i spidslastperioden være mindre end prisen $\bar{p}_2(p)$, som elhandlerne sælger elektriciteten til forbrugerne til. Den optimale pris i spidslastperioden p_2^* svarer til spidslastproducenternes samlede omkostninger ved at producere. For at p_2^* er lavere end $\bar{p}_2(p)$, vil det altså kræve, at spidslastsproducenterne har relativt lave marginale produktionsomkostninger.

B.2.5 Optimal afkobling

Det er muligt, at variere spidslast omkostningsparametrene, dvs. c_2 eller I_2 så p_2^* bliver lavere end $\bar{p}_2(p^*)$ (hvor $p^* = I_1 + c_1$ er eksogent givet). Når p_2^* falder, vil p_1^* stige, idet $p_1^* = \frac{I_1 + c_1 - f_2 p_2^*}{f_1}$. Der er altså et niveau, hvor $p_2^* = \bar{p}_2(p_1^*)$.

Det kan vises, at der eksisterer et $\hat{p}_2$ sådan at:

- for $p_2^* < \hat{p}_2$ er det optimalt ikke at afbryde nogen af de ikke-prisfølsomme forbrugere
- for $p_2^* > \hat{p}_2$ er det optimalt at afbryde en andel af de ikke-prisfølsomme forbrugere

Bilag C

Mellemregninger til oligopolistens problem

C.1 Oligopolistens problem, når antallet af kapacitetsforpligtelser er reguleret

1. ordensbetingelsen for maksimeringsproblemet i ligning 7.33:

$$\frac{\partial W}{\partial p_2} = f_2 \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - K_1 - \sum_{j \neq i} K_2^j + p_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} - c_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} \right) - I_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} = 0 \quad (\text{C.1})$$

$\sum_{j \neq i} K_2^j$ står for den samlede spidslastkapacitet alle de andre producenter har. I cournot modellen antages det, at alle producenter står overfor det samme problem og har det samme udgangspunkt. Dermed må de også nå frem til den samlede løsning. Hvis det antages, at der er i alt n producenter må 1 producents spidslastkapacitet mængde være givet ved $\frac{1}{n} \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) \right)$. Dermed kan $\sum_{j \neq i} K_2^j$ omskrives til producenterne samlede spidslastkapacitetsmængde fratrasket en producents mængde.

Indsætter følgende i ligning C.1

$$K_1 = D_1(p) + \hat{D}_1(p_1)$$
$$\sum_{j \neq i} K_2^j = D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) - \frac{1}{n} \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) \right)$$

, og differentierer med hensyn til p_2 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial W}{\partial p_2} &= f_2(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1)) \\ &\quad - \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) - \frac{1}{n} \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) \right) \right) \\ &\quad + p_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} - c_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} - I_2 \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} = 0 \Leftrightarrow \\ p_2 - c_2 - I_2/f_2 &= -\frac{1}{\frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2}} \frac{1}{n} \left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1) \right) \end{aligned} \quad (\text{C.2})$$

Dividerer med p_2 på begge sider og ganger med $\frac{\hat{D}_2}{\hat{D}_2}$ på højre side af lighedstegnet:

$$\frac{p_2 - c_2 - I_2/f_2}{p_2} = -\frac{1}{\frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2}} \frac{\hat{D}_2(p_2)}{p_2} \frac{1}{n} \frac{\left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1)\right)}{\hat{D}_2(p_2)} \quad (\text{C.3})$$

Definerer $\hat{\eta} \equiv -(\partial \hat{D}_2 / \partial p_2) / (\hat{D}_2 / p_2)$, hvilket er efterspørgselselasticiteten for de prisfølsomme forbrugere og får følgende løsning:

$$\frac{p_2 - c_2 - I_2/f_2}{p_2} = \frac{1}{n\hat{\eta}} \frac{\left(D_2(p) + \hat{D}_2(p_2) - D_1(p) - \hat{D}_1(p_1)\right)}{\hat{D}_2(p_2)} \quad (\text{C.4})$$

C.2 Oligopolistens problem, når producenterne selv kan vælge antallet af kapacitetsobligationer

1. ordensbetingelsen til maksimeringsproblemet i ligning 7.38:

$$\frac{\partial W}{\partial p_K} = f_2(p^{max} - c_2) \frac{1}{f_2} \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} + \hat{D}_2 + p_K \frac{1}{f_2} \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} - K_1 - \sum_{j \neq i} q_2^j - I_2 \frac{1}{f_2} \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} = 0 \quad (\text{C.5})$$

Indsætter i ligning C.5 at:

$$K_1 = \hat{D}_1$$

$$\sum_{j \neq i} q_2^j = \hat{D}_2 - \hat{D}_1 - \frac{1}{n} \left(\hat{D}_2 - \hat{D}_1 \right)$$

Og får følgende:

$$(p^{max} - c_2) \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_K} + \hat{D}_2 - \hat{D}_1 - \left(\hat{D}_2 - \hat{D}_1 - \frac{1}{n} \left(\hat{D}_2 - \hat{D}_1 \right) \right) - \frac{I_2}{f_2} \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_K} + \frac{p_K}{f_2} \frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_K} = 0 \Leftrightarrow$$

$$\frac{p_K}{f_2} + p^{max} - c_2 - I_2/f_2 = -\frac{1}{\frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_K}} \frac{1}{n} \left(\hat{D}_2 - \hat{D}_1 \right) \quad (\text{C.6})$$

Dividerer med p_2 og ganger med $\frac{\hat{D}_2}{\hat{D}_2}$ på højre side og får, at:

$$\frac{\frac{p_K}{f_2} + p^{max} - c_2 - I_2/f_2}{p_2} = -\frac{1}{\frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2}} \frac{\hat{D}_2}{p_2} \frac{1}{n} \frac{\hat{D}_2 - \hat{D}_1}{\hat{D}_2} \quad (\text{C.7})$$

Definerer $\hat{\eta} \equiv -\frac{\partial \hat{D}_2}{\partial p_2} / \frac{\hat{D}_2}{p_2}$, hvilket er efterspørgselselasticiteten for de prisfølsomme forbrugere og får følgende løsning:

$$\frac{\frac{p_K}{f_2} + p^{max} - c_2 - I_2/f_2}{p_2} = \frac{1}{\hat{\eta} n} \frac{\hat{D}_2 - \hat{D}_1}{\hat{D}_2} \quad (\text{C.8})$$