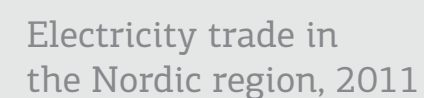


The five Nordic countries of Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden have announced ambitious goals towards decarbonising their energy systems by 2050. Based on the scenarios and analysis of Energy Technology Perspectives 2012, the International Energy Agency (IEA) and leading Nordic research institutions jointly assess how the Nordic region can achieve a carbon-neutral energy system by 2050. Download the full publication and explore the data by following the link below.



International Energy Agency



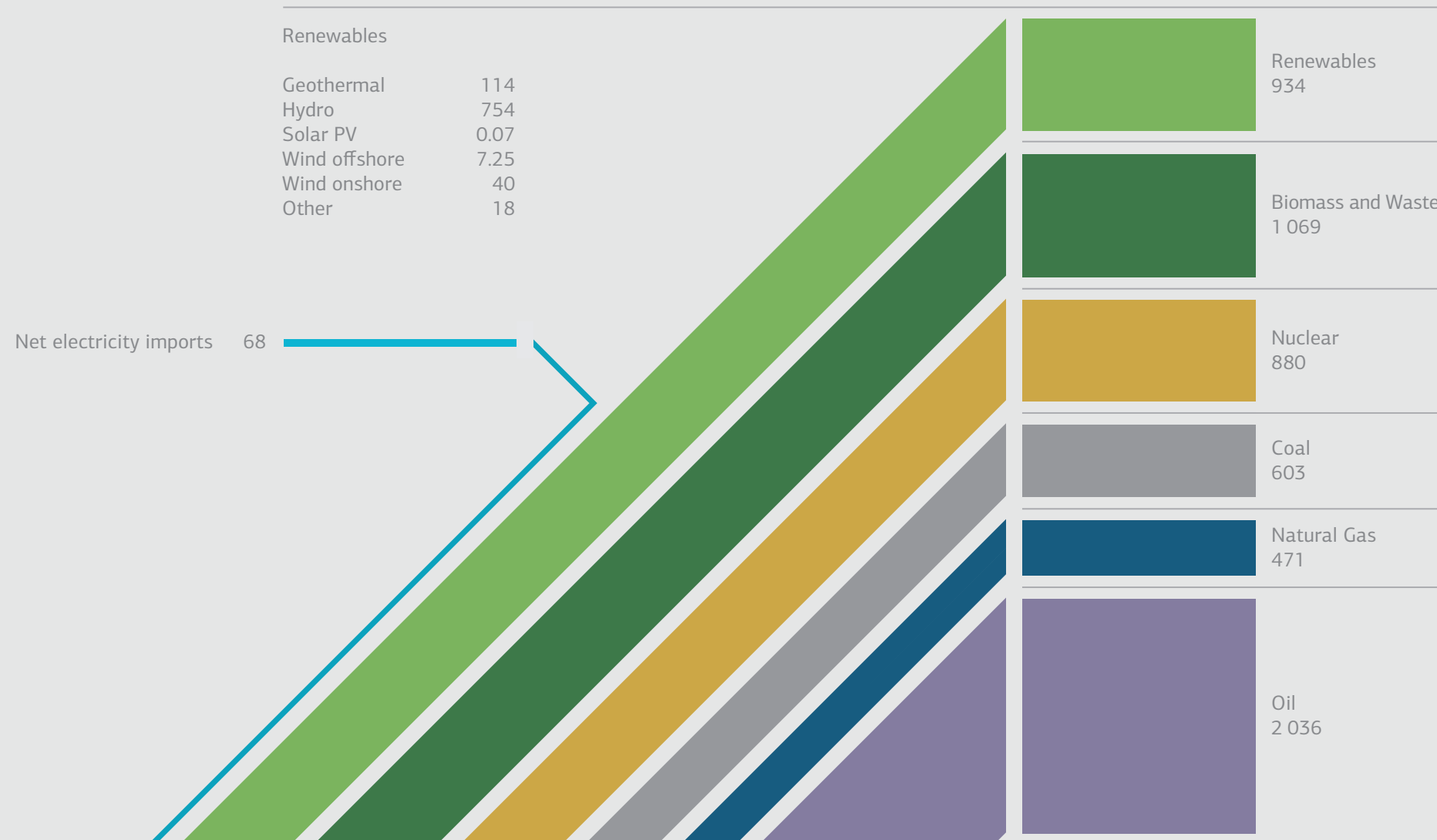
Denmark, Finland, Norway and Sweden share a common electricity market and have significant cross-border trade in electricity. A further increase in electricity trade is an important factor in achieving the scenarios outlined in the Nordic ETP.

Trade volumes vary from year to year, influenced by winter temperatures and inflow to the region's hydropower reservoirs. In recent years Finland has been a net importer, while Norway, Sweden and Denmark have fluctuated between being net importers and net exporters.

Notes: Flows are expressed in TWh.
Flows below 0.1 TWh are not shown.
Source: Nord Pool Spot.

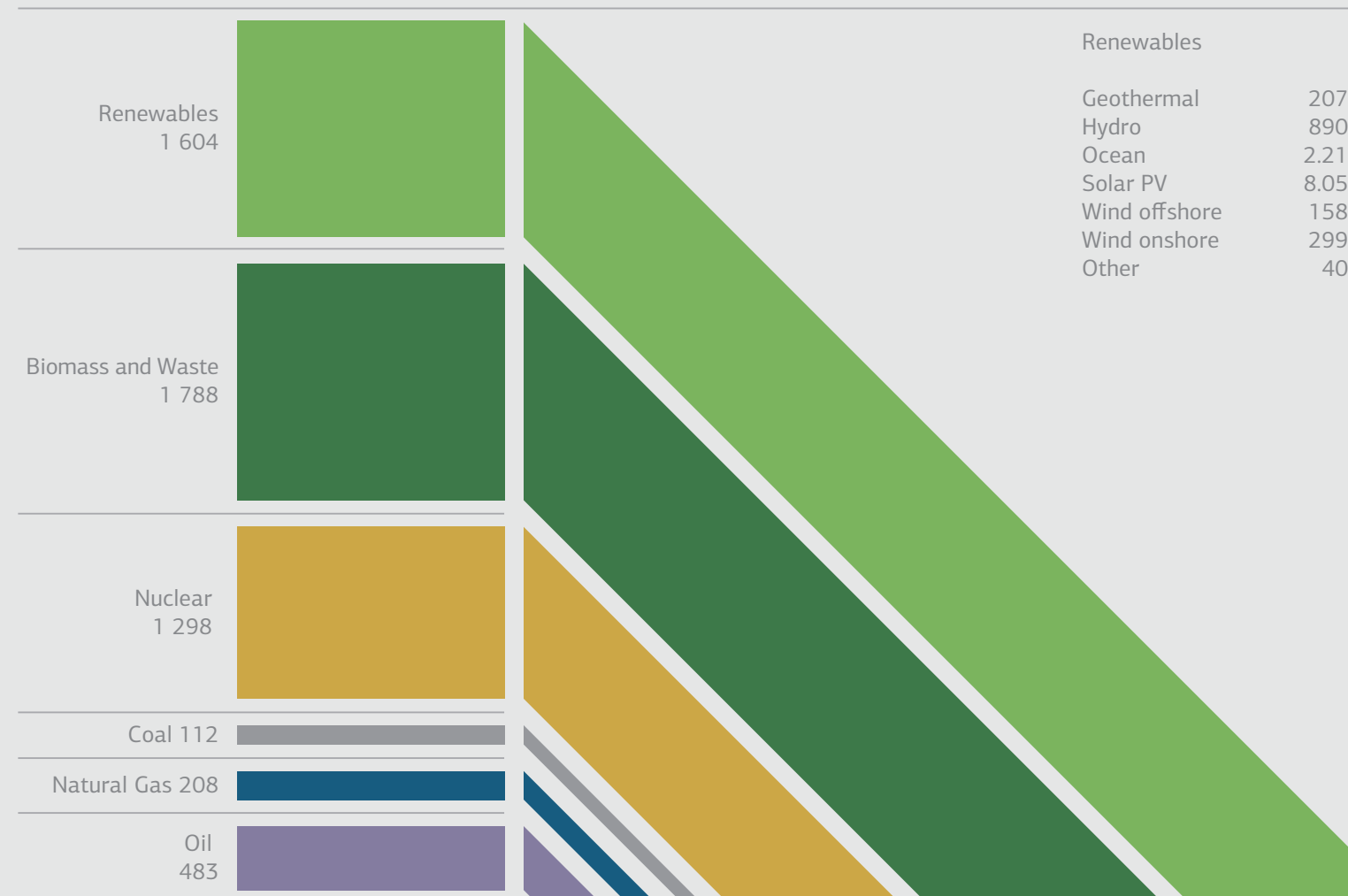


Energy supply
5 993 PJ

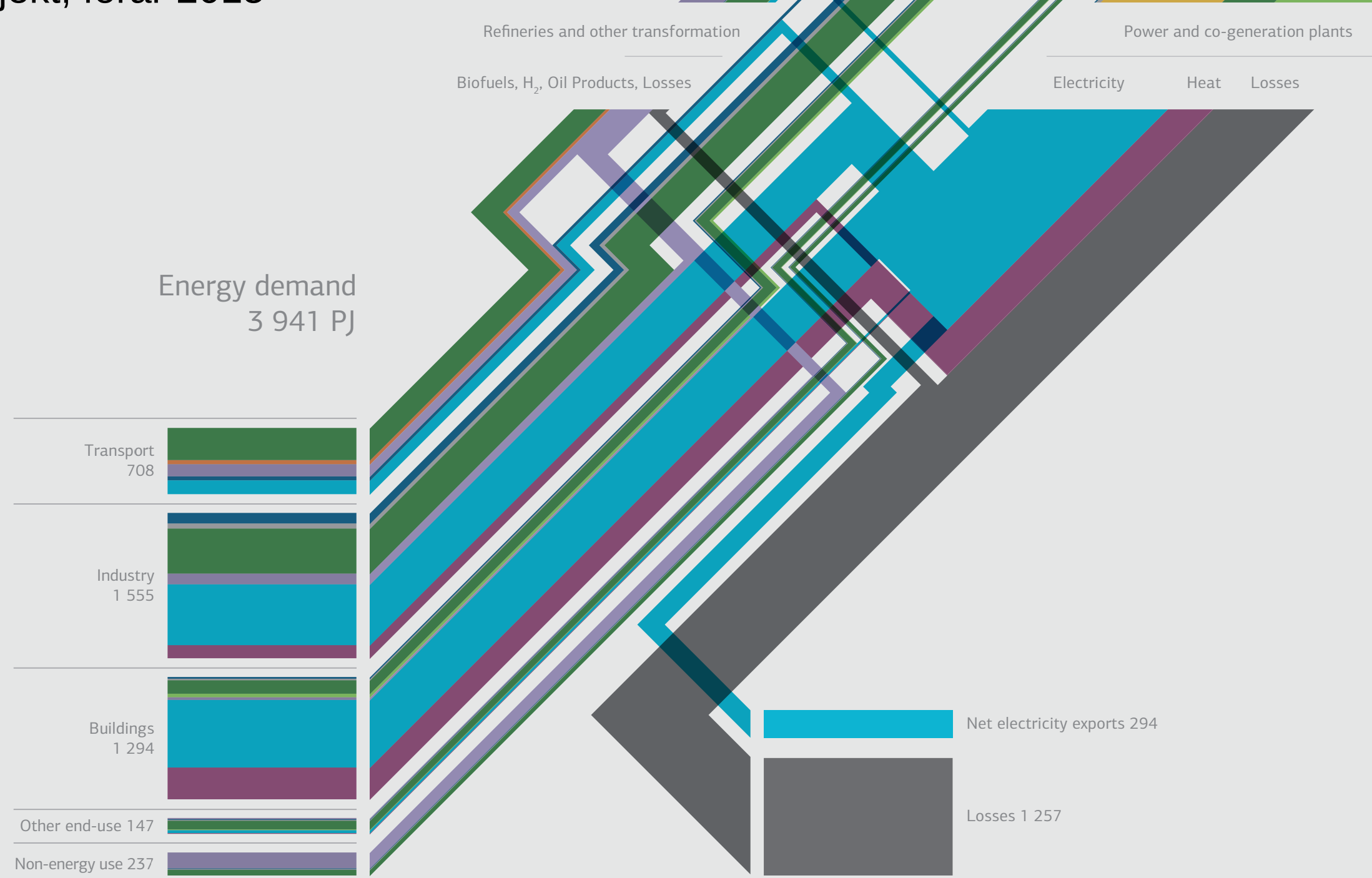


2050

Energy supply
5 493 PJ



HD(IB) Afgangsprøjt, forår 2015



Antal anslag 145.890

Kim Andersen Sangild

Comparison between 2010 and 2050 in the Carbon-Neutral Scenario (CNS), all values in petajoules (PJ)

Energy flows derive from IEA data and analysis. Flow widths are proportional to flow magnitudes, flows smaller than 8 PJ are represented with the same width to improve readability. Totals may not equal the sum of their components due to rounding.

Energy demand breakdown - Transport				
	Freight		Passenger	
	2010	2050	2010	2050
Air	13	11	121	101
Heavy road	177	75	28	36
Light road	101	76	486	214
Rail	15	31	5	15
Sea	176	181	20	20

Energy demand breakdown - Industry		
	2010	2050
Aluminium	173	137
Cement	29	22
Chemicals and petrochemicals	300	232
Iron and steel	185	128
Pulp and paper	512	443
Other industry	407	593

Energy demand breakdown - Buildings				
	Residential		Services	
	2010	2050	2010	2050
Appliances and misc. equipments	155	188	197	235
Cooking	20	25	-	-
Lighting	47	49	57	26
Space cooling	17	20	14	15
Space heating	538	374	243	179
Water heating	112	114	52	74

1	Executive Summary	4
2	Baggrund.....	5
2.1	Det nordiske elektricitetsmarked	5
2.1.1	Dannelse af spotprisen	6
2.1.2	Produktionsmetoder	7
2.1.3	Balancemarkedet.....	10
2.1.4	Subsidier	11
3	Kriterier for valg af empirisk objekt.....	13
4	Problemidentificering.....	13
5	Problemformulering	14
6	Afgrænsninger	14
7	Litteratur.....	15
8	Teorivalg	16
8.1	PEST – omverdensanalyse	16
8.2	Porters Five Forces	16
8.3	Cournot-konkurrence	17
9	Opgavestruktur.....	18
10	Metodevalg.....	19
10.1.1	Problem identificerings fasen	20
10.1.2	Forberedende undersøgelser	20
10.1.3	Projekt fasen.....	20
11	Politik & CO2.....	22
11.1	Verden/FN	22
11.2	EU.....	23
11.2.1	20-20-20-målene	24
11.2.2	2050 - EU	26
11.3	Norden.....	26
11.3.1	Norden 2050.....	27
11.4	CO2	27
11.4.1	Den Nordiske udledning	29
11.5	Politisk konklusion	31
12	Transmissionskapaciteten	33
12.1	Flaskehalse.....	34

12.2	Forsynings sikkerheden	35
12.3	Det fremtidige transmissionsnet	36
12.4	Sammenhandel.....	38
12.5	Delkonklusion	39
13	Udbud og efterspørgsel	40
13.1	Udbud og produktion af energi	40
13.2	Brændselspriser – Fossile	41
13.3	Historiske og future-kontrakter.....	41
13.4	Kul.....	42
13.5	Gas	44
13.6	De naturlige prisedrivere.....	45
13.6.1	Hydrologi – Magasinernes vandstand.	46
13.6.2	Temperaturer	46
13.6.3	Vinden.....	46
13.7	Elektricitets produktion i Norden	46
13.8	Produktionsværker	47
13.8.1	Vindkraft	48
13.8.2	Vandkraft	48
13.8.3	Kernekraft.....	49
13.8.4	Kræftværker.....	50
13.9	Kapacitetsudviklingen.....	50
13.10	Elektricitets forbrug og efterspørgsel.....	52
13.11	Den teknologiske udvikling.....	55
13.11.1	Energilagring.....	55
13.12	Delkonklusion	56
14	Konkurrenceforhold på grossistmarkedet.....	57
14.1	Den grundlæggende Cournot model.....	57
14.2	Koncentrationen af leverandører på det nordiske elektricitetsmarked.	58
14.2.1	Producenterne.....	59
14.2.2	HHI	61
14.3	Prisforskel i prisområderene	63
14.4	Ensartet pris.....	64
14.4.1	Priser i nærmarkederne.....	66
14.5	Delkonklusion	67

15	Elektricitetsprisen i Norden.....	68
15.1	Den historiske prisudvikling (2000-2014).....	69
15.2	Markedets forventninger til den Nordiske elektricitetsprisen frem til 2018	70
15.3	Forventningerne til den Nordiske elektricitetspris fra 2015 til 2035	70
15.4	Prisforskel på markedsprisen og elektricitet fra vindmøller	72
15.5	Delkonklusion på prisudviklingen.....	72
16	El produktionsomkostninger	73
16.1	De langsigtede marginalomkostninger.....	73
16.2	Delkonklusion.	76
17	Konklusion	77
18	Refleksion	80
19	Litteraturliste.....	81
19.1	Hejmmesider	84

1 Executive Summary

The purpose of this thesis is to investigate and analyze the Nordic onshore wind market, and to determine whether the region can expect investment from institutional investors, without the market being subsidized in 2025.

To determine this, two main questions had to be answered.

- What will the price be for electricity in 2025, and what are the key factors that influence the price? - and,
- What will the production cost for one kWh be, from an onshore wind turbine in 2025?

The external environment has been analyzed, inspired by Porter's Five Forces and the PEST model. The main factors that influence the market price for electricity are the price development of CO₂ and fuel cost as well as the development of the transmission grid.

The fast growing share of wind power in the Nordic energy mix will have a negative impact on the electricity prices from wind turbines. This is because turbines are not able to produce according to the demand, and it is estimated that the prices from turbines will be 17% lower than the market price in 2025. It also has the effect that the prices will be more volatile.

Four major producers, Vattenfall, Fortum, Statkraft and E.ON, dominate the market. Together they produce approximately half of the total production, with Vattenfall as the largest producer with 19 %. To measure the size of firms in relation to the industry, the concentration index (HHI) was calculated. The result indicated that the Nordic market is highly competitive, and interviews confirm that competition is among the different technologies rather than between the producers.

A simple average of 10 different scenarios resulted in a price per kWh in 2025 of DKK 0.35. As mentioned above 17 % must be deducted from electricity prices from wind turbines. This leaves an approximated DKK 0.29 for production cost (including the initial investment).

The predicted production cost for electricity from wind turbines in the Nordic area was compared. The result was that Denmark will be the cheapest country to produce electricity from turbines in, and it is estimated that the cost will be approximately DKK 0.29 per kWh.

It can therefore be concluded that, unless the prices for electricity increase more than predicted, institutional investors will not invest in onshore turbines without subsidies in 2025.

2 Baggrund

Den Europæiske Union (EU) har sat ambitiøse mål for at eskalere andelen af energi genereret fra vedvarende energikilder. Dette vil være en måde at løse de udfordringer vi har mht. global opvarmning og samtidig sikre udbuddet af energi. Tilbage i 2001 udstedte EU et direktiv om, at minimum 12% af medlemslandenes energi skulle komme fra vedvarende energi (VE). Det blev imidlertid klart, da dette direktiv ikke var bindende, at målet om de 12% ikke ville blive opfyldt. Der blev derfor udarbejdet et nyt direktiv i 2009, som var bindende og 20% af EU's energi skal i 2020 komme fra VE, den såkaldte 20-20-20 plan. For at nå dette mål har alle medlemslande et individuelt mål, som er baseret på potentialet i det pågældende land. For de nordiske lande ligger målene højere end gennemsnittet. Målene blev sat ud fra den andel som landene havde i 2004 med mål i 2020. For Danmark var det i 2004 14,5% og målet var 30%, Finland skal forøge fra 29,2% til 38%, Norge (ikke medlem af EU) fra 58,1% til 67,5% og endelig Sverige 38,7 til 49%. I en opgørelse fra Eurostat (2015) fremgår det at Sverige allerede har nået målet med 52,1% (2013), og resten af Norden er tæt på.

Norden og mange andre europæiske lande har liberaliseret deres elektricitetsmarkeder. De vedvarende energikilders produktionsapparater er kapitalkrævende og for blandet for at tiltrække investorer indførte EU et kvotemarkedet for CO₂ - Emission Trading Scheme (ETS systemet) i 2005. Det gjorde EU i den tro, at dette ville være tilstrækkelig, til at VE kunne klare sig på markedsvilkår. Dette viste sig ikke at være tilstrækkelig, hvorfor flere lande indførte nationale subsidier.

Det er dog ikke de nordiske regeringers hensigt at støtte (indirekte eller direkte) sektoren på lang sigt.

2.1 Det nordiske elektricitetsmarked

Følgende afsnit er skrevet med det formål, at give læseren indblik i, hvorledes et liberaliseret elektricitetsmarked fungerer. Endvidere vil afsnitte give læseren en forståelse for, hvilke karakteristika, der er specifikke for det nordiske elektricitetsmarked.

Siden elektricitetsmarkederne blev liberaliseret, er der opstået muligheder for forskellige aktørers ageren på markederne. Producenterne af strøm har et behov for at sælge deres produkt, mens forbrugeren af elektricitet har et behov for at købe produktet. Disse to aktører handler ikke direkte med hinanden, hvilket skaber behovet for mellemlid. For forbrugeren er et eksempel på

en af disse mellemlid en grossist i form af et handelsselskab. Med de liberaliserede markeder har forbrugerene muligheder for at vælge, hvem der forsyner dem med elektricitet. Dermed kan et handelsselskab opnå stordriftsfordele ved at købe strøm ind på vegne af mange kunder.

Producenterne har flere muligheder for at afsætte deres elektricitet. De kan vælge at sælge deres produkt til grossisterne, som så sælger videre til forbrugerne, eller de kan vælge at sælge gennem en børs, hvorved de ikke har direkte kontakt med køberen af elektriciteten. Denne børs har flere funktioner. Den agerer som bindeled imellem producenter, grossister og en tredje aktør som endnu ikke er nævnt. Desuden agerer børsen også som clearing-house, hvilket eliminerer modpartsrisikoen for aktørerne på børsen. Den sidste aktør i markedet er en ren spekulativ aktør. Disse spekulative aktører køber og sælger elektricitet med det formål at tjene penge ved at købe eller sælge på fordelagtige tidspunkter. Aktørerne på børsen kan ligeledes vælge at handle med hinanden uden om børsen, hvilket kaldes bilateral handel. Fordelen ved dette er, at de sparer det clearing fee børsen tager, hvorimod ulempen er, at de i så fald har modpartsrisiko ved at indgå handlen. Nogle markeder, som eksempelvis det britiske marked er karakteriseret, ved en høj grad af bilateral handel, mens de nordiske aktører i høj grad benytter sig af børsen. Omkring 80% af den producerede elektricitet handles via børsen, og de resterende 20% handles bilateralt (nordpoolspot.com). Børsen for det nordiske marked omfatter Danmark, Finland, Norge og Sverige og i de senere år er Estland, Letland og Litauen kommet til, ligesom Tyskland og England også har fået mulighed for at handle på børsen. Nordpool er delt op i finansiel handel og fysisk handel. Nordpool er stedet, hvor der handles forwards, futures og optioner, mens der på Nordpool spot handles day-ahead, hvilket vil sige spothandel (NordREG 2014). Nordpool er udelukkende en energibørs hvor strøm prisen bestemmes på timebasis (Amundsen & Bergman, 2006)

2.1.1 Dannelse af spotprisen

Det er Nordpool, der fastsætter spotprisen. Spotprisen handles day-ahead, hvilket vil sige, at den fastsættes dagen før, den er gældende. Spotprisen fastsættes på timeniveau, men ligger fast inden for timen. Nordpool fastsætter spotprisen ved, at alle aktører på markedet indmelder deres interesser. Det vil sige, at producenterne indmelder, hvad de er villige til/har mulighed for, at producere og til hvilken pris. Forbrugerne melder ligeledes ind, hvad de planlægger at forbruge det næstkommende døgn, og til hvilken pris de ønsker at forbruge de givne mængder. Forbrugerne melder imidlertid ikke ind til Nordpool selv, grossisterne gør det på vegne af

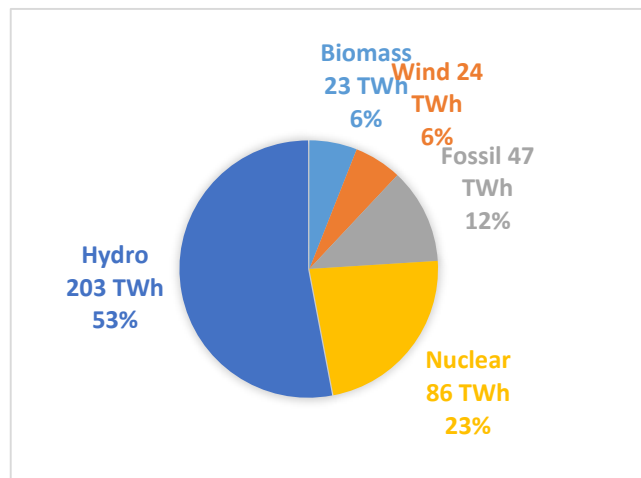
forbrugerene. På baggrund af disse indmeldinger udregnes en fælles spotpris for hele det nordiske område, som kaldes systemprisen. Systemprisen er en teoretisk pris, som ikke tager højde for flaskehalse i det nordiske område. Dermed er den bagvedliggende antagelse om systemprisen, at elektriciteten frit kan bevæge sig imellem alle de nordiske områder. Dette er imidlertid ikke tilfældet. Der er begrænsninger i kapaciteten imellem de nordiske områder, hvilket i praksis vil sige, at de kabler, der eksempelvis fører strøm fra Norge til Danmark kun kan transportere en given mængde strøm. Denne mængde er ikke nødvendigvis tilstrækkelig til at udligne de prisforskelle, der kan opstå imellem områderne. Denne kapacitetsmangel medfører behov for yderligere prismekanismer og dermed opstår der en Electricity Price Area Differentials (EPAD), som er et tillæg for systemprisen. Denne EPAD sikrer, at strømmen så vidt muligt flyder fra høj- til lavprisområder.

Efterspørgslen på elektricitet er relativ uelastisk. Det vil sige, at såfremt prisen på elektricitet ændre sig, vil efterspørgslen ikke ændre sig ret meget. Dette skyldes, at de fleste private, såvel som kommercielle aftagere ikke tilpasser deres forbrug efter prisen. Forenkelet vil en husstand stort set anvende den samme mængde elektricitet, uanset hvad prisen er. Det samme gør sig gældende for virksomheder, der anvender elektricitet som input i produktionen. Denne uelasticitet må antages at være gældende på kort sigt. På lang sigt er det muligt, at specielt virksomheder vil, omlægge deres forbrug af strøm til eksempelvis tider på døgnet hvor strømmen er billigere, hvis det er muligt. Denne uelasticitet på aftager siden medfører, at det i høj grad er produktionsmetoderne, der er bestemmende for spotprisen.

2.1.2 Produktionsmetoder

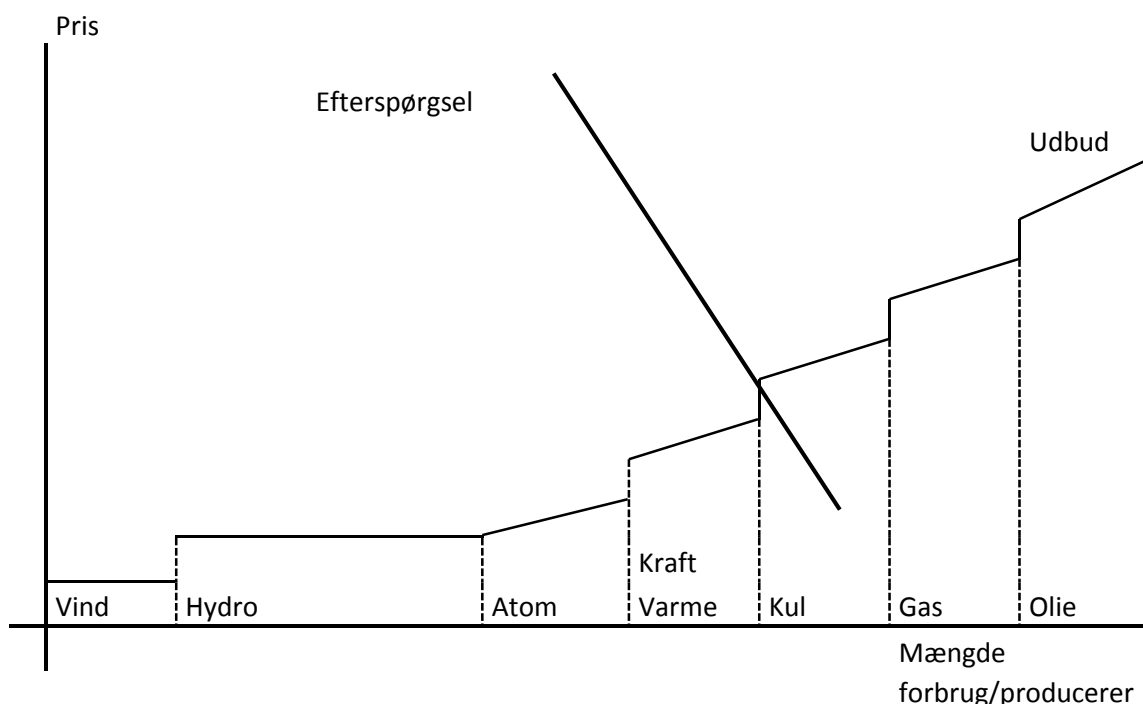
I Norge består stort set alt elektricitetsproduktion af vandkraft. Dette er en relativ billig måde at producere elektricitet på, da inputtet er naturligt (Wolak, F.A. 1999). Omkostningerne ved at producere via vandkraft består derfor hovedsageligt af personaleomkostninger samt vedligeholdelsesomkostninger. I Sverige produceres ligeledes med vandkraft, dog står vandkraften ikke for lige så stor andel som i Norge. Ud over vandkraft producerer Sverige også elektricitet via atomkraft, som ligeledes er en relativ billig produktionsmetode. Danmark og Finland producerer en højere andel af elektricitet via termiske produktionsmetoder, hvilket eksempelvis er kulfyrede værker eller kraftvarmeværker. Disse produktionsmetoder er relativt mere omkostningstunge både set fra en marginalpris-betragtning og en miljøbetragtning. Danmark producerer ligeledes

elektricitet via vindenergi, og har den højeste andel af vindenergibunden produktion per indbygger i Norden – Total set har overhalet Sverige Danmark i 2014 (EWEA – 2015). Speciel Sverige, Danmark og Finland forventer store udvidelser i den samlede vindmøllebestand. Samlet set produceres 53% af nordens energibehov via vandkraft, hvilket medfører, at det nordiske strømmarked er afhængigt af nedbør i de områder hvor vandkraften er placeret.



Figur 2.1 Power generation by power source in the Nordic Region 2013 (ENTSO-E, 2014).

For at illustrere dannelsen af spotprisen og afhængigheden af produktionsmetoderne har jeg udarbejdet nedenstående figur.

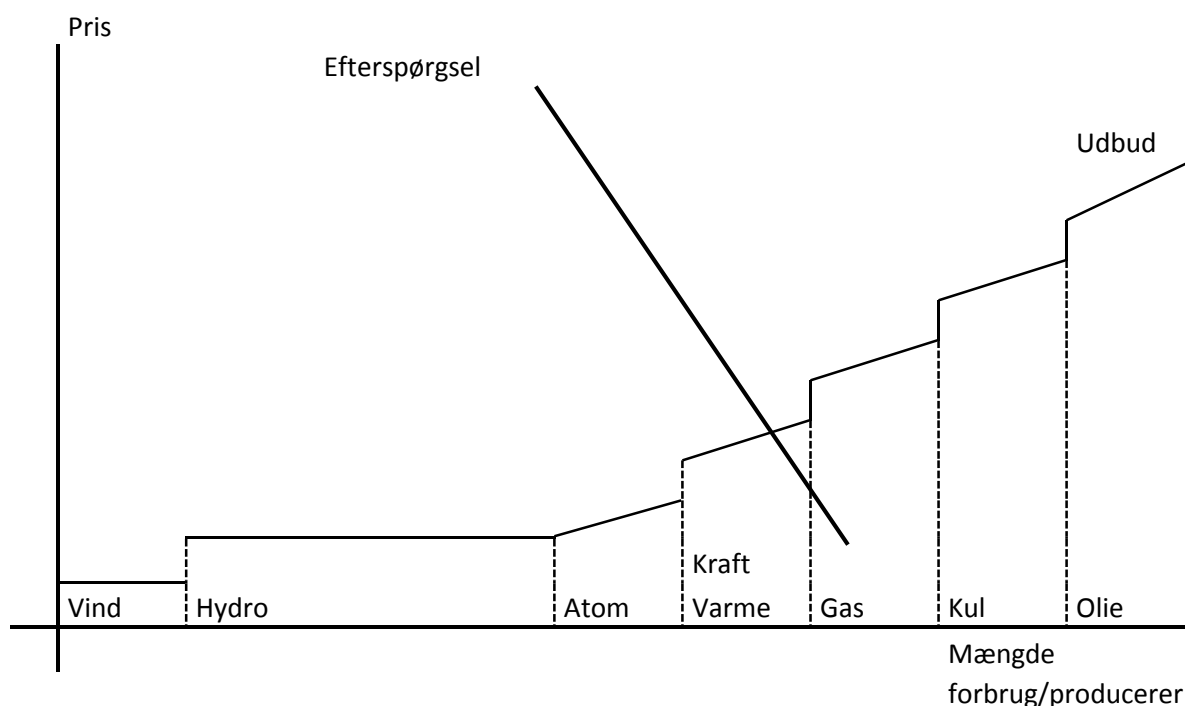


Figur 2.2 – Dannelse af pris (Kilde. Egen tilvirkning)

Ovenstående figur viser, hvorledes udbudskurven og efterspørgsels kurven kunne tænkes at se ud på det nordiske marked. Det ses, at hældningen på produktionsmetoderne med ikke

vedvarende input er opadgående. Dette skyldes, at det ikke kan antages at marginalomkostningerne er ens for alle mængder af input. Det skal imidlertid bemærkes, at kurven ikke tager højde for etableringsomkostningerne, idet at prisen på elektricitet udviser et hop, når der skiftes fra en produktionsmetode til en anden. Det antages at vindmøller og hydro har de laveste marginalomkostninger, da det eneste, disse teknologier, stort set kræver er vedligeholdelse. Selve investeringen til vindmøllen/hydro kraftværket, kan næsten betragtes som sunk cost, når vindmøllen/hydro kraftværket er opført og derefter er marginalomkostninger, som følger i figuren. Kul-baseret produktion kan imidlertid bytte plads med gas-baseret produktion alt efter hvilke input til produktionen, der er billigst. Som det ses i figuren er den sidst anvendte produktionsmetode bestemmende for spotprisen. Såfremt der eksempelvis er et overskud af vandkraft, vil elektriciteten produceret via vandkraft blive anvendt før elektriciteten produceret via mere omkostningstunge produktionsmetoder. Dette vil alt andet lige sænke spotprisen, hvilket er illustreret i figur 2.3.

Figur 2.3 – Dannelse af spotprisen med yderligere vandkraft (Kilde. Egen tilvirkning).



Det ses i figur 2.2, at marginalomkostningen på kul-baserede produktion er bestemmende for spotprisen, mens det i Figur 2.3 er marginalomkostningen på kraftvarme baserede produktion, der

er bestemmende for spotprisen. Dermed medfører den øgede vandkraft i figur 2.3, at spotprisen alt andet lige er lavere, end hvis ikke der var øget vandkraft.

Som før nævnt har Norden en stor andel af vandkraft, hvilket gør Norden relativt afhængig af nedbør. Vandkraft kan dermed medføre, at spotprisen udviser færre spikes alt andet lige (Jong, 2006). I tidligere forskning ses det, at den nordiske spotpris har en mindre andel af spikes, hvorfor der argumenteres for, at denne mindre spikeaktivitet skyldes, at vandkraft indirekte kan lagre elektricitet (Jong, 2006). Dette er efter min mening kun delvist sandt. Vandkraft kan lagre elektricitet i situationer med normal vandstand i magasinerne og i disse situationer kan der på anlægget vælges at åbne mere eller mindre på turbinerne. Dermed kan det indirekte bestemmes, hvornår elektriciteten skal produceres. I situationer med lidt nedbør over en længere periode, vil der være for lidt vand i magasinerne. Denne mangelsituation medfører, at anlæggene ikke kan producere, selvom det ønskes. Dermed vil spotprisen være udsat for spikes i samme grad som andre markeder, og man vil tilmed opleve en forhøjet spotpris, idet en stor del af den normale udbudskurve ikke længere vil være til stede som i Figur 2.2. Når det er overskud af vand i magasinerne eksempelvis i den periode, hvor sneen smelter, vil anlæggene være tvunget til at producere. Dette vil skabe en lavere spotpris, samt muligheden for negative spikes. Dermed er det muligt at det nordiske marked ikke oplever spikes i samme situationer som andre markeder, der er afhængige af termisk produceret elektricitet.

2.1.3 Balancemarkedet

Et sidste karakteristika ved markedet for elektricitet knytter sig til den fysiske del af markedet – balancemarkedet. På balancemarkedet sørger TSO'erne (Transmission System Operators) for, at markedet altid er i balance. TSO'erne er de systemansvarlige for hvert land, hvor det i Danmark er Energinet.dk. Såfremt markedet ikke er i balance opstår der enten en situation, hvor der er underforsyning, hvilket resulterer i blackouts, eller der opstår der en situation med overforsyning, hvor der opstår spild. Balance opretholdes ved, at der på reservemarkedet står producenter til rådighed, som enten kan regulere op eller ned for deres produktion. Hvem der skal regulere sin produktion bestemmes ligeledes på balancemarkedet, hvor producenterne kan melde ind, hvad de ønsker at regulere med, og til hvilken pris. Efterfølgende fastsætter Energinet.dk, hvor meget regulering, der er brug for, og beder producenterne om at regulere deres produktion derefter. Energinet.dk er midlertidigt forpligtet til at bruge det laveste bud først. Balancemarkedet er

marginalt fastsat, hvilket vil sige, at alle, der indgår i reguleringen, modtager den pris den sidst anvendte producent har meldt ind.

Alle ovennævnte mekanismer sikrer, at det er muligt at have et liberaliseret nordisk elektricitetsmarked. Specielt det sammenlagte nordiske marked udtrykt via systempriser sikrer, at det liberaliserede marked, alt andet lige, er mere likvidt, og dermed mere effektivt prisfastsat. Såfremt markedet ikke er likvidt ville det, alt andet lige, være sværere at udnytte arbitrage muligheder, og dermed tvinge priserne på de finansielle produkter mod deres markedsværdi.

2.1.4 Subsidier

Indtægterne fra en vindmølle på de nordiske markeder kommer ikke blot fra elektricitet, men også fra politiskbeslutede tilskud.

I Norden, ligesom i mange andre EU lande, er der fokus på tre hovedmål i klimapolitikken:

- At reducere CO₂-udledningen,
- At øge andelen af vedvarende energi (VE)
- At reducere energiforbruget/øge energieffektiviteten (Amundsen & Mortensen, 2008).

Traditionelt har disse mål været søgt opnået gennem tiltag som investeringssubsidier, skattelettelser, afgifter, og subsidier per produceret enhed. I de senere år er markedsmekanismen dog i højere grad blevet taget i brug for at stimulere til en øget grad af målopfyldelse. Mest kendt er kvotemarkedet for CO₂, som for EU's vedkommende, har været aktivt siden 2005 i det såkaldte Emission Trading Scheme (ETS systemet), men også andre "systemer" har vundet indpas. Det drejer sig blandt andet om markeder for "omsættelige grønne certifikater" for at øge andelen af VE, og markeder for "omsættelige hvide certifikater" for at reducere energiforbrug og at fremme energieffektivisering (Amundsen & Mortensen, 2008).

2.1.4.1 Grønne certifikater (Norge & Sverige)

Markeder for omsættelige grønne certifikater er vokset frem for at stimulere produktionen af elektricitet baseret på VE ("grøn" elektricitet). Grønne certifikater ses som et alternativt til forskellige typer af såkaldte "feed-in tariffer" som bruges i mange lande – blandt andet i Finland¹.

¹ I Finland blev det i 2010 besluttet at de første 2.500 MW vindøller som bliver tilslutte nettet, vil få en "høj" fast afregningspris, garanteret af staten. Det forventes at de 2.500 MW er tilsluttet i løbet af år 2016-2018.

Der findes forskellige systemer for grønne certifikater, men fælles for dem er, at de søger at erstatte direkte offentlige subsidier til VE ved brug af markedsmekanismen. Mere præcist er formålet at skabe et marked, hvor forskellige typer af grøn elektricitet kan konkurrere på lige vilkår således, at det offentlige slipper for at blive direkte involveret i sektorens investeringsbeslutninger (Amundsen & Mortensen, 2008).

Flere lande i Europa har indført, eller har planer om at indføre, markeder for grønne certifikater. Holland startede allerede i 1998 med at indføre et system med såkaldt "green labeling", som er et frivilligt system. I modsætning hertil har Storbritannien og Sverige/Norge introduceret obligatoriske systemer. Danmark har ligeledes haft tanker om at indføre el-certifikat systemet, men har valgt en anden tilskudsordning. De danske vindmøller, som opstilles i dag, modtager et tidbegrænset tilskud fra Staten (kommer an på, hvor meget de producerer, men i ca. 5-6 år) på DKK 0,25 øre pr. kWh. I bilag 1 findes en oversigt over de forskellige afregningssystemer i Norden.

2.1.4.2 Markedets opbygning

Som ethvert andet marked består markedet for grønne certifikater af en sælger og en køber.

Sælgerne er kraftproducenterne, som modtager grønne certifikater i en mængde, der svarer til den grønne elektricitet de leverer til nettet. Producenterne modtager således både engrosprisen og værdien af et grønt certifikat for hver MWh, som producenten leverer af grøn elektricitet.

Køberne af grønne certifikater er forbrugere/transmissionsselskaber, som af myndighederne er pålagt at holde en bestemt andel (angivet ved det såkaldte "procentkrav") af grønne certifikater i forhold til hvor meget, der totalt forbruges af elektricitet (både grøn og "sort" ²elektricitet).

Efterspørgslen efter grønne certifikater er altså direkte afledt af efterspørgslen på elektricitet. På baggrund af udbud og efterspørgsel dannes der en certifikatpris (Amundsen & Mortensen, 2008).

Subsidierne vil, ud over CO₂ kvoter, ikke blive berørt yderligere, da problemformuleringen netop omhandler, at der ikke ydes tilskud i form af subsidier.

² "Grøn" elektricitet er specificeret af energimyndighederne. I Sverige og Norge omfatter denne kategori bl.a. elektricitet produceret ved vindkraft, biomasse, og elektricitet i små vandkraftværker. Betegnelsen "sort" står for elektricitet, som ikke er grøn i ovenfor nævnte betydning. Betegnelsen "sort" kan virke uheldig da den også omfatter elektricitet produceret i de eksisterende store vandkraftværker

3 Kriterier for valg af empirisk objekt

Investering i VE har i Norden været et fokusområde længe og ikke blot for regeringen, men også for institutionelle investorer. Denne trend har smittet af på forbrugernes generelle holdning til VE og miljøet. De nordiske lande har indført forskellige subsidier for at fremme udviklingen af VE, men det langsigtede mål er at VE skal være kommerciel og kunne klare sig uden nogen former for tilskud eller begunstigelser, altså på normale markedsvilkår. Forbruget i landene er stagnerende, mens udbuddet stiger, ligesom der effektiviseres på mange fronter.

Mange af de strømproducerende (inden for VE) tiltag, som er idriftsat i Norden, er idriftsat med et tidsbegrænset tilskud fra Staten, og ville ikke kunne finansieres uden dette. Regeringernes ønske om, at vindmøller i fremtiden skal producere strøm uden nogen form for tilskud/subsidier, kan derfor virke langsigtet.

4 Problemidentificering

I forlængelse af ovenstående introduktion, og den teoretiske baggrund, skulle en generel forståelse af Nordiske elektricitets marked været opnået, og det synes nu hensigtsmæssigt at diskutere problemstillingerne i opgaven.

Det er alminelig kendt, at institutionelle investorer i stor stil investerer i VE energi, heriblandt vindmøller. Disse investorer har ofte en politik om ikke at investere i for eksempel våben, og i lande med ditatur-lignende tilstande. Omvendt vil mange virksomheder/institutioner gerne signalere en grøn profil og fremstå miljøbevidste. Det har medført, at netop VE, som investerings objekt, ofte er et fokusområde for mange investorer, og med mindre det er lovmæssigt bestemt, investeres der ikke i noget uden et tilfredsstillende afkast. Afkastkravet varierer alt efter risiko og derudover findes der en række andre forhold, som fastsætter investorens afkastforventninger herunder gearing, finansieringsrenten og interne/eksterne beslutninger.

Investorerne fortrækker (naturligvis) så lave risici som muligt, hvorfor markeder, som tilbyder en langvarig PPA (Power Purchase Agreement) med en pålidelig aftager, fortrækkes. Det eneste land i Norden, som tilbyder dette i dag, er Finland. I resterende nordiske lande er investorerne tvunget til at kalkulere med en usikker markedspris 20 – 25 år frem. Det har bevirket, at mange investorer investerer deres kapital i andre lande, såsom Tyskland, hvor det er muligt at sikre sig en fast elektricitetspris (PPA) i op til 20 år.

5 Problemformulering

For at sikre, at indeværende analyse når et objektivt og anvendeligt resultat, vil dette afsnit identificere problemstillingerne. Det primære problem, som analysen vil forsøge at besvare, er:

Vil institutionelle investorer investere i nordiske onshore vindmøller uden direkte subsidier eller tilskud i år 2025?

Følgende del-problemer er identificeret og formuleret, og vil hjælpe med at besvare hovedproblemet i opgaven.

- Hvordan vil elektricitetsprisen udvikle sig og hvilke faktorer påvirker denne?
 - Hvordan er konkurrencen blandt producenterne?
 - Hvilke politiske tiltag kan vi forvente (hvis nogen) som vil fremme den VE?
- Hvad bliver produktionsomkostningerne for elektricitet i år 2025?

Analysen vil have til formål at indsamle oplysninger, som vil kunne danne grundlag for, hvorvidt det nordiske marked kan tiltrække institutionelle investorer i år 2025.

6 Afgrænsninger

I indeværende analyse benyttet stedsbetegnelsen "Norden" udelukkende om landene Danmark, Finland, Norge og Sverige, da Island og Færøerne ingen indflydelse har på udviklingen af strømpriser i resten af Norden.

Analysen fokuserer på elektricitetsmarkedet for onshore vindmøller. Der vil i indeværende analyse blive fokuseret på de langsigtede faktorer, hvorfor de kortsigtede faktorer kun vil blive beskrevet kortfattet.

Den fremtidige elektricitets pris som analyseres er udelukkende grossistprisen, uden tilskud eller begunstigelser. Dog er indirekte tilskud i form af CO₂ afgifter medtaget, da denne afgift også forventes også at være afgørende for elektricitetspriserne i perioden som undersøges. Der tages udgangspunkt i den sandsynlige udvikling af el-systemer under hensyntagen til planlagt og aftalt energipolitik. Tilgangen svarer til tankegangen bag IEAs New Policy Scenario³, som anvendes i den årlige publikation World Energy Outlook (WEO).

³ *New policies-scenariet*, forudsætter at verdens lande i nogen grad implementerer yderligere energi- og klimapolitikker. I dette scenarie forudses moderat stigende brændselspriser på grund af fortsat stigende efterspørgsel efter fossile brændsler (IEA, WEO 2014).

7 Litteratur

De primære kilder, som er brugt til at analysere elektricitetsmarked, udover videnskabelige artikler, er IEA's World Energy Outlook (2014) der er en international anerkendt, årlig analyse af verdensmarkedet for energi. Publikationen fra Energistyrelsen, Ea Energianalyse samt Dansk Energi, benytter sig alle af fakta fra IEA. Specifikt til det nordiske marked har udgivelser fra NordREG (Forum of Nordic Energy Regulators) været til stor hjælp. NordREG er sammenslutningen af de fem nordiske energiregulatorer fra Norge, Sverige, Finland, Island og Danmark.

Med henblik på at forstå prisdannelsen på markedet findes der en række videnskabelige artikler, grundet den stigende interesse for elektricitets prisernes adfærd de seneste år. Dette skyldes primært liberaliseringen af markeder for elektricitet verden over. Det er en udbredt opfattelse, at deregulering, og dermed øget konkurrence, vil øge effektivitet til gavn for kunderne (Amundsen & Bergman, 2006). I de daværende regulerede markeder var prisudsvingene minimale og under streng kontrol af regulatorer (Staten), der i vid udstrækning fastlagde prisen på grundlag af de gennemsnitlige omkostninger. Derfor var fokus primært på efterspørgslen prognoser, som holdt priserne konstante (Knittel & Roberts, 2005). Omstruktureringen fjernede priskontrollen og fremmede interessen, og som en konsekvens blev pris-volatiliteten øget (Knittel & Roberts, 2005). Elektricitetsmarkederne i Danmark, Finland, Norge og Sverige blev åbnet for konkurrence i produktions- og detailhandel og integreret i et enkelt, nordisk elektricitets marked. Dette var inspireret af troen på, at det ville øge konkurrencen og afledt af det første EU elektricitets markeds direktiv (Amundsen & Bergman, 2006). Liberaliseringen flyttede fokus fra efterspørgsels-prognoser til elprisen og volatilitets-prognoser. For at få indsigt i disse emner, gennemlæses videnskabelig litteratur om emnet.

Til at belyse efterspørgslen er der taget udgangspunkt i en artikel af Aggarwal, Saini, & Kumar (2009), som har identificeret ikke mindre end 40 faktorer som potentielt vil influere elektricitetspriser på markederne verden over. De fleste af disse faktorer er kortsigtede (og måske mindre interessant for indeværende opgave), men det vil give et fundament for at belyse efterspørgslen. Wolak (2000) konkluderer dog, at 75 % af alle bevægelserne på Noor Pool kan forklares med en enkel faktor (kort sigt). Historisk set er dette sikkert korrekt, men fremadrettet, og specielt langsigtet, er der dog flere væsentlige faktorer, som bør undersøges.

Derudover er de politiske beslutninger af stor betydning for vindmølle-ejere. Der er ligeledes en del forskning om dette emne, ligesom publikationer fra de nordiske Energiministerium er gennemgået for at belyse dette emne. Nordic Energy Research udgav en rapport i 2013, som beskriver de nordiske landes politiske målsætninger

For at finde frem til omkostningerne for at producere elektricitet 2025, er specielt en analyse fra Ea Energianalyse (2014) blevet benyttet, sammenholdt med lignende rapporter fra IEA, Elforsk og NVE.

For at kunne beskrive det fremtidige elektricitetsnet som forbinder landene og landene omkring os, er oplysninger fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix og NordPool Spot undersøgt.

8 Teorivalg

I dette afsnit redegøres for de teorier, der vil blive anvendt i analysen. Teorierne vil igennem projektet ikke blive beskrevet detaljeret, hvorfor der i dette afsnit både argumenteres for valget, men også kort redegøres for, hvad teorierne står for og hvordan de anvendes i analysen. Afsnittet har til hensigt at give læseren en forståelse for de rammer, der er valgt for projektet. Udover videnskabelige teorier benyttes logiske forudsætninger, såsom for at skabe en profit, er det nødvendig (på langt sigt) at produktionsomkostningerne er lavere end markedsprisen.

8.1 PEST – omverdensanalyse

En fyldestgørende PEST-analysen vil være for omfattende, og flere punkter vil ikke være relevant for at kunne besvare problemformuleringen, hvorfor kun relevante emner vil blive undersøgt i denne eksterne analyse. Formålet er at analysere de forhold, der omgiver elbranchen, og som vil kunne have en indflydelse på dennes indtjeningsevne. De forhold, der analyseres i en PEST-analyse, påvirker ikke kun den enkelte virksomhed, men hele branchen. Påvirkningerne kan være senere hen. Modellen vurderes derfor at være forholdsvis dynamisk. En ulempe ved modellen er, at den primært er funderet på fortiden. Der er i dette projekt forsøgt at tage højde for dette punkt ved at inddrage eksempelvis politiske forslag, der endnu ikke er vedtaget.

Især de politiske, miljømæssige og teknologiske vinkler er centrale for opgaven.

8.2 Porters Five Forces

Porters Five Forces er ligesom PEST også en ekstern strategimodel. Hvor PEST analyserer de udefrakommende faktorer for hele branchen, er Porters Five Forces en mere direkte og specifik

brancheanalyse. "Porters Five Forces" model anvendes i den eksterne analyse til en vurdering af, hvor profitabel branchen er og dermed, hvor attraktiv den er for nye samt eksisterende konkurrenter. Modellen er bygget op omkring de fem faktorer, som påvirker profitabiliteten i branchen. De fem faktorer er konkurrencen mellem eksisterende udbydere, potentielle konkurrenter, substituerende produkter, kundernes forhandlingsstyrke og leverandørernes forhandlingsstyrke. Formålet med Porters Five forces er at beskrive og analysere branchen for derved at klargøre, hvilke konkurrencemæssige forhold, som er central for projektet. Opgaven går ikke slavisk frem i henhold til de fem faktorer, men fokuserer på de områder der er relevante for opgaven. Det er således primært den generelle konkurrencesituation, som undersøges. Modellen har den ulempe, at den ikke er fremadsigtende, men derimod et billede af, hvordan situationen er lige her og nu.

8.3 Cournot-konkurrence

For at få klarlagt konkurrencen i elbranchen, og dennes betydning for prisdannelser, benyttes Cournot's teori. Producenterne antages at konkurrere med udgangspunkt i kapaciteter og simultant, hvorfor denne model foretrækkes frem for eksempelvis Stackelberg der også konkurrere på mængde, men sekventielt eller Bertrand som konkurrerer på pris. Markedsformen kan ifølge Pepall et al. (2008) definere som oligopol - markedsformen mellem fuldkommen konkurrence og monopol. Pepall et al. (2008) fremhæver, at Cournot-modellen er den mest anvendelige på elektricitetsmarkedet, hvorimod Bertrand modellen sjældent bruges for industrien (Willems et al. - 2009).

Elektricitetsproducenterne antages at konkurrere med udgangspunkt i kapaciteter (Cournot-konkurrence). Dette kan tolkes som et sekventielt forløb, hvor den enkelte producent først investerer i produktionskapacitet blandt andet på baggrund af den forventede efterspørgsel og antallet af producenter. Derefter konkurreres om prisen, efter at produktionen ofte har fundet sted og er leveret til markedet. Cournot-konkurrencen er derfor en mere dækkende beskrivelse af forholdene på elektricitets markedet end en rendyrket priskonkurrence (Bertrand-konkurrence). Bertrand-konkurrence indebærer, at en enkel producent kan sætte sig på hele markedet ved at underbyde sine konkurrenter, hvilket er i strid med de kapacitets-begrænsninger, der gør sig gældende.

En stigende del af den nordiske elektricitet produceres af ikke justerbar (eller kun delvis justerbar) produktionsanlæg. Et godt eksempel er produktionen fra danske vindmøller som, alt andet lige, producerer uanset om der er efterspørgsel eller ej. Det har naturligvis stor indflydelse på prisen. Hvis der produceres mere end efterspørgslen, kan produktionen i værste fald ikke afsættes. Den justerbare produktion, primært fra kul og gas, kan bedre tilpasse produktionen til den efterspurgte mængde.

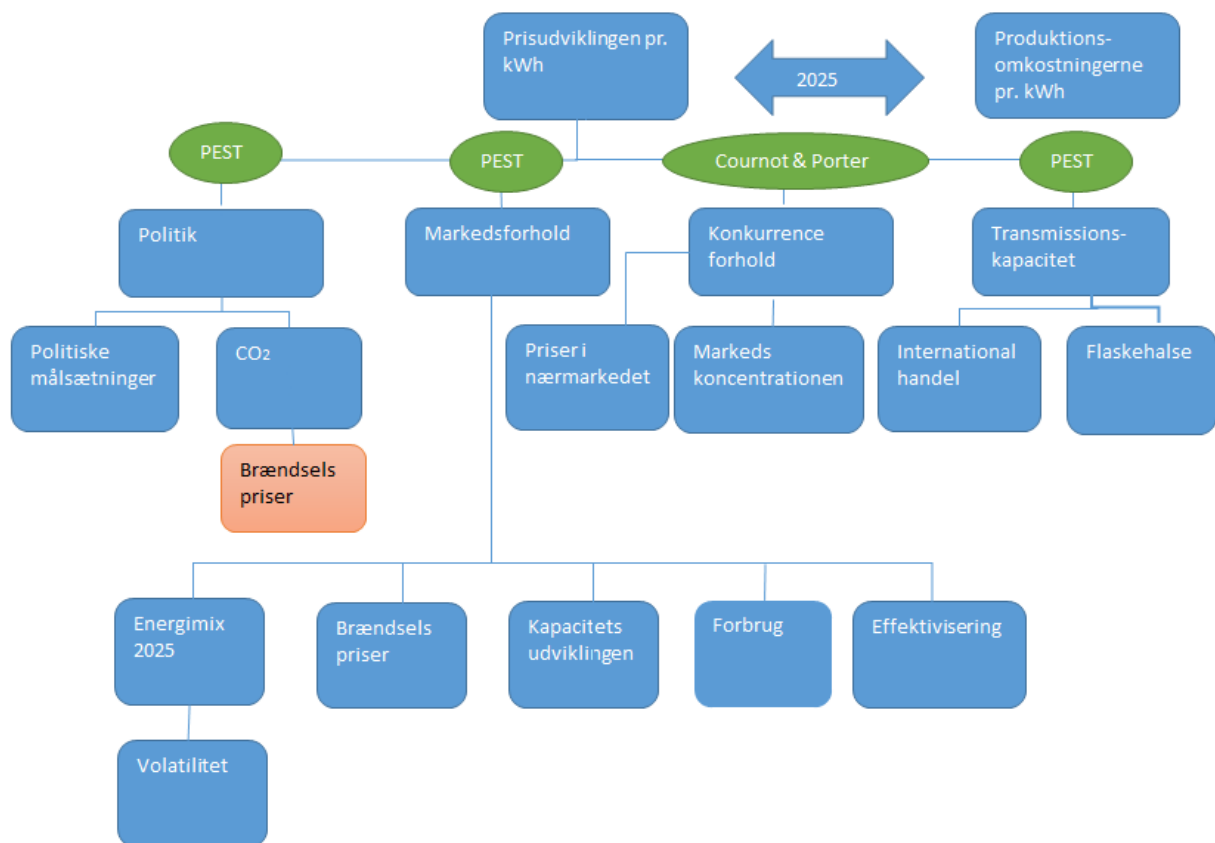
Formålet er at undersøge, hvordan der prissættes i branchen, hvorefter det undersøges, hvorvidt der udøves markedsmagt på det nordiske elektricitetsmarked.

9 Opgavestruktur

Nedenfor er opgavestrukturen i analysedelen skitseret. Strukturen er "straight forward" med en introduktion til det nordiske elektricitetsmarked, efterfulgt af en definition af problemet. Derefter er de valgte teorier og modeller beskrevet samt undersøgelsesmetode.

Analysedelen er opdelt i to primære sektioner, som afspejler de to del-problemer. Første del, som er den mest omfattende, vil analysere, hvordan elektricitetspriserne udvikler sig samt en beskrivelse af de faktorer, der har indflydelse på denne. Anden del vil analysere, hvad det vil koste at producere en kWh fra en onshore vindmølle i 2025. Der indledes med politik, da de politiske målsætninger er centrale for hele udviklingen. Det efterfølges af et afsnit om transmissionskapaciteten som, ligeledes er et centralt emne, og afgørende for at kunne afsætte elektricitet. Udbud og efterspørgselsforholdene beskrives og analyseres, med fokus på udviklingen. Derefter analyseres konkurrenceforholdene, hvor også den potentielle internationale handel analyseres. Første del afsluttes med den prognosticerede udvikling af elektricitetsprisen, som sammenholdes med svaret fra anden del. Konklusionen opsummerer de vigtigste "findings".

Efter analysen er hvert af svarene fra undersøgelses-spørgsmålene blevet besvaret separat og præsenteret så de er brugbare til den endelige konklusion. Den endelige konklusion besvarer problemformuleringen om, hvorvidt institutionelle investorer vil investere i nordiske onshore vindmøller uden subsidier eller tilskud i år 2025. Endvidere vil konklusionen påpege de væsentligste faktorer, som har afgørende betydning for om svarene vil følge den faktuelle udvikling.



10 Metodevalg

I indeværende analyse er den oplagte fremgangsmåde blevet valgt, baseret på at besvare problemformuleringen samt undersøgelsesspørgsmålene. I tilgangen er relevante teorier og modeller anvendt til at undersøge de indsamlede data og informationer.

Udførelsen af analysedelen er opdelt i 3 faser som illustreret herunder.



De to første faser udføres før den egentlige analyse, og metoderne beskriver det arbejde der er involveret i at identificere og definere problemet, som skal undersøges.

10.1.1 Problem identificerings fasen

I den indledende fase er det vigtigt at finde en klar definition og formulering på problemet, som skal undersøges (Saunders, M., Lewis, P. & Thornhill, A. 2009). Formålet med denne fase har været at undersøge, og fuldt ud forstå, hvilke aspekter, der skulle undersøges. Denne meget tidlige del af undersøgelsen kan beskrives som ad-hoc baseret. Fokus har været at generere relevant og værdiskabende undersøgelses-spørgsmål, som vil være behjælpelig med at besvare problemformuleringen. Ifølge metodeteorien af Saunders et al., er det problemidentificeringen og problemformuleringen, som er det centrale element i det pragmatiske paradigme. Data og informationsindsamlingen er i denne fase foretaget gennem ustrukturerede interviews.

10.1.2 Forberedende undersøgelser

Formålet med denne fase har været at identificere og forstå, hvilke mulige undersøgelses-spørgsmål, som er nødvendige for at opgaven får et brugbart resultat. Formålet har tillige været at få opbygget en dybdegående forståelse af problemet.

Det har i denne fase været vigtigt at lave delkonklusioner for at sikre at undersøgelserne/svarene stadig giver mening, og er behjælpelige med at besvare undersøgelsesspørgsmålene.

10.1.3 Projekt fasen

Hvor de indledende fasers formål var at præcisere og forstå baggrunden for problemet, er det i projekt fasen anderledes. I denne fase benyttes den empirisk-induktive metode. Denne metode tillader en mere fri, og mindre struktureret, indsamling og fortolkning af data.

Gennem hele denne fase vil teorier, som benyttes, blive forklaret og formålet med disse. Teorierne vil tjene det formål at forklare data og kontekst og, at opgaven løses ifølge akademiske principper.

10.1.3.1 Interviews

For at få et indgående forståelse for de centrale publikationer, som understøtter denne opgave, blev der afholdt personligt møde med repræsentanter fra Energistyrelsen, Ea Energianalyse, Dansk Energi samt telefon interviewe med NordLB (tysk bank med speciale i projektf finansiering af vindmølleprojekter). Formålet med interviewene har været at finde svar på spørgsmål, som der har været uklarhed omkring, eller information om områder, som det ikke var muligt at finde tilstrækkelig informationer omkring. Interviewene var ligeledes til stor hjælp i forhold til at manøvrere i, og sortere, den store mængde informationer, der er publiceret. Alle interviewes har være semi-struktureret. Denne metode tillod, at det blev mere nuanceret med den mulighed at

bruge impulsive inputs fra respondenter i undersøgelsen. En del spørgsmål har været relateret til, hvordan fremtiden kommer til at tegne sig for energisektoren. Nogle af svarene har været bygget på videnskabelige studier, mens andre har været formodninger fra interviewpersonernes side, men dog kvalificerede formodninger i kraft af interviewpersonernes faglighed. Det formodes, at samtlige interviewpersoner har besvaret spørgsmålene objektivt, og i de enkelte tilfælde, hvor svarene kunne anses for at være subjektive, er de blevet bekræftet fra andre kilder, eller fra tilgængeligt materiale. I bilag 2 findes en oversigt over de afholdte interviews.

11 Politik & CO₂

Selvom udfordringerne, som økosystemerne og økonomien står overfor som følge af klimaforandringer, er større og mere presserende end nogensinde, kan der stilles spørgsmål til, om vi er på rette spor. Ifølge Det Internationale Energiagentur (IEA) er de årlige udgifter til fossil energi mere end fordoblet i perioden 2000-2013, og mere end 60 % af de samlede investeringer i energiforsyningen i 2013 (1 billion USD ud af 1,6 billioner USD) blev brugt på fossil energi.

Ved en fortsættelse af "business as usual" og gennemførelse af allerede aftalte klimatiltag (IEAs "New Policies Scenario") forventes de globale investeringer i energiforsyning at nå op på omkring 33 billioner USD i 2035, herunder 26 billioner USD til udvinding af fossile brændsler og produktion af fossil energi, og det efterlader dermed 7 billioner USD i kulstoffattig energiproduktion.

Hvis den globale opvarmning skal holdes under to grader, mener IEA, at det kræver et fundamentalt anderledes investeringsmønster og et gennembrud på COP21 i Paris i 2015 (WEO 2014). Det påpeges, at investeringsmønstrene skal fokuseres imod kulstoffattig og ren energi – både i skala og hastighed.

CONCITO (Grøn tænketank) er overbevist om, at dette ikke er muligt uden en pris på CO₂, som giver de rette incitamenter og lige konkurrencevilkår mellem fossile brændsler og vedvarende energi samt mellem frontløbere og bagstræbere.

Det politiske afsnit undersøger, hvorvidt vi kan forvente politiske tiltag, som vil fremme de vedvarende energikilder, ligesom EU's kvotesystem (ETS) vil blive analyseret.

11.1 Verden/FN

På det globale plan (FN) er landene enige om, at der skal gøres noget hurtigst muligt for at reducere CO₂ udledningen og forbedre klimaet. Imidlertid kræver en global klimaaftale global enighed, og det har vist sig ikke at være ligetil. Parterne til Klimakonventionen blev i 2011 enige om, at der senest i 2015 skal indgås en ny global klimaaftale med reduktionsforpligtelser for alle parter, som skal træde i kraft senest i 2020

I Durban i 2011 (COP17) blev parterne enige om, at man i 2015 skal vedtage en ny global klimaaftale med reduktionsforpligtelser for alle parter med ikrafttrædelse senest i 2020. Denne aftale får form af en protokol, et andet retligt instrument eller et "agreed outcome with legal force

under the Convention applicable to all Parties". I 2012 i Doha (COP18) vedtog man et arbejdsprogram for forhandlingerne af denne aftale frem mod 2015. Dette arbejdsprogram blev yderligere konkretiseret på COP19 i Warszawa i 2013, hvor man blandt andet enedes om, hvornår i processen frem mod 2015 parterne bør fremlægge deres bidrag til en ny aftale (kebmin.dk – 4.2.2015). Som det tydeligt fremgår, er beslutningsprocesserne omfattende og langsomme.

Hvordan Klimakonventionens principper om "fælles, men differentieret ansvar" (Common But Differentiated Responsibility - CBDR) og "respektive kapaciteter" (Respective Capacities - RC), skal anvendes i en aftale, er et af de store spørgsmål. Man skal man blive enige om, hvordan reduktionsindsatser for alle parter ("applicable to all") skal fortolkes. Ulandene er i klimaforhandlingerne meget fokuseret på, at ilandene som følge af historisk ansvar for udledninger af drivhusgasser, må gå forrest. Ulandene har argumenteret for, at da forhandlingerne om en global klimaaftale er nedsat under Klimakonventionen, skal konventionens principper om CBDR, RC og "equity" (lige adgang til bæredygtig udvikling for alle parter) udgøre hjørnestenene i en fremtidig aftale. Ilandene, herunder EU, har ligeledes anført, at man ikke er ude på at ændre Klimakonventionens principper samt at mandatet fra COP17 fastslår, at en ny aftale skal indeholde reduktionsforpligtelser for alle parter (kebmin.dk – 4.2.2015).

Hvis/når der skal indgås en klimaaftale, er parterne nødt til at finde et kompromis som sandsynligvis vil indeholde et spektrum af differentierede forpligtelser ("spectrum of commitments"), som skal tage højde for landenes formåen og nationale omstændigheder.

11.2 EU

EU importerer mere end halvdelen af al den energi, det forbruger. Dens importafhængighed er særlig høj for råolie (over 90%) og naturgas (66%). Den samlede import er mere end 1 milliard Euro per dag (ec.europa.eu - 4.2.2015).

Mange lande er også stærkt afhængige af få eller en enkelt leverandør, blandt andet nogle, der udelukkende er afhængige af russisk naturgas. Denne afhængighed gør dem sårbare over for forsyningsafbrydelser, uanset om de skyldes politiske eller kommercielle tvister, eller manglende

infrastruktur. For eksempel blev en tvist i 2009 mellem Rusland og transitlandet Ukraine, årsagen til at flere EU-lande havde stor mangel på gas (ec.europa.eu - 4.2.2015).

EU energi politik har til formål at sikre de centrale mål for medlemslandene, som bl.a. er: (IEA – Coal, 2014)

- At EU skal fungere som *et* energi marked
- Garantere forsyningssikkerheden
- Fremme energieffektiviteten
- Udvide produktionen fra vedvarende energi
- Sikre et velfungerende kabelsystem på tværs af landegrænserne

Til trods for enighed om fælles energipolitik, har EU i de seneste år oplevet flere og flere politiske indgreb på lande niveau, som ikke alle er til gavn for investorerne i energisektoren. De seneste nævneværdige eksempler er:

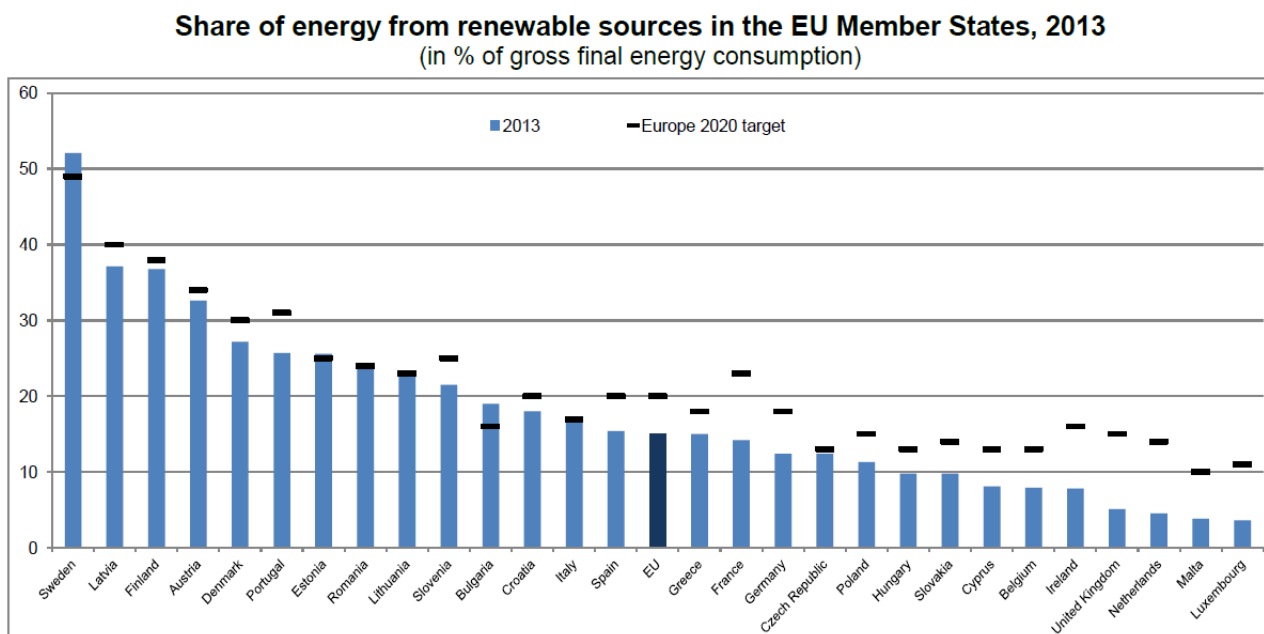
- 2010 Tyskland indfører nukleart skat
- 2011 Tyskland beslutter at kernekraft skal lukkes inden år 2022
- 2011 Belgien indfører nukleart skat
- 2012 Holland tilføjer en kul skat
- 2013 I UK introduceres "carbon floor price" samt stramninger af loven om udledning.

Lignende foranstaltninger er ligeledes indført i en række andre EU-lande.

11.2.1 20-20-20-målene

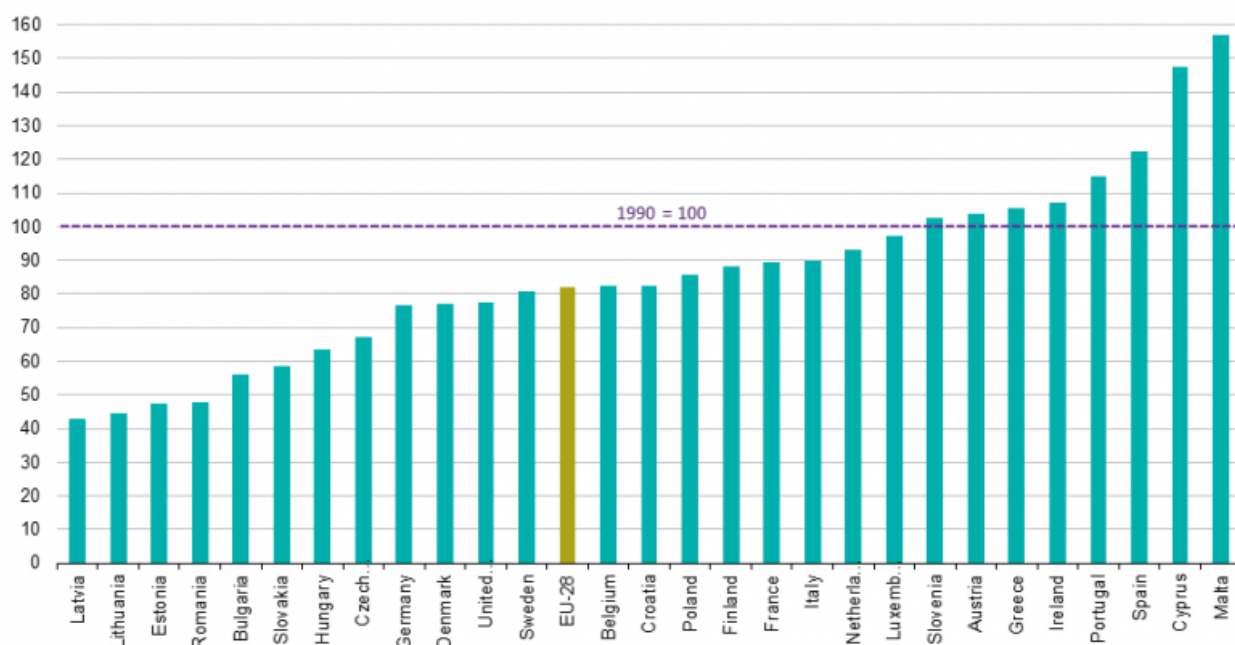
EU blev i 2007 enige om at forpligte sig til den såkaldte "20-20-20-plan" (EU's Klima- og Energipakke) om 20 % mere vedvarende energi i energiforbruget, 20 % reduktion af drivhusgasserne og 20 % forbedret energieffektivitet inden år 2020 (ens.dk – 4.2.2015).

Som det fremgår af figur 11.1 nedenfor er der stadig langt for flere lande om at nå målet om vedvarende energi i energiforbruget. Sverige nåede, som det første nordiske land, målsætningen, i 2013. På et EU-topmøde i oktober 2014 blev medlemslandene enige om et nyt mål på 27% eller mere i 2030.



Figur 11.1 - Kilde: Eurostat (2015)

Det andet mål om at reducere drivhusgasudledningen med 20% (i forhold til 1990) ser ud til at være et overkommelig mål for EU som helhed, mens Spanien, som står for over 7,5% af EU udledning, har store udfordringer, som det fremgår i figur 11.2.



Figur 11.2 – Kilde: Eurostat (2014)

EU-landene nåede i oktober 2014 til enighed om en klimaaf tale, der betyder, at EU skal udlede mindst 40% mindre CO₂ i 2030 i forhold til 1990.

Det tredje mål, om at forbedret energieffektivitet med 20% inden år 2020, er EU ligeledes godt på vej. Ifølge Eurostat havde de 28 EU medlemslande forbedret energieffektiviteten med 11,9% i udgangen af 2013. Der er ikke enighed om, hvilken metode, der skal anvendes for at måle effektiviteten på nationalt plan (se bilag 3), men EU er på rette vej. På et EU-topmøde i oktober 2014 blev medlemslandene enige om et nyt energi-effektivitet mål på 27% eller mere i 2030.

11.2.2 2050 - EU

EU-Kommissionen offentliggjorde i 2011 "Køreplan for en lavkulføkonomi i 2050" (Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050). Køreplanen er Kommissionens forslag til, hvordan EU kan realisere sin langsigtede målsætning om at reducere udledningen af drivhusgasser med 80-95 % i 2050.

11.3 Norden

Norden er stærkt engageret i det internationale klimasamarbejde. Ligesom på øvrige miljøområder forsøger Norden at være en foregangsregion, der viser vejen med de gode eksempler.

Klimasamarbejdet spiller en central rolle i såvel det nordiske samarbejde om bæredygtig udvikling, energisamarbejdet, miljøpolitikken som det arktiske samarbejde og de nordiske globaliseringsinitiativer. Der findes fællesnordiske arbejdsgrupper der har til formål at påvirke den internationale klimapolitik, men ingen decideret fælles klimapolitik.

De nordiske nationale handlingsplaner for VE (NREAPs – National Renewable Energy Action Plans), er som det også fremgår i tabel XX en del højere end EU 20-20-20 plan, og de nationale regeringer har dog også hævet målene for 2020.

Tabel 11.1. RES-target i de nordiske lande (Renewable Energy Sources)

% RES	Denmark	Finland	Norge	Sverige
Niveau i 2004	14,5%	29,2%	58,1%	38,7%
Target for 2020	30%	38%	67,5%	49%
Niveau i 2013	27,2%	36,8%	65,5%	52,1%

Kilde: Eurostat – 2015

De nordiske lande (inklusive Norge) har alle forpligtet sig til at følge målene udstedt fra EU om at reducere udledningen af drivhusgasser. Den store stigning af VE i Sverige i tabel 11.1, har ligeledes en effekt på udledningen, hvorfor det også tyder på at Sverige vil være det første nordiske land

som indfrier målene. Ifølge Eurostats tal (2010) har Norge i modsætning til de øvrige lande øget udledningen i forhold til 1990. Den væsentligste årsag er den høje produktion af olie og gas.

Tabel 11.2. Udledning af drivhusgasser i de nordiske land

Mio. tons	Denmark	Finland	Norge	Sverige
Niveau i 1990	70,4	71,4	51	74,1
Target for 2020	56,3	57,1	40,8	59,3
Niveau i 2012	54,2	62,9	55,6*	59,8

Eurostat – 2015

*Sidste tilgængelig tal (fra Eurostat) for Norge er fra 2010

11.3.1 Norden 2050

De nordiske landes regeringer har sat ambitiøse målsætninger for klimaet, og når det kommer til udledningen af CO₂, er Norden ifølge en analyse fra IEA (Nordic Energy Technology Perspectives - 2013), de mest ambitiøse i verden. Målsætningen er at reducere udslippet af CO₂ med mellem 85 og 100 procent inden 2050. Analysen opfordrer til en fuldstændig decarbonisering af den nordiske el produktion med en stigning i vindproduktion fra 3 % (2012) til 25 % i 2050. Det bliver vigtigt med forbedringer af nettets infrastruktur for at gennemføre dette, og med den rigtige prissætning vil den nordiske region kunne opnå en årlig eksport af el på 50 til 100 TWh på lang sigt. De eksisterende, nordiske vandkraftressourcer kan spille en stadig stigende rolle i balanceringen af det nordeuropæiske el system, konkluderer analysen.

Ikke blot politikerne, men også den brede befolkning, har en høj grad af "social awareness", når det kommer til vigtigheden af VE for at forbedre miljøet. En af de største udfordringer er dog stadig, ifølge IEA, at overbevise borgerne om, at en vindmølle/et højspændingskabel ikke er en visuel gene i deres "baghave", som i fremtiden ikke bliver mindre. I bilag 4 er en oversigt over de nordiske og EU's klima målsætninger 2012 - 2050.

11.4 CO₂

I afsnittet subsidier (2.1.4) blev kvotemarkedet for CO₂, som for EU vedkommende har været aktiv siden 2005, det såkaldte Emission Trading Scheme (ETS systemet), omtalt. Prisen på kvoterne er politisk bestemt og har afgørende betydning for elektricitetspriserne. Siden indførslen har en stor del af det nordiske forbrug af fossile brændsler været omfattet EU's CO₂ kvoteordning.

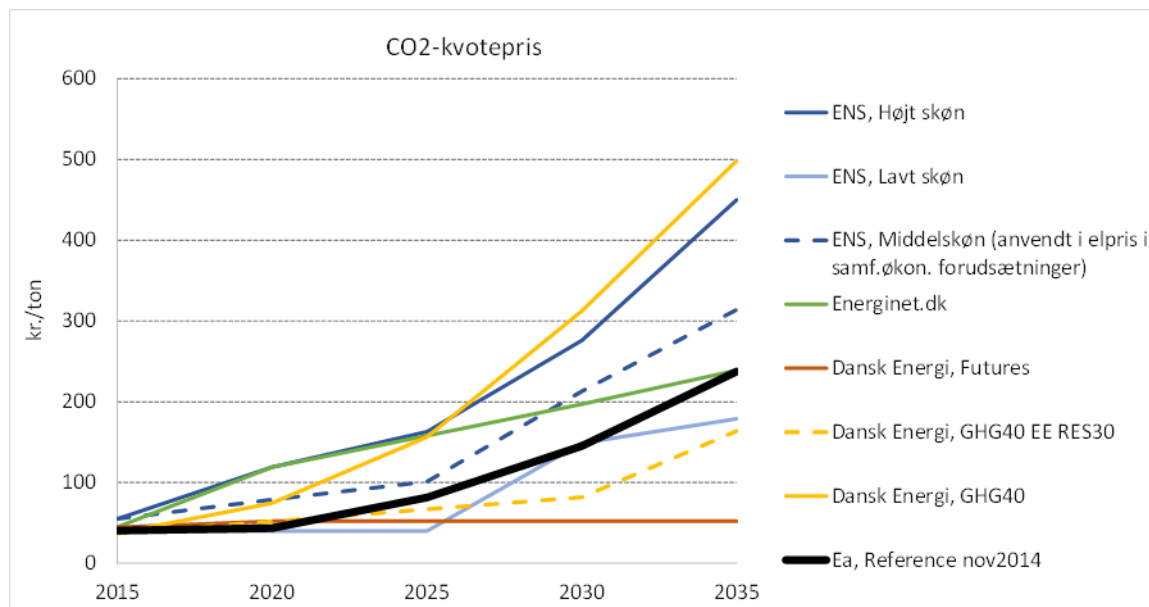
Kvoteringen betyder, at der dannes en pris på CO₂-reduktioner i EU. Den forventede, fremtidige kvotepris udgør grundlaget for fastlæggelse af den samfundsøkonomiske pris på CO₂. Værdien af en reduktion i CO₂-udledning baseres således ikke på skadesomkostningen ved CO₂-udledning, men på den internationale handelsværdi, som CO₂-kvoter har. Elpriserne bliver lavere med lave kvotepriser, da kvoteprisen er en omkostning, der indgår i de marginale produktionsomkostninger på de fossile fyrede el produktionsanlæg og dermed i budprisen på spotmarkedet.

Kvotesystemet går i sin enkelhed ud på, at virksomheder kan købe CO₂-kvoter, der giver dem ret til at forurene. Jo mindre CO₂ en virksomhed udleder, desto mindre kvoter har den tilsvarende brug for at købe. Kvotesystemet (ETS), der i dag er verdens største af sin art, er etableret for at gøre det mere fordelagtigt at bruge alternative energiformer i stedet for eksempelvis kul.

Blandt andet på grund af den økonomiske krise, og den dalende produktion, er efterspørgslen på CO₂-kvoter lav. Det har drevet priserne så langt ned, at systemet ikke længere virker. Da systemet blev etableret i 2005, var den politiske forventning en gennemsnitspris på 30 euro per ton CO₂. I år 2013 var prisen helt nede på knap fire euro, og i dag handel kvoterne til EUR 6,80 (16.04.2015 - EEX). EU har arbejdet på forskellige løsninger, men som det fremgår, er priserne langt fra det oprindelige mål.

Der er stor uenighed om den fremtidige pris på kvoterne, som det også fremgår i figur 11.3, der viser forskellige fremtids beregninger fra henholdsvis Energistyrelsen, Energinet.dk, Dansk Energi og Ea Energy Analyses. De forskellige scenarier fra Energistyrelsen og Dansk Energi er alle baseret på forskellige politiske beslutninger, som måske/måske ikke vedtages og måske/måske ikke bliver realiseret. De politiske vinde kan let ændre sig alt efter, hvad befolkningen mener er vigtigt, og hvad de stemmer på. Den politiske opbakning til at bekæmpe udledningen af drivhusgasser faldt eksempelvis betydeligt under finanskrisen. Den fremtidige CO₂ kvote-pris er central for den fremtidige elektricitetspris, da stigende afgifter medfører stigende priser på produktionen af elektricitet fra specielt kul, men også gas. Stigende afgifter betyder, alt andet lige, højere priser, men også som hensigten er, bedre vilkår for energikilder som ikke udleder CO₂. De interviewede forventer at der kommer et indgreb fra EU, som vil medvirke til at kvoteprisen vil stige.

Futureprisen, som egentlig ville være den optimale fremgangsmåde at anskue den fremtidige pris på, bør ikke tages i betragtning for en pris i år 2025, da den reelt ikke handles mere end 2 år frem.



Figur 11.3 – Kilde: Ea Energianalyse (2014)

Som før nævnte vil den fremtidige kvotepris være centralt for udviklingen af elektricitetsprisen og denne er politisk bestemt, hvorfor usikkerheden er stor. Til at udregne den fremtidige elektricitetspris, vises i afsnit 15, ti forskellige scenarier, hvor de forskellige ovenstående priser bruger i inputtet.

11.4.1 Den Nordiske udledning

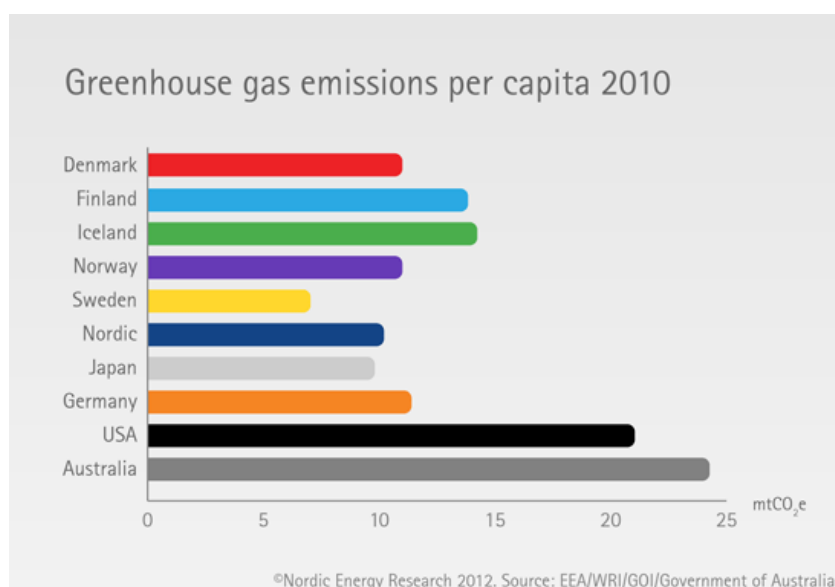
Trods en relativt kulstoffrit elforsyning har Norden lidt højere drivhusgas emissioner per capita end andre industrialiserede lande i Europa og Asien. Dette skyldes dels det kolde klima og dels forekomsten af energiintensiv industri.

Den danske emission er påvirket af landets kulstof-intensive el produktion i forhold til andre lande, men modvirkes af sin mangel på energi-intensive industri. Danmark har været blandt de mest succesfulde lande til at adskille CO₂ udslip og energiforbrug fra økonomisk vækst. Dansk økonomi er vokset med 78% siden 1980, mens CO₂-udledningen er reduceret. Udviklingen afspejler en stigning i energieffektivitet, og øget brug af vind og biomasse i el- og varmeproduktion (Nordic Energy Research - 2015).

Finske emissioner per indbygger er blandt de højeste i regionen, på grund af brugen af fossile brændstoffer i sin el mix og dets betydelig industriel aktivitet.

Norges relativt høje energiforbrug per capita opvejes af sin VE forsyning af elektricitet, men signifikant er råolieudvinding, som tegner sig for omkring 16% af landets emissioner. Den eksporterede olie og gas medregnes ikke som en del af norske emissioner. Hvis de gjorde, ville de samlede emissioner være mere end ti gange så høje. Sveriges udledning per capita af drivhusgasser er de laveste i Norden. De er blevet reduceret betydeligt i de seneste årtier, trods økonomisk vækst. De to vigtigste faktorer i denne reduktion har været indførelsen af atomkraft i 1980'erne og en overgang fra olie til biobrændstoffer i produktionen af fjernvarme.

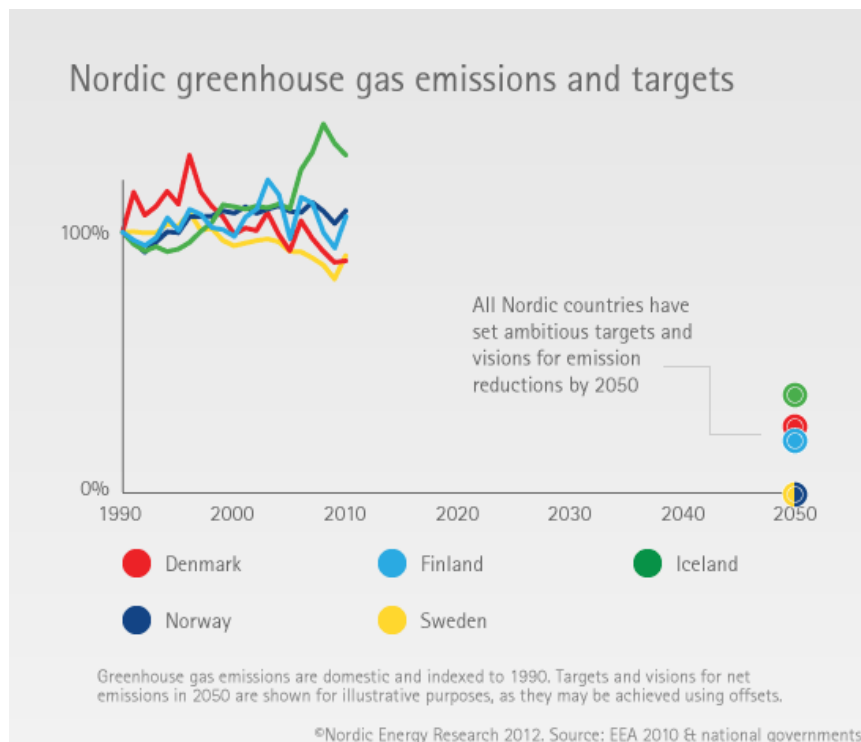
Figur 11.4



Kilde: Nordic Energy Research - 2012

De nordiske ambitioner frem mod 2050 ses i figur 11.5 nedenfor. Både Sverige og Norge har forventninger om at blive 100% "Carbon Neutral", mens Danmark og Finland "blot" reducerer kraftigt. Det påtænkes her, at landene køber emissioner kvoter for at kompensere for udledningen.

Figur 11.5. Nordisk udledning af drivhusgasser frem til 2050.



Kilde: Nordic Energy Research - 2012

11.5 Politisk konklusion

Der er ingen tvivl om, at verdensmarkedet vil regere på de klimaforandringer, der opleves.

Spørgsmålet er blot med hvilken hastighed, og med hvor stor styrke. Det samme er gældende for EU, hvor det dog synes at være lettere at nå til enighed om fremtiden.

Norden har vist initiativ og vilje til at gå videre end de internationale aftaler. Ambitiøse, langsigtede mål viser klart, at de nordiske lande er motiverede til at gå endnu længere i fremtiden. Den nordiske befolkning er ligeledes særdeles miljøbeviste og pro VE. En ikke ubetydelig udfordring kan dog blive at overbevise befolkninger om, at det er ok at opstille en vindmølle "i deres baghave". De nordiske lande har stor samfundsøkonomisk interesse i at være med i forreste række når det kommer til vedvarende energi. Udover arbejdsplaser og eksport fra sektoren, er der ligeledes store muligheder for, at Norden kan blive stor eksportør af elektricitet.

Norden kan, også i fremtiden, forvente politiske tiltag for at fremme den vedvarende energi. Hvis det viser sig, at vindmøller ikke er rentable i 2025, tyder alt på at de nordiske regeringer vil subsidiere industrien. For at indfri EU klima ambitioner er det nødvendig med tiltag.

EU's kvote system (ETS) fungerer reelt ikke som det er i dag, hvorfor det vil være et oplagt at revidere systemet. De politiske forventninger til kvote prisen var oprindelig EUR 30 per ton. I april 2015 blev kvoterne handlet til EUR 6,80 på den tyske børs (EEX). Forventningerne er dog at der vil kommet et indgreb fra EU's side, som vil medvirke til at kvoteprisen stiger, og derefter fungerer efter hensigten.

12 Transmissionskapaciteten

Indeværende afsnit er beskrevet, da forbindelserne mellem Norden og resten af Europa har stor betydning for det fremtidige flow af elektricitet, og dermed elprisen.

De nationale elektricitetsnet har været forbundet i flere årtier, primært for at sikre forsyningssikkerheder. Med liberaliseringen af energimarkederne i slutningen af 1990'erne blev handel med elektricitet på tværs af grænserne en realitet. Handlen var oprindeligt temmelig begrænset af nettet, eller mangel på samme, på tværs af landegrænserne, men i de senere år er disse blevet også blevet udbygget, og flere er planlagt. En milepæl i integrationen af EU's el marked blev opnået i 2010 med koblingen af de nordvestlige europæiske markeder (Tyskland, Frankrig, Holland, Belgien og Luxembourg). Efterfølgende er andre markeder blevet koblet til grossistmarkeder, hvilket har resulteret i en mere ensartet grossistpris. Som eksempel beskriver IEA, at i 60% af timerne er prisen den samme i ovennævnte lande, hvorimod den før koblingen kun var 1% af timerne på et år (The impacts of Global Coal Supply on Worldwide Electricity prices, IEA – 2014).

I februar 2014 blev det grænseoverskridende priskoblingsprojekt for North-Western Europe (NWE) en realitet. Fire elbørser og 13 eltransmissionsselskaber (Transmission System Operators) fra 15 lande - Belgien, Danmark, Estland, Finland, Frankrig, Tyskland, Østrig, Storbritannien, Letland, Litauen, Luxembourg, Holland, Norge, Polen og Sverige – har nu fælles regler og én fælles prisberegning, når strøm transporteres over grænserne i Day-ahead-markedet. Meningen med priskoblingsprojektet er at sikre, at strømmen bliver produceret, hvor den er billigst, og bringes hen til forbrugerne med størst behov (Energinet.dk – 2014). NWE-området dækker 75 % af Europas samlede el produktion, hvilket er mere end 2000 TWh om året.

EU-Kommissionen og the European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) sigter mod at koble spotmarkederne sammen for hele EU inden udgangen af 2015. På kort og mellemlang sigt er der dog stadig en begrænset kapacitet i nettet til at hele EU får et marked uden flaskehalse. Der er stor forskel på mulighederne for at videresende elektriciteten landene imellem, hvor visse markeder er fuld integreret, mens andre stadig oplever knaphed i perioder med høj efterspørgsel.

I en forenklet beskrivelse af det aktuelle transmissionsnet i EU, kan EU opdeles i 8 zoner.

- **Central-Vest:** Holland, Belgien, Frankrig, Luxembourg, Tyskland, Schweiz (ikke EU), Østrig og Danmark-Vest
- **Øst:** Polen, Tjekkiet, Slovakiet, Ungarn og Slovenien
- **Nord:** Norge (ikke et EU-land, men integreret i det liberaliserede EU elektricitet marked), Sverige, Finland og Danmark-Øst
- **Baltikum:** Litauen, Letland og Estland
- **GB / Irland:** UK og Irland
- **Iberia:** Spanien og Portugal
- **Italien**
- **Syd-Øst:** Rumænien, Bulgarien og Grækenland

De nordiske TSO'er indgår alle i en række samarbejder både bilateralt, regionalt, og på europæisk plan i ENTSO-E. I internationalt sammenhæng er de nordiske TSO'er ikke specielt store, hvilket medfører, at deres ønsker ikke altid bliver tilgodeset, når der skal findes et kompromis. Ifølge Energinet.dk er gevinsterne dog samlet set langt større end ulemperne i at deltage i det internationale samarbejde.

12.1 Flaskehalse

Et godt eksempel på førømtalte flaskehalse er forbindelsen mellem Jylland og Tyskland. Den har i den seneste tid været til stor debat (Energiwatch.dk 24.4.2015). Forbindelsen er den eneste landforbindelse mellem Norden og den centrale Europa, og derved utrolig vigtig. Forbindelsen udgør 40% af den samlede kapacitet fra Norden mod det centrale Europa. Danmark er en slags transitland for Norden, hvorfor flaskehalsen også rammer vores naboer. Problemet opstår, fordi det tyske net ikke er tilstrækkelig udbygget, samtidig med en stigende vindproduktion i Nordtyskland. Det medfører, ifølge Dansk Energi, et tab i eksportomsætningen på en DKK 500 mio. om året. Den svenske generaldirektør for Svenska Kraftnät (pendant til Energi.dk) opfordrer ligefrem til, at Danmark burde sagsøge Tyskland. Mikael Oldenberg mener, at Tyskland systematisk begrænser forbindelsen til både Danmark og Sverige for at favorisere tysk strømproduktion, hvilket er i strid med EU-reglerne.



Kort 12.1 - Kilde: Nordpool (2015)

På kortet ovenfor ses de forskellige prisområder i Norden og de baltiske lande, ligesom forbindelserne til lande uden for Nordpool område.

12.2 Forsyningssikkerheden

Elforsyningssikkerhed kan defineres som sandsynligheden for, at der er el til rådighed når den efterspørges. Forsyningssikkerhed udgøres således af elnettet og kraftværker i forening. Både kabler til nabolandene og produktionskapacitet i Norden bidrager til forsyningssikkerheden.

Siden midten af 1990'erne, er vindkraften i Norden steget betragteligt, specielt i Danmark, hvor den udgjorde 5% til ca. 33% i 2013 af den indenlandske elforsyning (Vindintegration i Danmark, 2014). De nationale handlingsplaner for VE (NREAPs) for landene omkring om Norden viser

ligeledes en kraftig udbygning af vindkraft fremover (specielt Tyskland). Som bekendt afhænger elproduktionen fra vindkraft af, hvor meget det blæser, ligesom det ikke er en nyhed, at udfordringerne ved at integrere vindkraften i el systemet stiger efterhånden som vindkraftandelen øges. De interviewede påpeger alle vigtigheden af et fleksibelt elsystem med tilstrækkelig kapacitet, som også kan sikre forsyningssikkerheden til forbrugerne, når det ikke blæser.

12.3 Det fremtidige transmissionsnet

Oplysningerne om eksisterende, og fremtidige transmissionslinjer i tabel XX stammer fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix og NordPool Spot. De planlagte er fastlagt ud fra en gennemgang af TSO-oplysninger og ENTSO-E Ten Year Development Plan 2012.

Opgraderinger giver følgende NTC Matrix i 2025 (ikke alle linjer er vedtaget, men planlagte). I tabellen står afsenderlande til venstre, modtager øverst. De fleste kabler er dog symmetriske.

	AT	BE	DE	DK2	DK1	FI	FR	GB	IE	NL	NO	SE
AT			7000									
BE			1000				2300	1000		1400		
DE	7000	1000		1000	3000		2900			3500	1400	615
DK2			985		600							1700
DK1			3000	590				1000		700	1700	740
FI												2350
FR		3000	2500					4000				
GB		1000			1000		4000		780	1000	2800	
IE								500				
NL		946	3500		700			1000			700	
NO			1400		1700			2800		700		3695
SE			615	1300	680	2750					3995	

Tabel 12.1 Kilde ENTSO-E (2015).

De ikke farvede felter er de nuværende transmissionslinjer. Blå er planlagte nye transmissionslinjer. Gul er planlagte udvidelse af eksisterende transmissionslinjer (eksisterende og nye).

Som det fremgår er der planlagt en del forbindelser til og fra lande med høje (ex. UK) eller lave (ex. Norge) produktions priser. På kort og mellemlangt sigt vil et kabel mellem Norge og UK få priserne

til at stige i Norge og omvendt. I takt med, at der bygges flere kabler vil priserne nærme sig hinanden.

EU-Kommissionen har som led i udviklingen af en fælles energipolitik længe arbejdet på at målrette og styrke indsatsen over for udviklingen af den europæiske energiinfrastruktur (Klima-, energi- og bygningsministeriet - 2014).

Ifølge ministeriet er en fælles tilgang til energiinfrastrukturen helt centralt for udviklingen af el-nettet i EU, hvis landene skal blive et fuldt integreret elektricitetsmarked som muliggør køb og salg på tværs af grænserne uden flaskehalse. En udbygning af energinet vil gøre det lettere at indfase den vedvarende energi fra eksempelvis store havvindmølleparker. Det er ligeledes hensigten at linke Europa til forskellige forsyningskilder i lande uden for EU. Endelig skal produktionen og forbruget af energi i højere grad indgå som en del af en intelligent eller "smartgrid"⁴, der skal sikre, at energiproduktionen udnyttes på bedste vis.

Den europæiske Kommissionen fremlagde i 2010 en infrastrukturpakke med forslag, inklusive en forordning om infrastrukturudbygning og en forordning om EU-medfinansiering, som skal motivere landene til at gennemføre udviklingen.



Eksempel på hvordan det kan komme til at se ud i Nordsøen.

Kort 12.2 - Kilde: inhabitat.com (2015)

Kommissionen anbefaler, at der fokuseres på ni konkrete områder samt tre generelle energitemaer. Særligt interessant for Norden er fokus på udviklingen af et offshorenät i Nordsøen (North Seas Countries Offshore Grid Initiative - NSCOGI), og en plan for integrationen af det

⁴ Det intelligente elsystem (smart grid) bruges som en samlebetegnelse for styring af hele elsystemet, dvs. en sammentænkning af produktion, transmission, distribution og styring af forbrug.

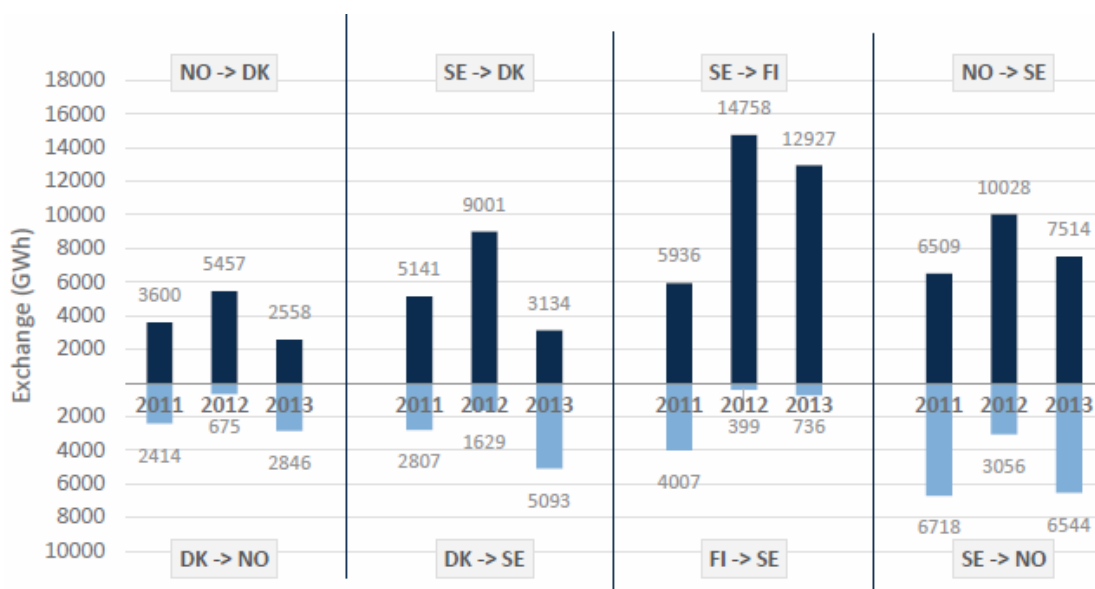
baltiske energimarked (Baltic Energy Market Interconnection Plan - BEMIP). Hertil kommer en generel prioritering af smart grid teknologier.

I 2013 trådte den nye forordning med retningslinjer for den trans-europæiske energiinfrastruktur i kraft. Denne har til formål at accelerere europæisk infrastrukturudbygning, hvilket er afgørende for at kunne opfylde EU's energi- og klimapolitiske mål, herunder gennemførelsen af det indre marked for energi, sikring af forsyningssikkerheden, VE integration med mere.

12.4 Sammenhandel

De nuværende transmissionsnetværk er den primære årsag til, at elektricitet ikke handles over store distancer. Det er derfor ikke overraskende, at den største handel foregår de nordiske lande imellem. Som det fremgår af figur 12.1, har det de seneste tre år været fra Norge og Sverige til Finland og Danmark, som har domineret handlen.

Figur 12.1. Nordic power exchange (internal) 2011-2013

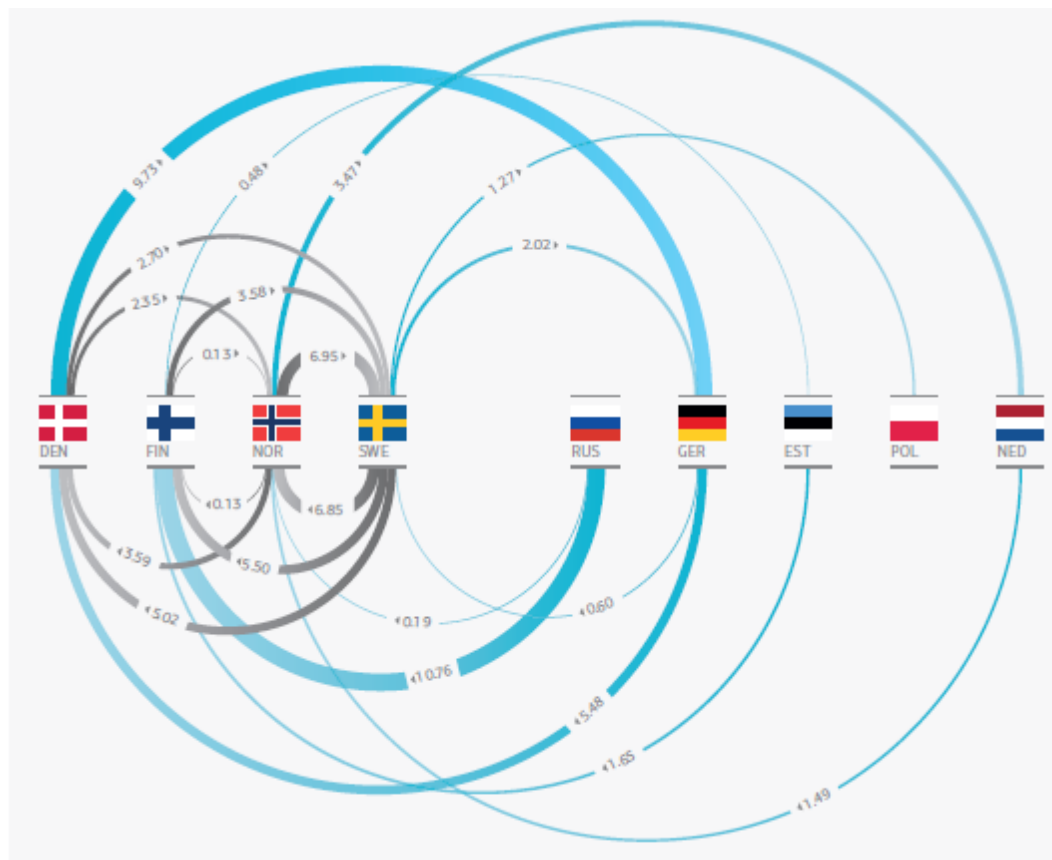


Kilde:ENTSO-E (2014)

De nordiske producenter ser gerne mulighederne for mere eksport til kontinentale Europa og UK, da det, alt andet lige, vil betyde, at de nordiske priser vil stige (afsnit 14.4.1). Det er dog påkrævet at Norden udbygger deres eksterne transmissionsnet.

I figur 12.2 ses den totale nordiske elektricitetshandel. Her ses det, at en ikke ubetydelig del af Finlands elektricitet importeres fra Rusland, ligesom en større mængde eksporteres fra Danmark til Tyskland. Kablet mellem Norge og Holland bibringer også en øget eksport fra Norden.

Den totale nordiske elektricitetshandel (2011) – Tallene er i TWh.



Figur 12.2 - Kilde. Nord Pool Spot/NETC (2013)

12.5 Delkonklusion

Transmissionskapaciteten mellem Norden og resten af Europa er særdeles vigtig og afgørende for udviklingen af strømpriser i Norden. Det vil fremgå af afsnit 14.4.1 er Norden et lavprisområde, hvorfor eksport til nabolandene med højere elektricitets priser vil medvirke til at producenterne vil kunne afsætte deres elektricitet til en mere profitabel pris. Derfor er det specielt interessant, at både Norge og Danmark planlægger kabler til højprisområder som UK. Derudover planlægges kabler fra Norden til Tyskland, som vil afhjælpe de aktuelle flaskehalseproblemer. De planlagte forbindelser vil, alt andet lige, få de nordiske priser til at stige, både på kort og mellemlangt sigt.

13 Udbud og efterspørgsel

Efter en kort introduktion af Norden energiproduktion, analyseres de væsentligste brændsler, som benyttes i elektricitetsgenerering samt prisudviklingen af disse. Derefter vil Nordens produktion blive belyst, og de væsentligste teknologier til produktion af elektricitet bliver gennemgået, ligesom den fremtidige udvikling analyseres. Dernæst analyseres forbruget og Nordens sammenhandel, internt og eksterne. Kapitlet vil beskrive nogle af de faktorer som elektricitetsprisen påvirkes af samt konkludere hvorvidt det vil have en stigende eller faldende effekt på elektricitetsprisen.

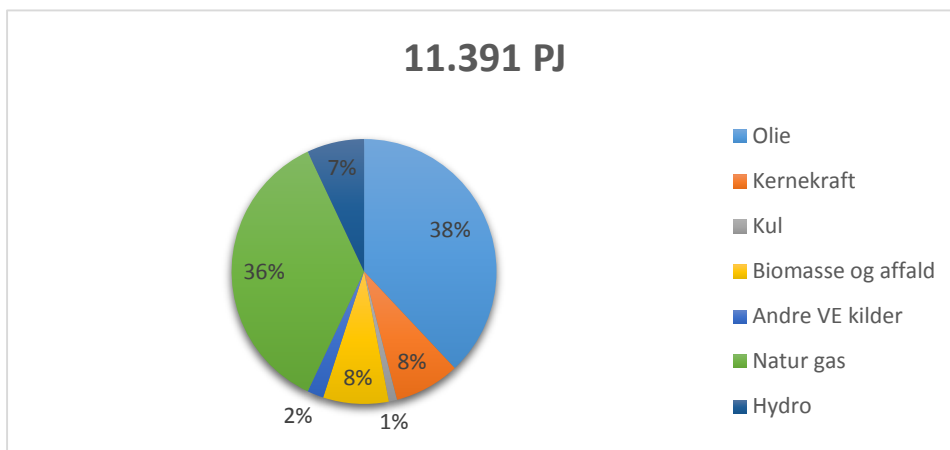
De væsentligste markeder, som kan påvirke de nordiske energipriser, er nærmarkedene Tyskland, og højprisområderne Holland og UK. Disse lande vil derfor ligeledes blive undersøgt og indgå i flere grafer/figurer.

13.1 Udbud og produktion af energi

Norden er velforsynet med energiressourcer, herunder råolie, vandkraft, vindkraft, biomasse og geotermisk energi (primært Island). Mens hvert land har forskellige ressourcer som dominerende energikilder, har Norden som helhed har en gunstig position set fra et energisikkerheds perspektiv.

Norges store olie- og gasreserver dominerer regionens primære energiproduktion, hvilket svarede til omkring 2/3 af den totale energiproduktion i Norden i 2010. I 2010 var Norges samlede olie- og gaseksport den tredjestørste i verden efter Rusland og Saudi-Arabien. Norges gaseksport, på 99 milliarder kubikmeter (BCM) om året var den tredje højeste (efter Rusland og Qatar) og olieeksport på 1,6 millioner tønder om dagen (mb/d), den niende største (NETP - 2014).

Hovedsageligt på grund af Norges fald i råolieproduktion, siden sit højdepunkt i 2003, er den samlede, nordiske energiproduktion faldet med omkring 16% siden højdepunktet i 2002. På trods af en mindre tilbagegang under finanskrisen, er den primære energiproduktion i regionen steget med 58% siden 1990, svarende til en tredjedel af den samlede EU-produktion (NETP – 2013).



Figur 13.1. Den primære energiproduktion i Norden (2011).
Kilde: NETP (2013)

13.2 Brændselspriser – Fossile

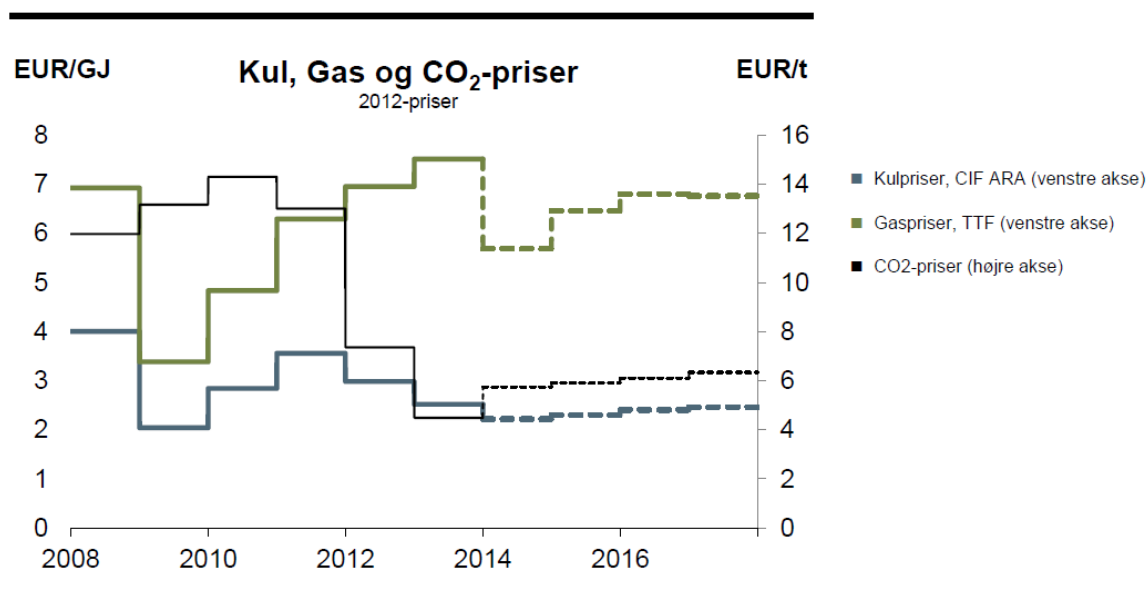
De væsentligste brændsler, som har betydningen for prisdannelsen af elektricitet, er kul og gas (Dansk Energi 2014), hvorfor disse vil blive analyseret. Kulprisen dannes på verdensmarkedet, mens gaspriser mere er et regional anliggende. Dette kunne opleves under skifergasboomet i USA, som førte til faldende gaspriser i USA, og derfra følgende kulpriser på verdensmarkedet, idet kulforbruget faldt i USA. På grund af de høje transportomkostninger af gas, blev de europæiske gaspriser dog ikke påvirket markant. I bilag 5 findes en oversigt over de forskellige energikilder og deres andel, der benyttes til at generer elektricitet, på verdensplan.

I dette afsnit analyseres kul og gas forbruget samt prisudviklingen, ligesom IEA's forventninger til den fremtidige prisudvikling.

13.3 Historiske og future-kontrakter

Figur 13.2 viser årlige, historiske brændselspriser samt markedsforventninger mod 2017. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede er futures-kontrakter.

Figur 13.2 Brændsels- og CO₂-priser



Kilde: ICE og Dansk energi (2014)

Som det tydelig fremgår har kul og gas priserne (CO₂ beskrives i afsnit 11.4) fluktueret en del siden 2008. Faldet i 2009 skyldes finanskrisen, ligesom det amerikanske skifergasboommet havde en indvirkning på kulpriserne. Priserne samt forventningerne til kul og gas analyseres individuelt og mere detaljeret i de følgende afsnit.

13.4 Kul

Kul er verdens vigtigste energikilde i produktionen af elektricitet med 36 % (IEA – 2014)⁵. Der er dog stor forskel på, hvor meget, der genereres fra region til region. Lande som Kina og Sydafrika, der har store kulbeholdninger, genererer mere end 80 % af deres elektricitet fra kul, mens regioner, der er afhængige af at importere kul, som EU og Japan, "kun" genererer henholdsvis 15% og 25 %. I Norden er det primært Danmark der anvender kul til at genere elektricitet, Finland står for resten. Norge benytter ikke kul i deres energisektor og Sverige kun en ubetydelig andel. Sammenlagt generere Norden 6,5% elektricitet fra kul (Entso-e 2013)

I Centraleuropa er kulkraftværkerne i langt større grad med til at sætte priserne (merit ordre principle). I 2012 var kul prissættende i Tyskland i næsten 80% af tiden (en stigning fra 50% i 2012),

⁵ Oplysningerne stammer fra "The Impact of Global Coal Supply on Worldwide Electricity Prices".

og IEA peger på, at det kan være på grund af den stigende andel VE som installeres. En anden er de faldende kulpriser (i forhold til 2008), som ses i figur 13.3. Ifølge Financial Times (27.4.2015) er prisen på kul de foregående 12 måneder faldet med 45 %, og blev den 27.4.2015 handlet til 78 \$/ton.

Selvom de nordiske lande er godt på vej til at udfase kul, er situationen på verdensmarkedet noget anderledes. I en rapport fra IEA (2014) fremgår det, at forbruget af den største klimasynder af dem alle – kul – fortsætte med at stige. For hvert af de fem år frem til 2019 vil forbruget stige med 2,1 procent, forudser energiagenturet. Verden vil derfor brænde over ni milliarder tons kul af i 2019. Væksten i kulforbruget finder sted i lande med høj økonomisk vækst, hovedsageligt i Kina og resten af Asien, og den mere end opvejer, at nogle europæiske lande udfaser kulkraft.



Figur 13.3 – Financial Times (2015) (US Dollars)

På grund af den varierende andel af kulfyrede produktionskapacitet på de forskellige markeder, kan svingningerne i kulpriserne have forskellig indflydelse på elpriserne. Nedenstående tabel indikerer, i hvilket omfang stigende kulpriser direkte påvirker de nationale elpriser.

Central-West	East	Baltics	North	GB/Ireland	Iberia	Italy	South-East
60% - 70%	70% - 80%	40% - 50%	40% - 50%	50% - 60%	40% - 50%	30 - 40%	60 - 70%

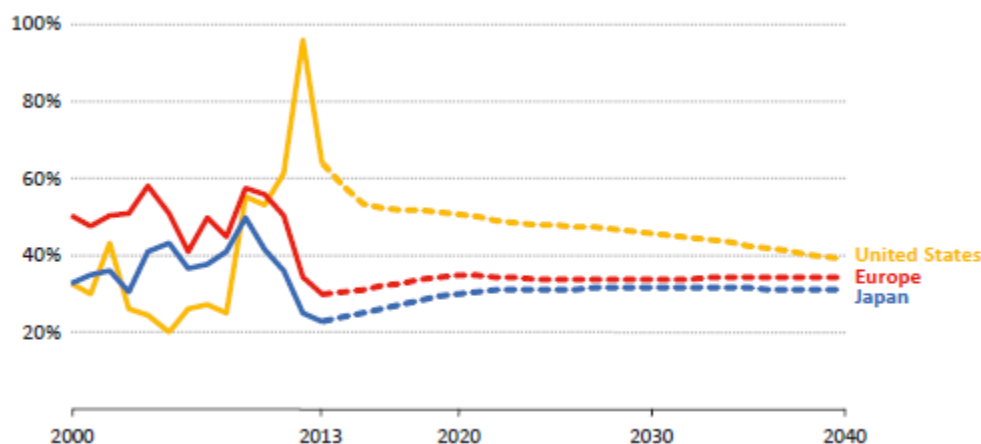
Tabel 13.1 - Kilde: RWE analysis based on commodity price developments, IEA (2013)

I figur 13.4 ses prisudviklingen og forventninger til denne, på kul i Japan, USA og Europa. IEA forventer, at priserne vil stabilisere sig og de tre prisområder vil nærme sig hinanden. Den fremtidige pris på kul kommer meget an på, hvorvidt kul kan konkurrere med gas til el produktion.

På grund af at kul udleder ca. dobbelt så meget CO₂ i produktionen af el som gas, vil klimapolitikken have en stor effekt i konkurrencen mellem de to brændstoffer.

For Europa forventer IEA, at kulprisen stiger lige over 110\$/ton i 2020 (2013 dollars), hvorefter det forventes, at prisen kun stige moderat frem til 2040.

Figur 13.4 - Prisudviklingen på kul frem til 2040



Kilde: IEA WEO (2014)

13.5 Gas

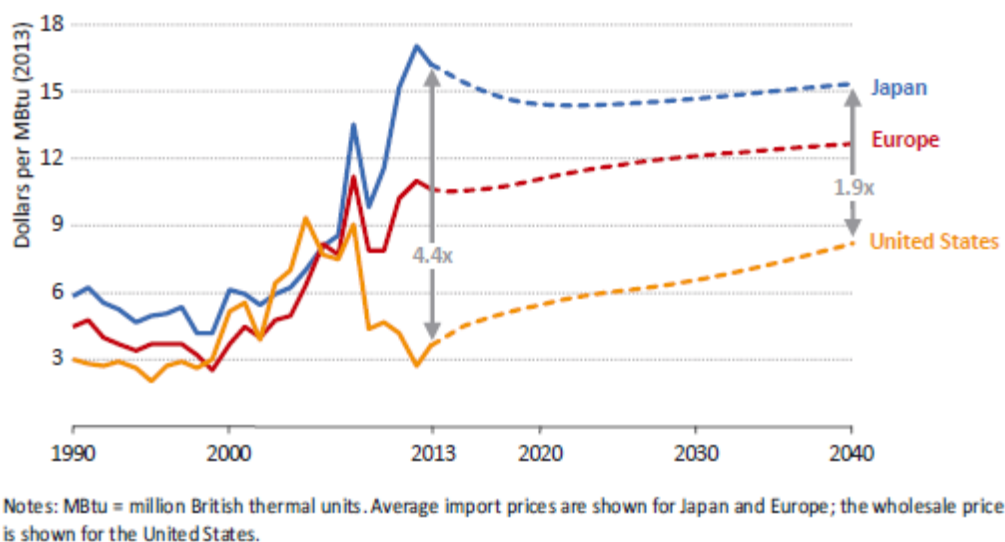
I 2011 blev næsten 22% af verdens elektricitet genereret fra gas (se bilag 5). Gas anvendes overalt på kloden og giver store miljømæssige fordele, da den er renere end kul og olie. Forbruget af gas bliver den hurtigst voksende af de fossile brændstoffer frem til 2040 (WEO – 2014), hvilket er medvirkende til, at IEA forventer, at prisen forbliver på et relativt højt niveau. I Europa forudser IEA dog et mindre fald i forbruget, primært grundnet en stigende produktion fra VE.

Gas forbruget i Sverige udgør ca. 2% (Energimarknadsinspektionen – 2014) af det totale energiforbrug, og er med andre ord ikke en væsentlig energikilde for Sverige – Gassen importeres fra Danmark og forbruget har været faldende siden 2010. Finlands forbrug udgør ca. 9% af det totale forbrug, som alene importeres fra Rusland. Norges andel er 17%, som stort set udelukkende bruges i energi sektoren – Norge er nettoeksportør af gas. Danmarks gas forbrug udgør 20% af det samlede forbrug (IEA - 2013). Det fremtidige forbrug for Norden (frem til 2030) forventes at være svagt faldende.

Der er stor forskel på de regionale priser og som det fremgår af figur 13.5 var den Japanske (Asia Pacific) pris 4,4 gange så høj som den Nord-amerikanske i 2012. Selvom spændet er reduceret siden midt 2013, er forskellen stadig mere merkant, end det har været tilfældet i den foregående periode. Det skyldes forskellige pris mekanismer, begrænsede arbitrage muligheder, høje omkostninger for transport samt de lokale markedsforhold (WEO – 2014).

Som det fremgår af figur 13.5 er de europæiske priser på gas siden år 2000 mere end tredoblet, hvilket har været medvirkende til, at kul er blevet foretrukket frem for gas til at producere elektricitet. Den europæiske gas er de sidste to år faldet med mere end 35%, og blev handlet til \$ 8,27 MBtu (ycharts.com 28.4.2015).

Figur 13.5 - Udviklingen af historiske samt fremtidige gas priser.



Kilde. WEO (2014)

13.6 De naturlige prisedrivere

For det nordiske elektricitetssystem, der er domineret af hydrokraft og har stigende mængder vindkraft, har variationer i vejret, primært nedbøren, men også vinden, stor påvirkning på elektricitetspriserne. De væsentligste faktorer vil kun blive gennemgået kortfattet, da disse ikke formodes at have den store effekt på elektricitet priserne på lang sigt.

13.6.1 Hydrologi – Magasinernes vandstand.

Muligheden for at lagre energi (vand) i magasinerne har stor indflydelse på de nordiske elektricitetspriser. Den store andel af kontrollerbar⁶ produktion fra vandkraft gør det nemmere at regulere og tilpasse produktionen med kort varsel. Derfor fluktuerer spot priserne på Nord Pool også mindre end markeder, som ikke kan tilpasse deres produktion med kort varsel. Norden oplever dog store sæsonudsving grundet nedbør eller mangel på samme (Botterud, Bhattacharyya & Ilic, 2002).

13.6.2 Temperaturer

Temperaturen er en vigtig prisdriver på det nordiske marked. Lave temperaturer betyder større efterspørgsel, da elektricitet er den primære kilde til opvarmning i de nordiske lande, især i Norge og Sverige. Lavere temperaturer end normalt vil derfor typisk få elektricitets priserne til at stige (NordREG, 2014).

13.6.3 Vinden

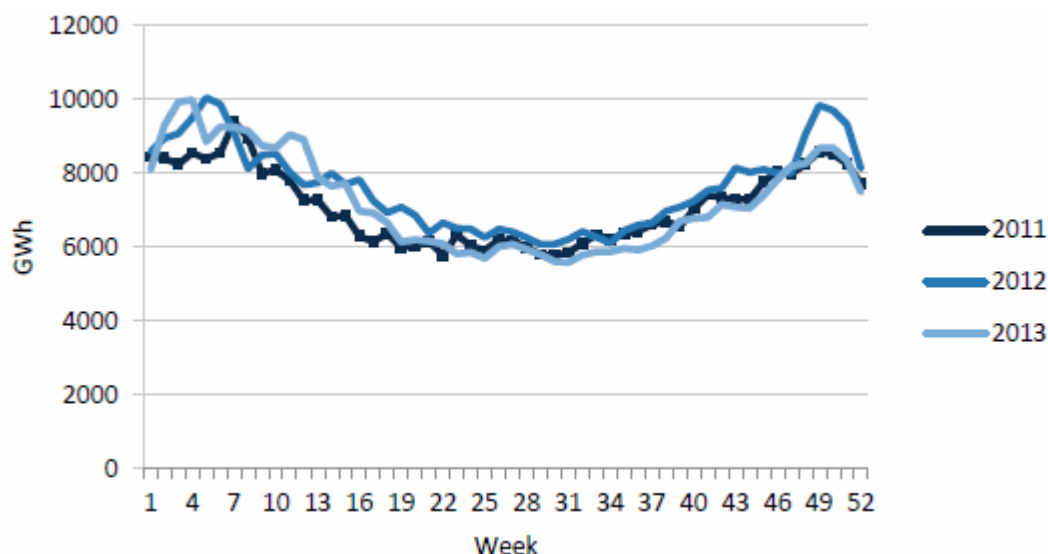
I 2013 producerede de Nordiske lande tæt på 35 TWh (NordREG, 2014) fra vind energi. Vindenergi har en negativ effekt på elektricitets priserne, da der ikke er behov for brændsel for at producere. Ligesom det var tilfældet med nedbør og temperaturer ovenfor er også vinden uforudsigelig, og det ikke muligt at kalkulere produktionen fra en vindmølle fra dag til dag eller endda fra år til år. En vindmølle producerer op til 20 % mere eller mindre end i et normalår (DKVIND, 2014).

13.7 Elektricitets produktion i Norden

I 2013 producerede Norden 380 TWh , hvilket er på niveau med den gennemsnitlige produktion de sidste 10 år (381 TWh)(NordREG, 2014).

⁶ Denne er naturligvis kun kontrollerbar, når der er "høj" vandstand.

Figur 13.6. Energi genererede i Norden 2011-2013.



Kilde: Nord Pool Spot (2014)

Som omtalt under produktionsmetoder (afsnit 2.1.2) domineres elektricitets produktionen i Norden af hydro, som står for 53% af den totale produktion (ENTSO-E, 2014). Produktionen fra vindmøller udgør en stadig voksende del, og stiger med omkring 20% om året (ca. 4 TWh)(NordREG, 2014). I figur 13.6 fremgår det, at der ikke har været de store udsving i den samlede produktion i 2011-2013. Det fremgår ligeledes, at der genereres mest i vintermånederne, som hænger sammen med, at forbruget er størst i disse måneder, da størstedelen af de nordiske boliger opvarmes af elektricitet.

Den fremtidige Nordiske elektricitets produktion bestemmes ud fra efterspørgslen (og prisen). I næste afsnit beskrives de primære produktionsteknologier, ligesom den fremadrettede kapacitet er beregnet.

13.8 Produktionsværker

Udbygninger af VE og kernekraft har stor betydning for den fremtidige elektricitetspris. Som tidligere beskrevet førte finanskrisen til et lavere elforbrug samt lavere kvotepriser (CO₂). Dette kombineret med udbygningen af særligt vindkraft og solceller førte til, at Nordeuropa gik fra at det var de gasfyrede værker, som satte prisen i en ikke ubetydelig del af timerne til i dag, hvor de gasfyrede kraftværker har meget lav driftstid, og de kulfyrede kraftværker i vidt omfang sætter

elprisen. Nedenfor analyseres de vigtigste produktionsteknologier, som anvendes i Norden til elektricitetsproduktion.

13.8.1 Vindkraft

Vindmøllers indtjening er afhængig af prisen på elektricitet i de timer hvor vinden blæser. En stigende andel af ikke regulerbar VE vil forårsage et prispres i elsystemet. Produktionen fra specielt sol og vind vil være med til at kannibalisere deres egen afregningspris ved at fortrænge dyrere produktion. Produktionen fra solceller rammes ikke så hårdt, da forbruget er ligesom produktionen, højt midt på dagen. Med den prognosticerede udbygning fremadrettet, vil denne tendens, alt andet lige, blive forstærket.

Fra 2011 til 2013 steg den nordiske vindkapacitet fra 7.500 MW til 10.500 MW, hvor Sverige alene stod for halvdelen af udbygningen (NordREG, 2014). Ifølge Fraunhofer (2014) øgede Tyskland deres kapacitet med 3.500 MW i samme periode til 32.000 MW. Det forventes, at udbygningen af vindkraft vil fortsætte i både Norden og Tyskland (EWEA 2014, NordREG, 2014). Den overordnede, nordiske elproduktionskapacitet er i perioden steget (NordREG, 2014), og det har overvejende været ikke-regulerbar VE (primært vind). I 2012 og 2013 oplevede Danmark en nedlukning af centrale termiske kraftværker (2.300 MW), hvilket bevirkede, at Nordens samlede kapacitet i disse år faldt (Dansk Energi – 2014). Den fremtidige vindmøllekapacitet vil primært komme fra offshore møller.

13.8.2 Vandkraft

Norge begyndte at bygge vandkraftværker i 1880, ligesom Sverige har benyttet sig af vandkraft i mere end 100 år. Da over halvdelen af elektricitetsproduktionen i Norden kommer fra vandkraftværker spiller disse naturligvis en central rolle i Nordens energimix. Norge står for ca. 60%, Sverige for ca. 35% og Finland de sidste ca. 5%, Danmarks andel er ubetydelig. Norge og Sveriges produktion er henholdsvis den største og næststørste i Europa (Gridovate, 2010).

Ud over, at teknologien må betegnes som værende særdeles moden er den ligeledes konkurrencedygtig i produktionen af elektricitet – faktisk den billigste produktionsmetode i Norden. Dertil kommer at vandkraft ikke udleder nogen former for drivhusgasser (i produktionen). Det betyder dog ikke at ny-opførsel af vandkraftværker ikke møder modstand, da specielt de store værker har en påvirkning på miljøet (omdirigering af floder og bygning af dæmninger). Der er

stadigt et stort, uudnyttet potentiale for vandkraft i Norden, men det formodes at det primært vil være mindre anlæg, som ikke forstyrrer lokalmiljøet i så høj grad, der vil udgøre den fremtidige stigning.

En anden positiv faktor ved vandkraft er, at produktionsinputtet (vand) til en vis grad kan lagres. Denne fleksibilitet vil med den stigende andel af ikke-regulerbar produktion (vind og sol) spille en endnu større rolle for både forsyningssikkerheden og strømpriserne.

Den producerede mængde elektricitet fra de nordiske vandkræftværker har de seneste 8 år ikke udviklet sig nævneværdigt (NordReg 2006-2014), men ifølge Ea Energianalyse forventes den nordiske produktionen at stige med ca. 12% frem til 2035.

13.8.3 Kernekraft

Kernkraft er politisk styret, hvilket ses med både den tyske plan for udfasning, og den engelske beslutning om at støtte opførslen af Hinkley Point C (Dansk Energi, 2014), hvorfor det ikke vil være overraskende, hvis politikkerne kommer med forslag til, at de aldrende europæiske værker som nærmer sig pensionsalderen (nedlukning/øget sikkerhedsforanstaltninger) - 44% af dem er over 30 år gamle (Politikken 9.6.2014).

De nordiske atomkraftværker er primært placeret i Sverige (9.531 MW), mens resten er placeret i Finland (2.752 MW) (NordREG, 2014). Værkerne producerede ca. 86 TWh (2013), som svarer til ca. 23% af den totale energiproduktion i Norden. Marginalomkostningerne er (beskrives i afsnit 16), ligesom vind- og vandkraft, forholdsvis lave, men den mere stabile produktion gør at værkerne er velegnede til basis produktion. Priserne vil være lavere jo højere tilgængelighed af atomkraft og omvendt. Da atomkraftværker står for en høj andel af den samlede produktion, kan uventede fejl give store prisudsving.

Finland udvider produktionen af atomkraft (påbegyndt i 2005), og Olkiluoto 3 skulle have stået færdig i 2009, men på grund af utallige forsinkelser forventes værket nu først klar i 2018. Det forventes at Olkiluoto 3 vil producere 13 TWh om året (two.fi/OL3_3).

I Sverige er forventningerne, at den nuværende atomkraft bevares, mens det i Tyskland blev politisk besluttet (2011) at udfase atomkraft.

Udviklingen af kernekraft i Sverige og Finland (efter 2020) er forbundet med en vis usikkerhed. Den svenske regering har meldt ud, at de forventer faldende kapacitet grundet øgede sikkerhedskrav. I Finland er der ligeledes tvivl om der vil blive bygget flere efter Olkiluoto 3 (Ea Energy Analyses - 2014).

13.8.4 Kræftværker

Den Nordeuropæiske kraftværkspark er aldrende, og en stor del af den eksisterende kapacitet forventes at lukke inden for de næste årtier. En del kraftværker er allerede lukket, da indtjeningen ikke dækker værkernes faste omkostninger. Da markedet endvidere ikke forventer øgede dækningsbidrag på den korte bane, vil dette bidrage til at større reparationer ikke vil kunne svare sig. Eksempelvis har 35% af den danske, centrale kraftværkskapacitet lukket inden for de sidste 6 år, og en tilsvarende udvikling ses i det øvrige Nordvesteuropa (Dansk Energi – 2014). Det er specielt de gasfyrede værker, som er nødsaget til at basere deres businesscase på indtjening i meget få timer, hvilket indebærer en øget risiko.

Nedlukning i så stor stil kan på sigt bevirke, at markedsprisen på elektricitet vil stige, og at det igen blive økonomisk attraktivt at drive kraftværker. På markeder med betydelig produktion af ikke-regulerbar energi, vil der, alt andet lige, være brug for kraftværker til at opretholde forsyningssikkerheden. Alternativt skal den sikres via aftaler med nabomarkeder. Energistyrelsen forventer eksempelvis, at Danmark i 2050 skal have 3.900 MW kapacitet, som kan reguleres. Det er dog uvist om disse bliver rentable på markedsvilkår (Energistyrelsen – 2014).

Den relativ lave elektricitetspris, øgede mængder VE og svag vækst i forbruget har dog også den betydning, at det marginale værk oftere bliver et kulfyret værk, frem for gas. Men grundet det stigende udbud vil der blive færre driftstimer, hvor elprisen er høj nok til at værkerne tjener mere end deres variable omkostninger, det vil sige tjener penge til, at få dækket deres faste omkostninger.

13.9 Kapacitetsudviklingen

I figur 13.7 vises den forventede udvikling i kapaciteterne i Norden, Tyskland og Holland frem til 2035. Som det fremgår forventes kapaciteten at stige, og det er især kapaciteten fra vind som øges. I bilag 6 ses de nordiske lande separat, hvorfra følgende kan konkluderes.

Det forventes at Nordens samlede kapacitet stiger fra ca. 100 GW i 2014 til ca. 115 GW i 2035.

Biomasse, vindkraft og vandkraft udbygges med ca. 30 GW alene, ca. 13 GW olie og kul kapacitet afvikles, og naturgas kapaciteten reduceres med ca. 4 GW.

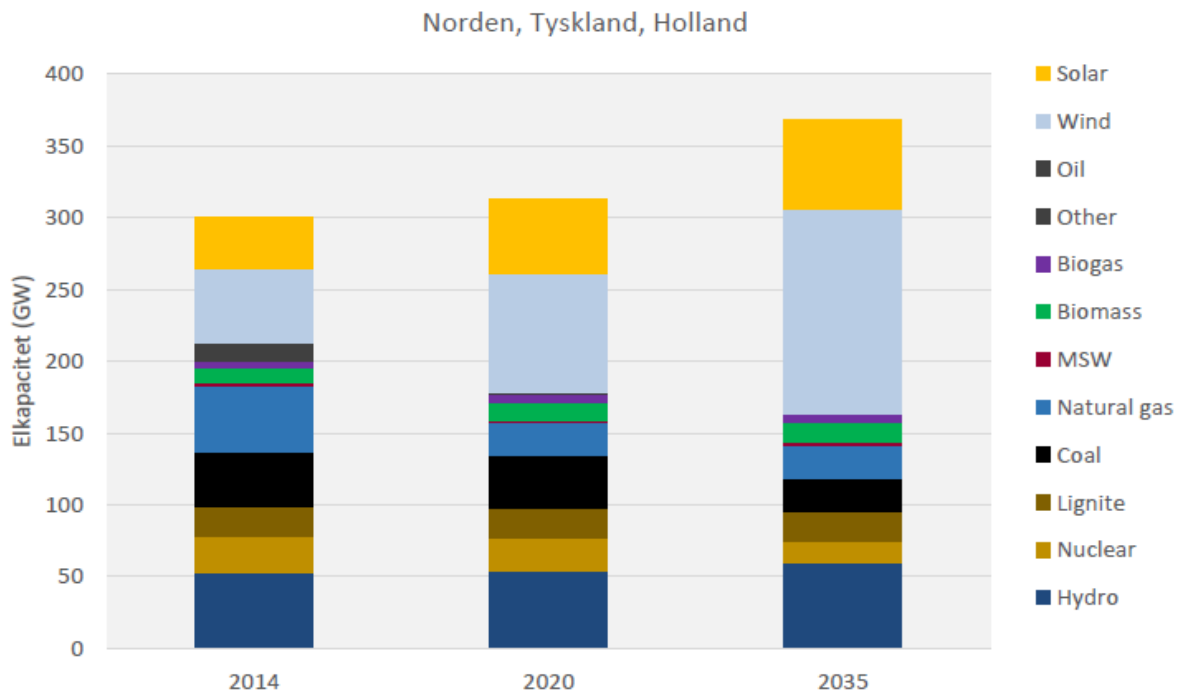
Danmark forventes at udfase kul inden 2030. De centrale værker ombygges til biomasse samt ny-opføre og kraftig udbygning af vind (specielt offshore). Det skal ligeledes bemærkes at udbygningen af danske onshore vindmølle parker, vil, alt andet lige, få flere udfordringer med at finde optimale placeringer i takt med udvidelsen. Den teknologiske udvikling, har bevirket at møllerne bliver større, og er dermed til større visuel gene for lokalbefolkningen, hvorfor det kan forventes at vindmølle modstanden, lokalt, vil stige.

Norge udbygger sin kapacitet med vand og vindkraft udbygges kraftigt, og står for langt den største stigning.

I Sverige er det forudsat, at kernekraften forsætter på det samme niveau (trods usikkerhederne) og udbygning af vind og biomasse.

Finland udvider kernekraften i 2018 samt mellem 2020 – 2030, kul udfases og vind udbygges, og er det eneste land hvor det forventes at kapaciteten falder.

Nævneværdig er også udviklingen i Tyskland hvor kernekraft udfases, mindre reduktion af kul og brunkulskapacitet samt en kraftig udvikling af vindkapacitet.



Figur 13.7 - Kilde: Ea Energy Analyses - 2014

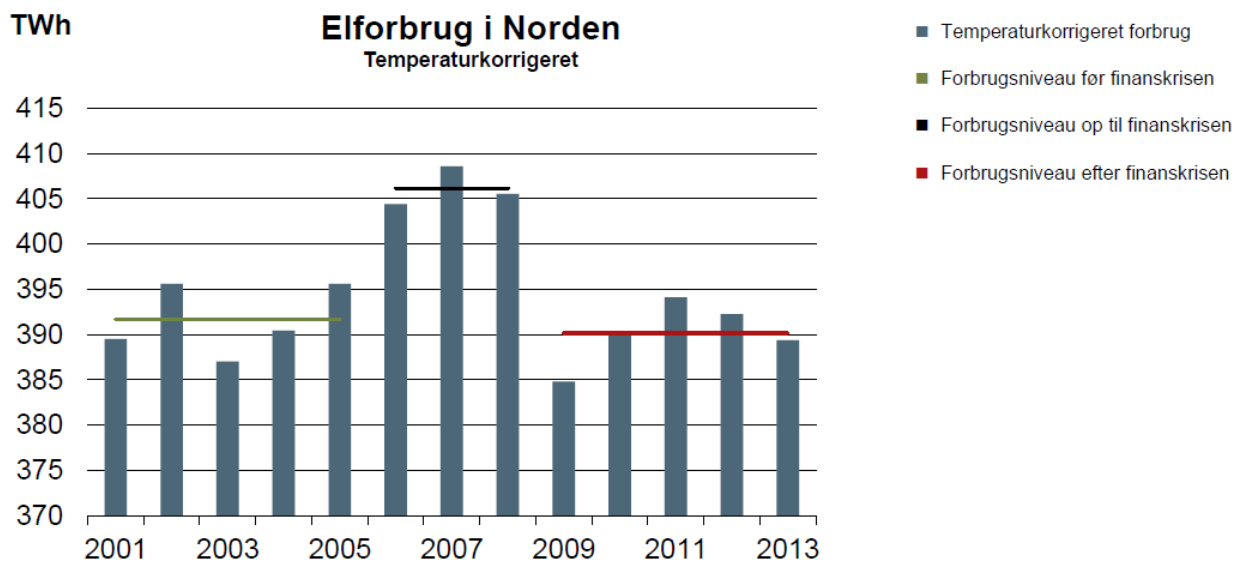
13.10 Elektricitets forbrug og efterspørgsel

Efterspørgslen for elektricitet er ligeledes en vigtig factor for prisdannelsen (Botterud et al., 2002). Udsvingene i den daglige/ugentlige efterspørgsel er forårsaget af menneskelig aktivitet, hvorimod efterspørgslen på årsbasis er mere relateret til klimaet (Simonsen et al., 2004). Som beskrevet i indledningen under *Prisdannelse*, er priselastikiteten på elektricitetsmarkedet lav. Amundsen & Bergman, (2004) beregner efterspørgsel elasticiteten på det nordiske marked til -0,3. Det udtrykker, at hvis prisen på elektricitet stiger med 1% vil efterspørgslen kun falde 0,3%, hvilket bekræfter, at markedet, på kort sigt, er uelastisk.

Historisk set har vi i Norden haft, og har, meget lave elektricitetspriser grundet at vores primære produktionsapparater (hydro og atomkraft) er meget rentable. Dette er medvirkende til, at vi i stor stil opvarmer vores boliger med strøm (Danmark undtaget). Det nordiske forbrug er derfor relativt højt, sammenlignet med andre Europæiske lande, og med undtagelse af Danmark er forbruget højere end gennemsnittet i OECD (NETC – 2013). Vi bruger selvsagt en del mere elektricitet om vinteren end om sommeren (temperatur-bestemt), ligesom udviklingen af GDP har indflydelse på vores forbrug (NordREG). Indflydelsen af GDP er dog størst i udviklingslandene, og Norden er et godt eksempel på, at stigende GDP ikke nødvendigvis fører til et højere energiforbrug. Det totale forbrug i Europa faldt 2,6% fra 2010 – 2013. I 2013 faldt produktionen i Danmark med 8,4%,

Finland med 1,6%, Norge med 0,4% og Sverige med 1,9%(ENTSO-E 2014). De interviewede påpeger, at effektivitet og social awareness er nogle af årsagerne til den nedadgående trend. Det totale forbrug i 2013 var 380,5 TWh. Over en 10 årig periode er forbruget faldet en anelse (NordReg 2014).

Figur 13.8 Nordisk Elforbrug (temperaturkorrigeret)

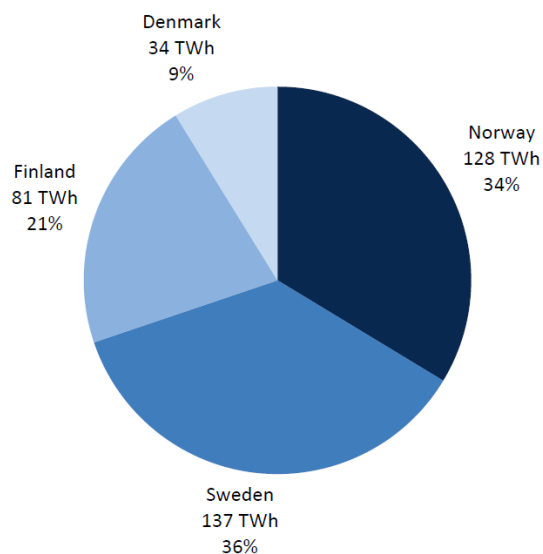


Kilde: Nord Pool

Det fremgår af figur 13.8, at elforbruget i Norden i dag ligger på stort set det samme niveau som 2001 til 2005. I energilitteraturen omtales dette som "før og efter" finanskrisen. Den fortsatte udbygning af kapaciteten⁷ med lave marginale produktionsomkostninger i Norden vil presse prisen, hvis ikke forbruget øges. I så fald bør eksporten stige, men det kræver, at der er tilgængelig kapacitet på udlandsforbindelserne er til stede.

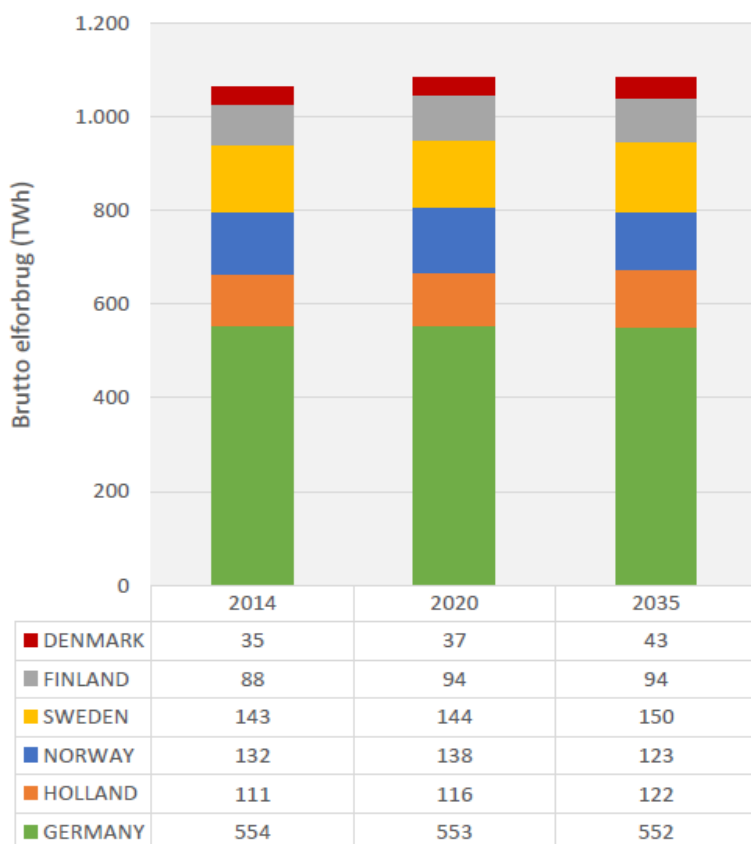
⁷ Idriftsættelse af de finske kernekraftværk og opgraderingen af de svenske, samt udbygningen af VE.

I figur 13.9 fremgår fordelingen af det nordiske elektricitetsforbrug. Som det fremgår er Danmarks forbrug (også per. indbygger) væsentlig lavere end de andre nordiske lande grundet, at Danmark ikke i stor stil benytter elektricitet til opvarmning, ligesom den danske industri ikke er så energiintensiv som de andre nordiske lande.



Figur 13.9 – Kilde: NordREG - 2014

I figur 13.10 ses udviklingen af elforbruget i Norden samt Tyskland og Holland. Udviklingen frem til 2020 er baseret på de nationale handlingsplaner for vedvarende energi (NREAPs). Udviklingen derefter er baseret på et studie for BASREC (Baltic Sea Region Energy Cooperation), med bidrag fra de involverede lande.



Figur 13.10 - Kilde: Ea Energy Analyses – 2014

Som det fremgår er udviklingen af elforbruget stort set konstant for hele området. I de nordiske lande forventes forbruget at stige (på nær Norge). **Nordens forbrug er beregnet til at stige med ca. 3 % i perioden fra 2014 – 2035.** Befolkningstilvæksten er en faktor som er medvirkende til øget forbrug, ligesom transportsektoren vil øge forbruget i form af blandt andet flere elbiler. Netop elbiler vil have en positiv effekt til at udligne forbruget over døgnet 24 timer, da disse primært vil blive opladet om natten, hvor forbruget ellers er lavt. Stigningen er relativ lav, set i forhold til den forventede udvikling i GDP og dette forklares af flere af de interviewede med, at der forventes en betydelig effektivisering af forbruget.

13.11 Den teknologiske udvikling

Den fremtidige teknologiske udvikling er undersøgt og der findes mange forskellige tiltag, som kan gå hen at blive banebrydende for Nordens energimix på langt sigt. I indeværende opgave er der ikke kalkuleret med teknologiske gennembrud, da usikkerheden er for stor. Den væsentligste udvikling er effektivisering og dermed reduktion af omkostningerne. Et eksempel på dette er energilagring som er beskrevet kortfattet nedenfor. Et "eventyr" med skifergas, som det amerikanske, diskuteres flittigt i øjeblikket, og kan ligeledes være med til at ændre Nordens energimix, men det anses for usikkert om det kan betale sig at udvinde gasen og i så fald, hvornår det vil have en effekt.

Ved at bruge energien mere effektivt kan Norden sænke deres energiforbrug, mindske afhængigheden af eksterne leverandører af olie og gas og samtidig værne om miljøet. Energieffektivitet skal derfor øges i alle faser af energikæden fra generation til endelige forbrug. Flere af de interviewede påpeger at effektivisering, er en af grundene til den beskedende stigning i forbruget – **Den billigste energi er den vi ikke bruger.**

13.11.1 Energilagring

Med de store, planlagte tiltag inden for vindkraft og solceller vil det fremtidige energisystem (fossilfri) have brug for at kunne forskyde tidspunktet mellem produktion og forbrug, specielt i Danmark. De interviewede forventer, at korttidsvarmelagring vil få en rolle i det fremtidige nordiske, (specielt i DK) intelligente energisystem for at udligne produktions peaks. Overskuddet fra sol og vind kan med hjælp fra varmepumper omdannes til varme og gemmes i varmelagerne til senere brug, eksempelvis når der ikke er vind. Det er dog stadig uvist om denne teknologi vil være samfundsmæssigt økonomisk rentabel i forhold til at købe strømmen på det udenlandske marked.

I realiteten vil det sige at vi lagre overskudsstrømmen i vandkraftlagre, eksempelvis i Norge. Prisen for denne lagring vil i så fald være forskellen mellem salgsprisen ved overskud af vind og købsprisen ved underskud af vind.

13.12 Delkonklusion

Norden er velforsynet med energiressourcer, både med fossile og vedvarende energikilder. Forbruget er i de seneste tre år faldet, men det forventes, at denne udvikling vender til en moderat stigning. Frem til 2035 forventes det nordiske forbrug blot at stige med ca. 3 %.

Den nordiske produktion er tilpasset forbruget, da eksport i stor stil er begrænset af transmissionskapaciteten. For Norden sker den væsentligste fremtidige udvikling inden for kulværker, som stort set afvikles samt produktionen fra vindmøller, der forventes at stige kraftigt. Det skal dog bemærkes, at det primært er havvindmøller, som vil stå for stigningerne. Den samlede kapacitetsforøgelse i Norden fra 2014 – 2035 vil udgøre en stigning på ca. 15 %, som primært kommer fra Norge. Udviklingen peger på, at Norden vil få et overskud af elektricitet, og da omlægningen/stigningen primært er til vand- og vindkraft, som har lave marginal omkostninger, vil eksportmuligheder, alt andet lige, opstå, med forbehold for transmissionskapaciteten. Dette vil betyde at de nordiske priser vil stige. Hvis ikke transmissionsnettet udbygges, vil de nordiske producenter have sværere ved at afsætte deres strøm, og priserne vil falde.

Brændselspriserne på kul og gas har stor betydning for prisdannelsen af elektricitet. De seneste 12 måneder er prisen på kul i Europa faldet ned 45% og gasprisen er blevet 35 % lavere de seneste 2 år. IEA forventer dog på sigt, at specielt gas vil stige igen. Norden har et forholdsmæssigt lille forbrug af fossile brændstoffer, hvorfor svingningerne på de fossile brændstofs priser må formodes at have en mindre effekt i Norden end i lande med stor afhængighed af kul og gas.

Selvom Nordens elektricitetspris er meget følsom over for ændringer i nedbøren, temperaturer og vind, anses disse faktorer ikke at spille en afgørende rolle i den periode som analyseres i indeværende opgave.

14 Konkurrenceforhold på grossistmarkedet

Indtil begyndelsen af 1990'erne var elsektoren i stort set alle lande offentligt reguleret, og konkurrence fra udenlandske aktører var ikke velkommen/tilladt. Dette var også gældende for de nordiske lande, men det blev imidlertid klart, at den offentlige regulering ikke kunne sikre en effektiv elsektor. Det såkaldte "hvile i sig selv" princip betød, at producenterne omkostninger kunne transporteres til forbrugerne elregninger, hvilket ikke belønner omkostningsminimering og effektivitet. Derfor blev elsektoren i mange lande, heriblandt de nordiske, liberaliseret. Det er almindelig kendt, at effektiv konkurrence blandt producenter, alt andet lige, vil sikre lavere omkostninger. Hvis konkurrencen derimod er ufuldstændig, kan det ikke garanteres, at der er vundet noget ved at erstatte en mangelfuld offentlig regulering med et liberaliseret marked domineret af monopolprofitter. Konkurrenceforholdene på de liberaliserede markeder er derfor en vigtig indikator for elsektorens effektivitet.

Det nordiske elmarkeds deregulering tog mere end 10 år. I 1991 blev det norske offentlige regulerede el marked åbnet for konkurrence i producentleddet, mens transmission og distribution vedblev at være offentligt regulerede monopoler. Fire år senere fik alle slutbrugere mulighed for frit at vælge leverandør. Det finske og svenske elmarked blev inspireret af den norske model og reorganiserede i 1996. Samme år blev der åbnet et fælles norsk-svensk spot-marked, Nord Pool, som finnerne tilsluttede sig i 1998. I Danmark var processen noget langsommere, og først i 1999 kom der konkurrence i producentleddet og endelig i 2003 fik slutbrugerne mulighed for frit at vælge leverandør. Ifølge en rapport fra Det Strategiske Miljøforskningsprogram (2001) viste undersøgelser (allerede dengang), baseret på historiske data, at det nordiske marked er kendetegnet ved effektiv konkurrence, hvilket vil sige, at spotpriserne i høj grad afspejler de faktiske marginalomkostninger. I dag er det nordiske marked det mest forskelligartede elektricitets marked i verden efter Tyskland, målt på antallet af elektricitets leverandører (NordREG, 2014). Det bør dog understreges, at det er vildledende at tale om konkurrence som midlet til lavere elpriser. Fuld konkurrence er en umulighed på elektricitets markedet, da elnettet er et naturligt monopol.

14.1 Den grundlæggende Cournot model

I den grundlæggende Cournot-model er der to konkurrerende virksomheder (duopol), der producerer identiske varer med den samme konstante MC. De to virksomheders produktion er

baseret på, hvad de tror, men ikke ved, hvilken mængde den anden virksomhed vil udbyde. Cournot modellen kan også benyttes på oligopol og det frie konkurrencemarked, men det er mere enkelt at skitsere via en duopolmodel, og kan dermed projiceres over på elektricitetsmarkedet. Forudsætningerne for, at Cournot-konkurrence kan opstå er, at enkelte virksomheder kan udøve markedsmagt. Der er ikke nødvendigvis tale om et monopolistisk marked, men blot et marked, hvor enkelte udbydere har markedsdominans, at produktet er homogent, og at alle udbydere søger at maksimere profitten. Disse forudsætninger er opfyldt på elektricitetsmarkedet i Norden. På et marked med flere udbydere vil der, alt andet lige, være konkurrence om markedsandele. Virksomhederne skal kalkulere, hvor meget de skal producere for at få den størst mulige markedsandel og samtidig maksimere sit udbytte heraf. Denne situation kaldes Cournot-konkurrence. Betydningen er, at den virksomhed, som før havde monopol, ikke længere kan maksimere profitten og opnå overnormal profit som før. Priserne på elektricitet vil som følge af Cournot-konkurrencen blive presset ned til glæde for forbrugerne, men naturligvis ikke for producenterne. I ovenstående scenarie vil priserne som opnås dog stadig være højere end ved fuldkommen konkurrence, men jo flere producenter som indgår i Cournot-konkurrencen, desto mere nærmer priserne sig dem, der er kendt fra et marked med fuldkommen konkurrence. Ifølge Cournot er det således at jo færre virksomheder (større koncentration), jo højere pris, jo større profit og desto større samfundsøkonomisk effektivitetstab. Den samlede profit, der genereres i markedet, er direkte proportional med HHI indekset, hvilket vil sige, at jo større HHI indekset er, jo større er mistanken om, at den effektive konkurrence er hæmmet. For at måle koncentrationen beregnes HHI indekset i afsnit 14.2.2.

14.2 Koncentrationen af leverandører på det nordiske elektricitetsmarked.

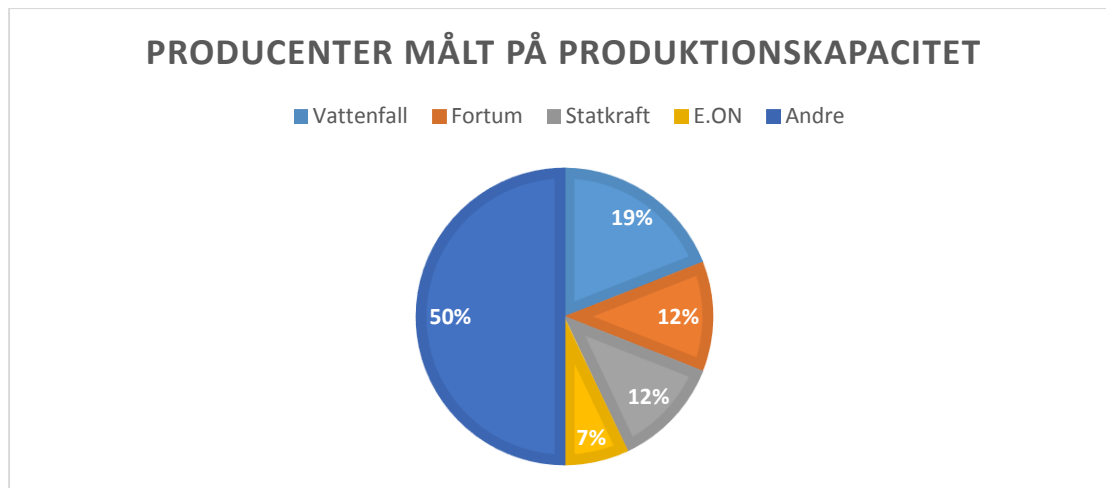
Koncentrationen af leverandører i en industri har indflydelse på prisdannelsen. I den ene ende finder vi monopolvirksomhederne, som, alt andet lige, selv kan bestemme priserne, hvorimod der i den anden ende er et marked med fuldkommen konkurrence, hvor det er efterspørgslen der i stor grad er prissættende. Dette afsnit vil beskrive det nordiske elektricitetsmarkeds koncentrationsgrad.

I en industri med ukoncentreret konkurrence opererer ofte et stort antal af udbydere. Ifølge konkurrence teorier kan antallet af udbydere på den ene side være en indikation af "economies of

scale and scope” og på den anden side en indikator for price taker behavior og udnyttelse af markedsmagt (Martin Stephen - 1993).

14.2.1 Producenterne

De data, som benyttes til at definere fordelingen af markedsandelene hos de største aktører, er baseret på produktionskapaciteten i 2013. Vattenfall er klart den største producent i Norden med 18,8% af den totale, producerede elektricitet, efterfulgt af Statkraft, Fortum og E.ON.



Figur 14.1 - Kilde: NordREG (2014)

Fire store produktionsselskaber tegner sig for ca. halvdelen af produktionen: Vattenfall, E.ON, Fortum og Statkraft. Det fremgår endvidere, at ingen enkelproducent, har en markedsandel på over 20%. Vattenfall dominans er endvidere fordelt på flere markeder – størst i Sverige med 13,8 %. De interviewede påpeger, at i praksis er det de forskellige produktionsanlæg, og ikke producenterne imellem, der konkurrerer om at levere elektricitet til Nord Pool.

		2013	2013	2012	2011
		Capacity(MW)	Share (%)	Share (%)	Share (%)
Danmark	Dong Energy	5.445	5,4	6,1	6,4
	Vattenfall	1.578	1,6	1,8	1,8
Finland	Fortum	4.528	4,5	5	5,2
	PVO	3.197	3,2	3,5	3,6
	Helsingin Energia	1.567	1,6	1,5	1,4
Norge	Statkraft	13.399	13,4	13,3	11,3
	E-CO Energi	2.800	2,8	2,8	2,8
	Hydro	2.000	2	1,9	1,9
Sverige	Vattenfall	13.879	13,8	13,7	16,9
	E.ON Sweden	6.736	6,7	6,7	6,7
	Fortum	5.825	5,8	5,8	6
Andre		38.306	38,2	38	36,2
Total for den nordiske region		100.313	100	100	100

Tabel 14.1 - Kilde: NordREG (2014,2013,2012)

I tabel 14.1 fremgår det, at markedsandelene for de største producenter generelt set er faldende. De væsentligste fald i koncentrationen fandt dog sted mellem 2004 – 2010. Som eksempel kan det nævnes, at Dong Energy (dengang Elsam) i 2004 producerede ca. 65 % af elektriciteten i Vestdanmark (Konkurrence og forbrugerstyrelsen – 2014). I Sverige havde Vattenfall i 2004 en markedsandel på 47%, Amundsen, E.S., & Bergman L. (2006).

I Danmark har der været stor offentlig debat vedrørende Dongs (tidligere Elsam) markedsmagt. I en afgørelse fra Konkurrence- og forbrugerstyrelsen (2014) blev residualefterspørgslen i Vestdanmark undersøgt ved at sammenligne tal fra 2004 og 2013. Fra at være betydelig positiv (+22%) i 2004 er den blevet markant negativ (-16%) i 2013. Styrelsen konkluderede herefter, at Vestdanmark reelt godt kunne opretholde forsyningssikkerheden uden elektricitet produceret af Dong, hvorfor udøvelse af markedsmagt ikke er sandsynlig.

Residualefterspørgsel er den efterspørgsel, der er tilbage på markedet, når man fra den samlede efterspørgsel fratrækker den elektricitet, der bliver leveret fra henholdsvis de decentrale kraftvarmeværker, vindmøller og fra import fra tilstødende naboer. Derudover fratrækkes kapacitet hos de konkurrerende, centrale produktionsenheder (centrale kraftvarmeværker). Residualefterspørgslen er positiv i en given time på et givet marked, hvis den samlede efterspørgsel er større end konkurrerende centrale kraftværkers kapacitet og produktionen fra vindmøller inden for markedet, importen fra andre geografiske markeder tilsammen og

produktionen fra decentrale kraftvarmeværker. På den måde opsummerer residualefterspørgsel det faktiske konkurrencetryk som andre markedsaktører udsætter en aktør for i en given periode på markedet (Konkurrence- og forbrugerstyrelsen – 2014).

14.2.2 HHI

Til at måle koncentrationsgraden på grossistmarkedet benyttes Herfindahl-Hirshman indekset (HHI), som NordREG udregner hvert år i deres Market Report. Der argumenteres i rapporten for, at uden et velfungerende grossistmarked, vil det ikke kunne betale sig at udvikle fuldkommen konkurrence i detailhandlen. Hvis grossistmarkedet ikke er konkurrencedygtig, kan aktørerne på grossistmarkedet diskriminere mellem aktører på detailmarkedet, hvilket begrænser konkurrencen ikke alene på grossistmarkedet, men også på detailmarkedet.

Herfindahl-Hirshman indekset, beregnes som summen af kvadraterne på markedsandelene for virksomhederne, der indgår på markedet (dvs. $0 < \text{HHI} < 1$). Ifølge den Europæiske Kommission bruges en praktik, hvor markeder med indre værdi på under 0,1 (1000) opfattes som ukoncentreret og derfor uproblematisk, markeder med indeksværdi mellem 0,1 og 0,18 (1000 og 1.800) opfattes som moderat koncentreret, med behov for en vis overvågning, mens markeder med en indeksværdi på over 0,18 (1.800) er stærkt koncentreret og derfor skal følges nøje for at undersøge eventuel misbrug af markedsmagt.

I teorien er der en analytisk sammenhæng mellem misbrug af markedsmagt og HHI indekset, målt ved det såkaldte Lerner-indeks (der måler prisernes relative afvigelse fra marginalomkostningerne: $L = (P - MC)/P$) på et marked med Cournot (mængde-) konkurrence. Lerner-indekset kan vises at være ligefrem proportional med graden af markedskoncentrationen og omvendt proportionalt med priselasticiteten, der normal er lav på elmarkedet (Tirole 1988).

På et marked med få og store virksomheder (oligopol) kan virksomhederne have mulighed for at udøve markedsmagt. Markedsmagt er evnen til at øge prisen til et niveau over den kompetitive pris for at opnå en større profit. Producenterne med en betydelig kapacitet på elektricitetsmarkedet kan udøve markedsmagt på to måder.

1. De kan presse prisen op ved at tilbageholde deres tilgængelig kapacitet og derved øge deres profit.

2. De kan udbyde deres kapacitet til en pris der er højere end deres kortsigtede marginale produktionsomkostninger.

Det er utrolig svært at skelne mellem de to forskellige måder at udøve markedsmagt på, idet konsekvensen vil være den samme for markedet. Der er størst sandsynlighed for at der udøves markedsmagt når kapaciteten er mindst, idet en producent selv ved at tilbageholde en lille andel af sin samlede kapacitet kan presse prisen i opadgående retning (Stoft - 2002).

Der er stor forskel på de nordiske markeders koncentrationsrater. I den seneste *Nordic Market Rapport 2014* fra NordREG, er Norden opdelt i de 12 forskellige pris områder.

Tabel 14.2 Koncentrationsgraden (HHI) af det nordiske grossistmarked, 2013 (NordREG, 2014)

2013	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	FI	DK1	DK2
	1529	1462	810	2787	1034	5671	1721	2060	1595	1382	892	3552

Det fremgår af tabel 14.2 at der er stor forskel i de forskellige prisområder, og at, skal 4 af områderne skal ifølge teorierne følges nøje for eventuel magtmisbrug, og kun to af områderne kan betegnes som ukoncentreret. De lavere værdier skyldes større mængder decentrale værker eksempelvis vind og hydro. Da disse producenter, som følge af delvis politiske bestemte priser, ikke fuldt ud reagerer på markedssignaler kan det diskuteres om koncentrationsgraden ikke burde være højere. Hvis HHI indekset beregnes på baggrund af figur 14.1, er værdien for hele Norden **748**, hvilket indikerer at det nordiske elektricitetsmarked er ukoncentreret og uproblematisk. $((19 \times 19) + (12 \times 12) + (12 \times 12) + (7 \times 7) + (1 \times 50) = 748)$.

Hvis en producent i eksempelvis SE1, gennem længere tid vil prissætte produktionen højere end naboregionerne ville disse, i et marked med ukoncentreret konkurrence, blot importere strøm fra andre regioner. Dette er også, hvad der sker i dag med mindre der opstår flaskehalsproblemer eller nedbrud på nettet, som bevirker, at der ikke kan "importeres" elektricitet til omtalte prisområde (se afsnit 12.1 om flaskehalse).

Amundsen et al. (1998) viser i en ex ante analyse, at i et integreret nordisk elektricitets marked med Cournot-konkurrence vil priserne komme tæt på priserne ved effektiv priskonkurrence. Transmissions-nettet har tilstrækkelig kapacitet til, at markederne kan integreres. Von der Fehr et

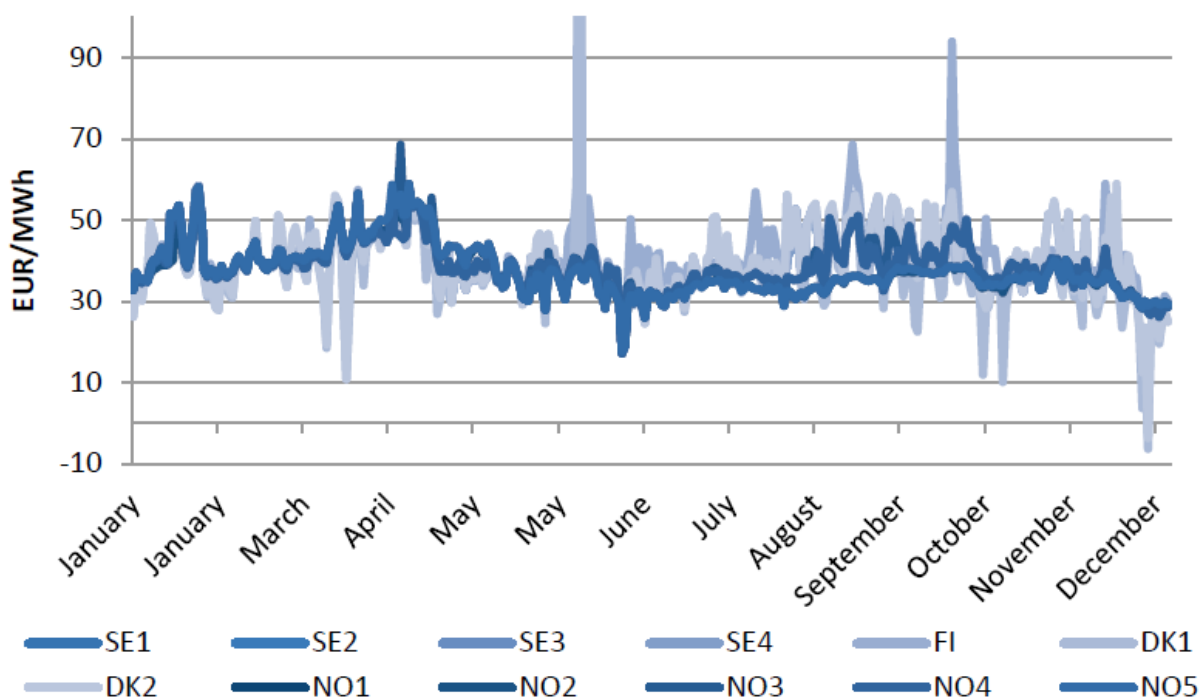
al. (1998) og Amundsen og Bergman (2000) viser begge, at konsolidering mellem producenterne kan øge producenternes muligheder for at hæve priserne og udøve markedsmagt. Dette er dog ikke, ifølge flere studier, blevet praktiseret.

Hjalmarsson (1999) undersøger i en ex-post undersøgelse spændet mellem priser og omkostninger i det nordiske elektricitets marked i perioden 1996-1999. Det påpeges, at der hverken på kort eller lang sigt er tegn på, at priserne er påvirkede af ufuldstændig konkurrence. Den mest sandsynlige forklaring herpå er den forholdsvis lave koncentration på det nordiske marked i sammenligning med eksempelvis Californien og Storbritannien, der var kendetegnet ved få og store producenter.

Fridolfsson and Tangerås (2009) undersøgte ligeledes, om der udøves markeds kraft på det nordiske elektricitets marked og finder ingen beviser for, at dette er tilfældet.

14.3 Prisforskel i prisområderene

Prisforskelle i de førnævnte prisområder opstår når der ikke er nok transmissionskapacitet til rådighed mellem to prisområder til at udligne prisen. Det kan forekomme, hvis nettet skal repareres eller, hvis der er fejl på nettet som reducerer transmission flowet. Der kan også være grundlæggende forskel i rådigheden på elektricitet mellem to prisområder således, at den normalt tilgængelige transmissionskapacitet ville føre til prisforskelle.



Figur 14.2 - Kilde: Nord Pool Spot

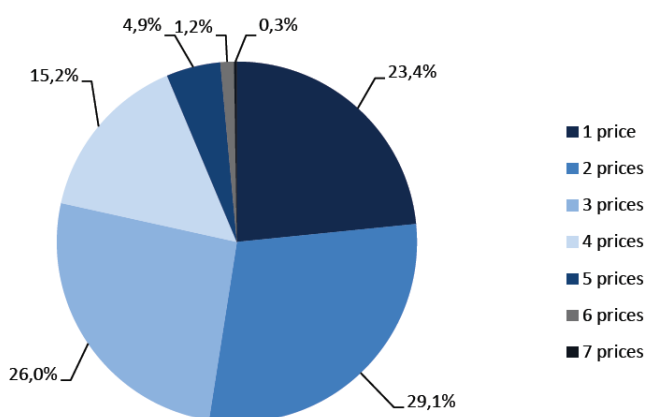
Forskellen på den laveste og højeste gennemsnitspris i 2013 var 3.82euro/MWh (NordREG, 2014). Finland havde den højeste gennemsnitspris, hvor det året før var DK2. Den laveste gennemsnitspris forekom i NO2. Forskellighederne opstod i 2013 grundet fejl og reparationer på nettet.

Spot prices €/MWh	2013	Change from 2012
East Norway (NO1)	37.56	27 %
South West Norway (NO2)	37.33	28 %
Mid Norway (NO3)	38.96	24 %
North Norway (NO4)	38.60	24 %
West Norway (NO5)	37.60	30 %
Sweden Luleå (SE1)	39.19	24 %
Sweden Sundsvall (SE2)	39.19	23 %
Sweden Stockholm (SE3)	39.45	22 %
Sweden Malmö (SE4)	39.93	17 %
Finland (FI)	41.16	12 %
West Denmark (DK1)	38.98	7 %
East Denmark (DK2)	39.61	5 %

Tabel 14.3 - Kilde: Nord Pool og EEX

14.4 Ensartet pris

Prisområderne havde i 2013 samme pris i 23,4 procent af timerne i 2013. Denne andel er faldet fra 25,1 % i 2012 og 26,2 % i 2011. I mere end 50 % af timerne i 2013, var der kun to forskellige priser på det nordiske el marked.

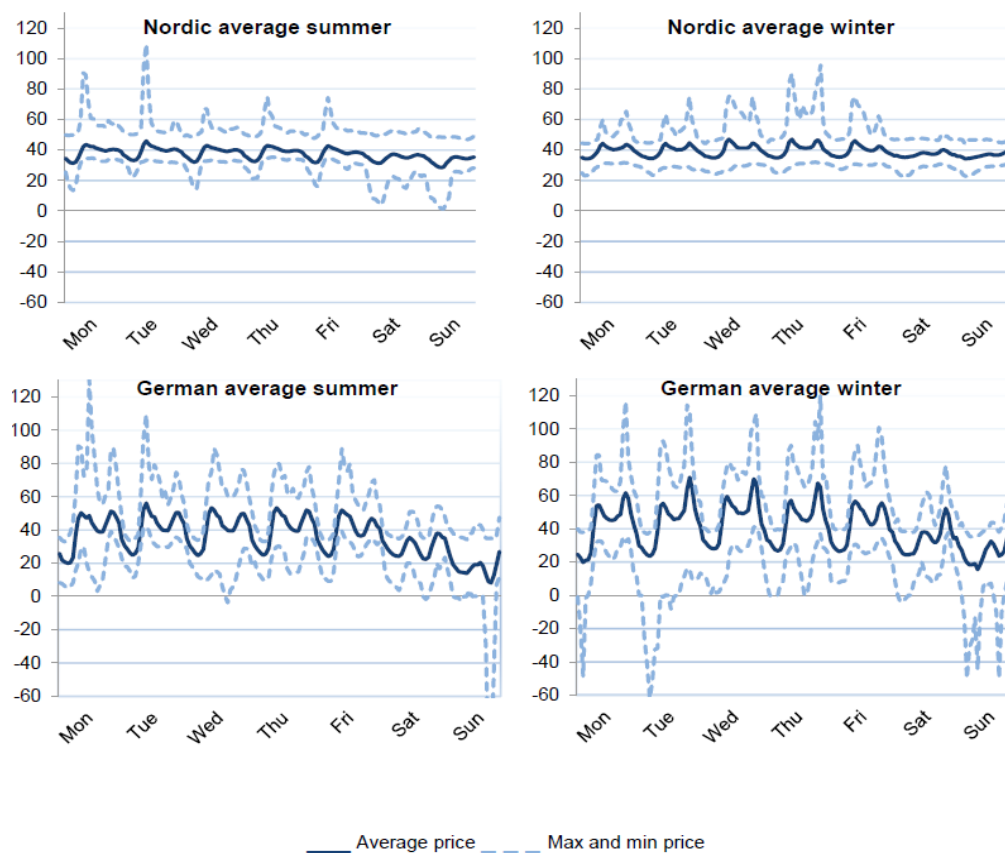


Figur 14.3 - Kilde: NordREG, 2014

Prisforskellene mellem Nord Pool Spot (NPS) (system pris 38,10 euro/MWh) og Den Europæiske Power Exchange (EPEX DE 37,78 euro/MWh) var mindre end i det foregående år (NPS 31,20 euro/MWh og EPEX 42,60 euro/ MWh i 2012). Udligningen forekom på grund af at de nordiske priser steg med 22%, men de tyske faldt med 11,3%. Hvis priserne sammenlignes over de sidste 4 år, har de tyske priser i gennemsnit ligget ca. 1,65 euro/MWh over de nordiske. Figur 14.4 viser ligeledes at de tyske priser fluktuerer mere end de nordiske. NordREG påpeger, at grunden skal findes i den høje andel af vind og sol i Tyskland, som ikke kan reguleres, hvorimod den nordiske hydro produktion er delvis regulerbar. Specielt stor produktion fra vind i weekender og i nattetimerne, hvor efterspørgslen er lav kan medføre negative priser som det fremgår i figuren. Fluktuationerne, og dermed prisforskelle, (alt andet lige), fremmer handlen mellem det nordiske og det tyske elektricitets system.

Figur 14.4. Nordisk systempris og tyske grossist pris gennemsnitlig, maksimale og minimale timer priser i sommeren 2013

Nordisk systempris og tyske grossist pris gennemsnitlig, maksimale og minimale timer priser i vinteren 2013

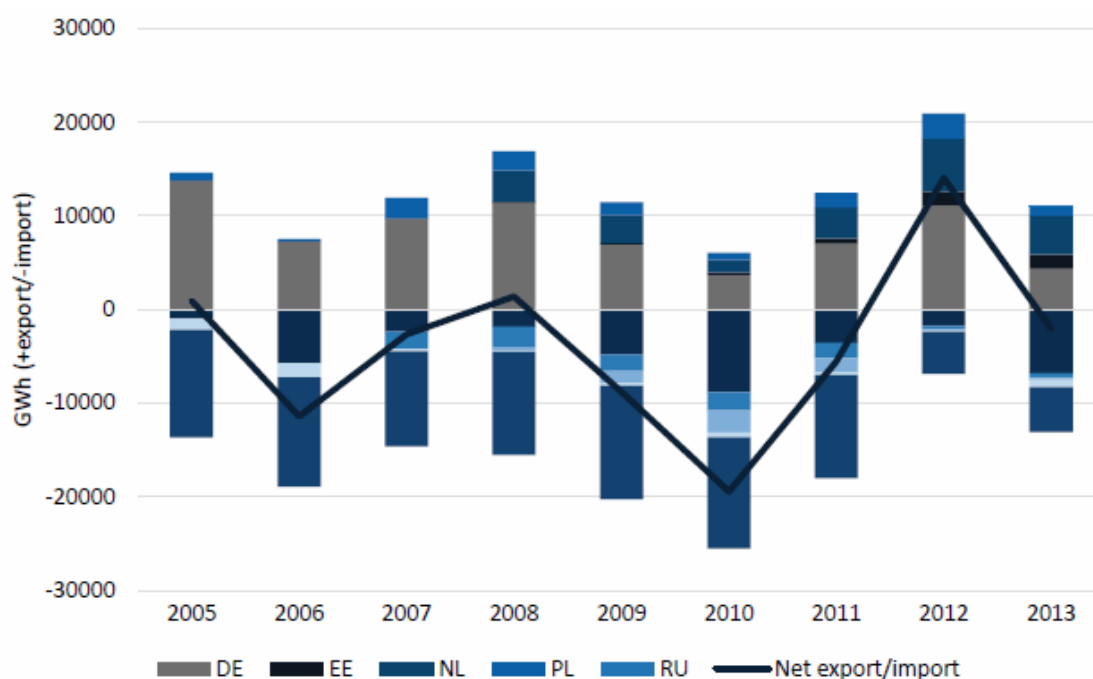


Kilde: Nord Pool og EEX

14.4.1 Priser i nærmarkederne

De nordiske elektricitetspriser er stærkt påvirket af priserne på vores næremarkeder. Grunden til, at det primært er nærmarkederne er, at transmissionsledningernes kapacitet ikke er udbygget tilstrækkelig så en græsk forbruger kan benytte strøm fra en dansk vindmølle (se afsnit 12). I den perfekte verden, med et fuldt udbygget liberaliseret el system, vil dette være muligt. De væsentligste landes elektricitetspriser, som Norden, derfor skal være opmærksom på, er de markeder hvor det er, eller bliver, mulighed for samhandel. Figur 14.5 viser den nordiske samhandel fra 2005 – 2013. I de såkaldte tørår er vi afhængige af vores nabolande for at opretholde forsyningssikkerheden. I normale år er Norden selvforsynende og i vådår eksporterer vi elektricitet.

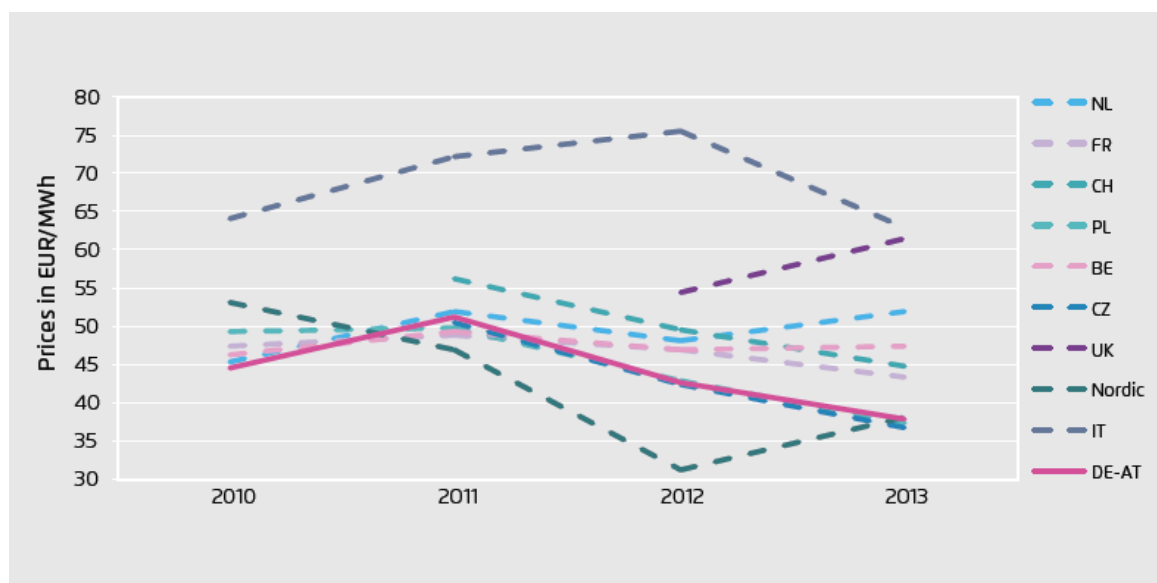
Figur 14.5. Nordic power exchange (import/export) 2005 - 2013



Kilde: Nord Pool Spot

Ud over de lande som Norden har samhandel med i dag, vil med den planlagte udbygning af transmissionsnettet, til det Centraleuropæiske marked (med bl.a. Frankrig, Belgien og Østrig) blive interessante samarbejdspartnere. Specielt de planlagte kabler mellem Norden og de Britiske øer, som forventes vil være funktionelt i år 2020+, vil få betydning for de nordiske elektricitetspriser.

Figur 14.6. Gennemsnitlige årlige grossistpriser in udvalgte europæiske lande.



Kilde: Agora – 2014

Det fremgår af figur 14.6, at Norden er et lavprisområde, som skyldes, at elektriciteten bliver produceret med lave marginalomkostninger, primært fra vand og vind samt kernekraft. Dette er naturligvis specielt interessant for de nordiske producenter, som har mulighed for at afsætte deres strøm på højprismarkedene. For Norden er UK og NL oplagte markeder og flere forbindelser er også vedtaget og andre er langt i planlægningen.

På det engelske marked, hvor er det gaskraft, som sætter prisen i de fleste timer (Dansk Energi – 2014), er de seneste års prisfald i Nordvesteuropa og Norden, udeblevet. Dette begrundes med, at gaspriserne siden 2009 er steget jævnt. Derudover indførte England i 2013 "Carbon price floor", som sætter et minimumsniveau for CO₂-kvoter, hvilket også er med til at forklare prisforskellen.

Det tyske marked var, som det engelske, frem til 2011, i høj grad afhængig af gasfyret kapacitet i perioder med stor efterspørgsel. I de seneste år har tyskerne massivt udbygget deres kapacitet af VE og billigere kulkraft, hvilket har betydet, at de gasfyrede kraftværker blive benyttet mindre.

14.5 Delkonklusion

Fire selskaber producerer ca. halvdelen af elektriciteten på det nordiske marked, hvilket giver grund til at undersøge om disse misbruger deres magt på markedet. Ud fra koncentrationsgraden samt tidligere studier, kan det konkluderes, at der ikke er grund til mistanke om magtmisbrug på det nordiske elektricitetsmarked. Endvidere fremgår det, at forskellen i de 12 prisområder (2013)

ligger forholdsvis tæt på hinanden og at variationerne primært skyldes fejl og reparationer på nettet. Slutteligt er interviewede eksperter ligeledes enige om, at det er de forskellige produktionsanlæg og ikke producenterne imellem, der konkurrerer om at levere elektricitet til Nord Pool.

Elektricitetspriserne i Norden vil, med de planlagte transmissionslinjer, komme til at stige, da salg fra et lavprisområde til et højprisområde vil udligne priserne i en del af timerne. De britiske forbrugere vil opleve lavere priser, mens de nordiske forbrugere vil opleve højere priser. Set fra en elektricitetsproducent i Norden er dette en positiv udvikling, hvorfor eksempelvis Dansk Energi er stor fortaler for et kabel til UK.

15 Elektricitetsprisen i Norden.

De centrale beslutningsparametre i enhver investering er risici og afkast, som igen afspejles i indtægter og udgifter. Indtægterne i energisektoren, i nærværende opgave vindmøller, kommer alt andet lige, kun fra elektriciteten. I Danmark udgiver Energinet.dk og Energistyrelsen årlig deres bedste bud på den fremtidige elektricitetspris, ligesom International Energy Agency (IEA), EU og et utal af brancheorganisationer verden over udarbejder hver deres forudsigelser om de fremtidige energipriser. I denne analyse tages udgangspunkt i IEA's rapport World Energy Outlook 2014 (WEO) forudsætninger til brændselspriser. For de fremtidige elektricitetspriserne, som er mere regionsbestemt, sammenlignes tal fra Energistyrelsen, Ea Energianalyse, Energinet.dk samt Dansk Energi.

Det er sket store forandringer i energiverden i de sidste årtier. Rigtig mange lande har liberaliseret deres el system og vedvarende energi samt internationale transmissioner er blevet vigtige faktorer. Finanskrisen var medvirkende til fluktuerende brændselspriser, og den politiske uenighed gør prognoser om den fremtidige elektricitetspris meget usikker. I nærværende opgave er der derfor valgt at se på flere senarier, udarbejdet af flere pålidelige aktører, nationale og internationale.

Norden er allerede stærkt forbundet til nærmarkederne gennem transmissionsforbindelser, og der er planlagt yderligere udbygning. Endvidere bliver omkostninger for CO₂ udledning fastsat i det europæiske kvotehandelssystem ETS. De nordiske priser dannes ikke blot på vores eget marked,

men er i høj grad også påvirkelige af vores naboer, EU-landene samt verdensmarkedet for energi.

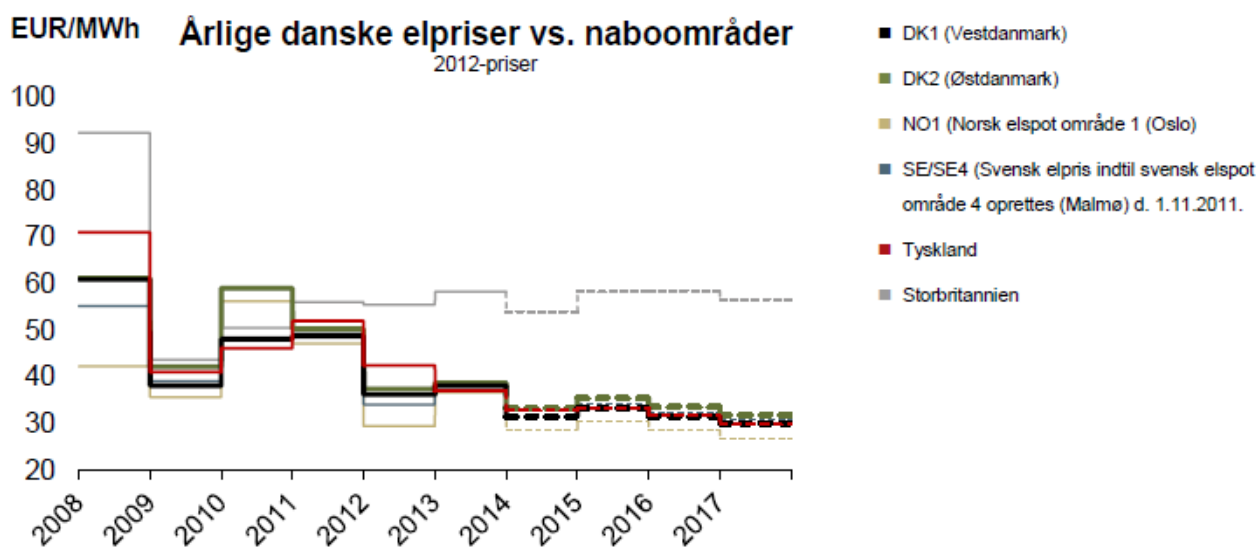
I dette afsnit beskrives de historiske priser, hvorefter de prognosticerede bud på den fremtidige elektricitetspris præsenteres, ligesom forskellen mellem elektricitetsprisen fra vindmøller og markedsprisen analyseres.

15.1 Den historiske prisudvikling (2000-2014)

Elektricitetspriserne var generelt stigende fra 2000 frem til 2008. Finanskrisen var årsag til faldende priser både på kvotepriser og råvarepriser, ligesom et fald i forbruget førte til et ikke ubetydelig fald i priserne i 2009. Selvom efterspørgslen faldt i årene derefter, forblev priserne i Norden forholdsvis stabile, grundet stigende brændselsomkostninger, meget lidt nedbør, og kolde vinter.

I 2011 og 2012 faldt priserne grundet lave priser på kul samt store mængder nedbør i Norden. I 2013 fortsatte faldet i kul- og kvotepriserne, hvilket betød, at specielt de tyske elpriser faldt, men grundet mindre nedbør i Norden steg elektricitetsprisen en anelse.

Figur 15.1. Årlige elektricitetspriser i Norden, Tyskland og Storbritannien



Kilde. Nordpool, EEX (Futures-kontrakter fra 05.09.2014)

Figur 15.1 viser årlige historiske elektricitetspriser og markedsforventninger mod 2017. De heloptrukne linjer er historiske priser, og de stiplede linjer er futures-kontrakter.

I figur 15.1 er elektricitetspriserne for Storbritannien ligeledes afbilledet. De engelske elektricitetspriser vil få indflydelse på de nordiske, når den kommende udbygning af transmissionskapacitet bliver en realitet, som planlagt mellem år 2020-2025 mellem Norden og England. Der er blandt de nordiske producenter, specielt de danske og norske, stor interesse i udvidelsen, da det kan forventes at den nordiske elektricitetspris vil stige, om ikke andet på kort sigt.

15.2 Markedets forventninger til den Nordiske elektricitetspris frem til 2018

For at belyse markedets forventninger til udviklingen i den nordiske elektricitetspris undersøges priserne på de Futures-kontrakter, som er indgået. Sandsynligheden for, at disse kontrakter vil komme til at stemme overens med de reelle systempriser bliver naturligvis mindre jo længere de løber. I indeværende benyttes futures-kontrakterne til at belyse udviklingen på kort sigt (frem til år 2018).

Som det fremgår i figur 15.1 forventes de nordiske priser at ligge meget tæt på de tyske de næste tre år, og at være svagt faldende. Dette kan forklares med en svag vækst i elforbruget, kombineret med stigende mængder VE. Dette vil ligeledes, alt andet lige, få den effekt, at kulkraftværfterne vil blive prissættende i flere timer, mens de relative dyrere gasfyrede værfter sjældent vil være prissættende.

Generelt forventes de danske og sydsvenske regionpriser, sammen med de tyske at ligge lidt over priserne længere nordpå.

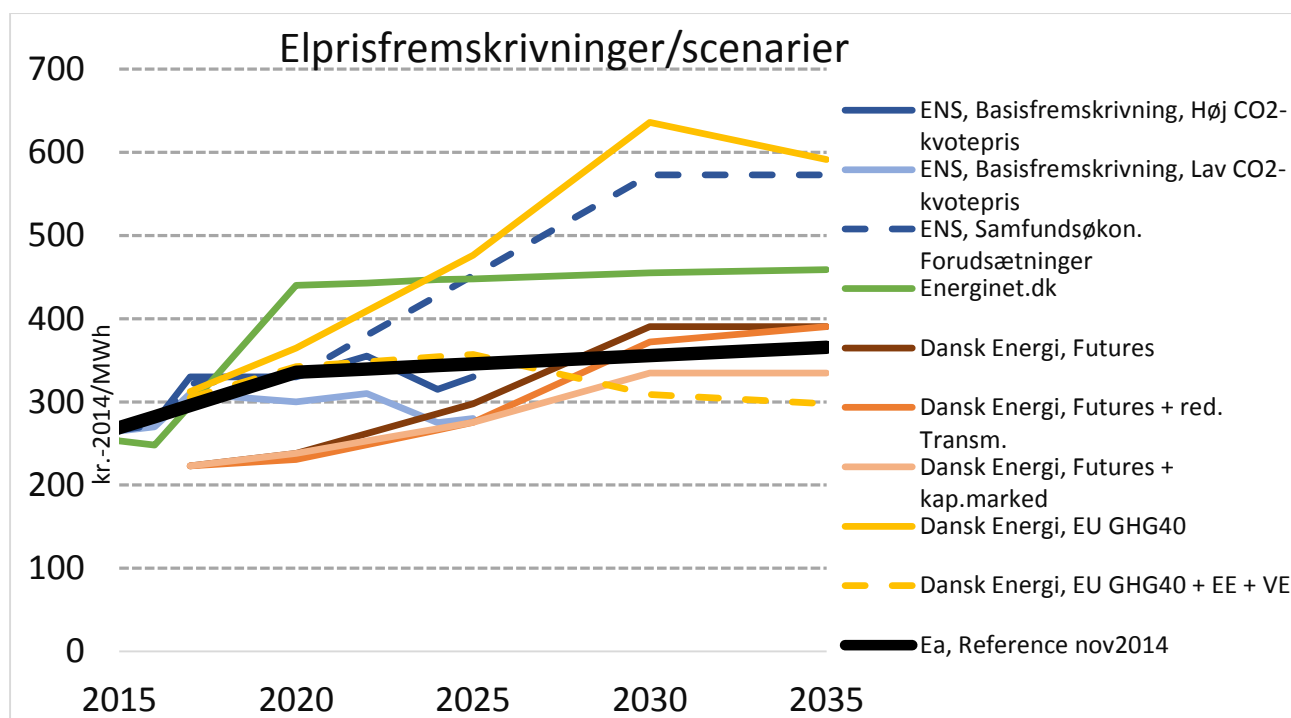
15.3 Forventningerne til den Nordiske elektricitetspris fra 2015 til 2035

I indeværende afsnit vil der fremgå resultater, som er baseret på forskellige beregnede scenarier, og de vil derfor være helt afhængige af de valgte input parametre. Med en tidshorisont på 20 år, vil resultaterne altid været forbundet med stor usikkerhed. De forskellige scenarier, som belyses, illustrerer eksempler på udviklinger i den fremtidige elpris. De 10 forskellige eksempler, som ses i figur 15.2, er baseret på forskellige input og forudsætninger. Brændselspriserne er primært baseret på IEA's forudsætninger 'New Policies Scenario', hvor alle landes planer om vedvarende energi realiseres. Derudover er de forskellige scenarier baseret på en differentieret udvikling af CO₂ priser ligesom andelen af VE i Norden samt udvidelsen af transmissions forbindelserne lægges

til grund for de forskellige, fremtidige elektricitetspriser. En oversigt over de forskellige centrale forudsætninger findes i bilag 7.

I figur 15.2 ses de beregnede priser i de 10 scenarier. Der er betydelig forskel i de beregnede priser, som i 2025 svinger mellem 27 øre/kWh til 47 øre/kWh. Den væsentligste usikkerhed er kvoteprisen i 2025, som er beregnet til at ligge mellem 40 og 163 kr./ton. Detaljerede tal findes i bilag 8.

Figur 15.2



Kilde. Ea Energi analyse 2014

Da det er umuligt at forudse, hvilken en af beregningerne, der kommer tættest på den faktiske pris i 2025, er der i indeværende opgave beregnet et simpelt gennemsnit. For den fremadrettede analyse forudsættes det, at den nordiske elektricitetsprisen i 2025 bliver 35 øre/kWh. Der vil dog i konklusionen ligeledes blive omtalt et scenarie, hvor prisen er 45 øre/kWh, som Energinet.dk forudser.

15.4 Prisforskel på markedsprisen og elektricitet fra vindmøller

Vindmøller producerer ikke nødvendigvis på de tidspunkter, hvor elprisen er høj, hvorfor værdien af vindmølleproduktionen er lavere end markedets gennemsnitspris. Værdien af el fra regulerbare anlæg er derimod højere end markedets gennemsnitspris, fordi de kan placere deres produktion der, hvor prisen er højest. Afregningsprisen for vindkraft påvirkes af mængden af vindkraft i systemet (nationalt og internationalt), transmissionsmulighederne samt systemets evne til at tilpasse produktion og forbrug til vindkraftproduktionen. Manglende evne til at tilpasse forbrug eller produktion til vindkraftproduktion fører til lavere markedspriser for alle aktører i de pågældende timer og er derfor ikke kun et emne for vindkraftproducenter. Afvigelserne imellem den gennemsnitlige markedspris og den produktionsvægtede markedspris for forskellige producenter varierer fra år til år. Siden 2002 har vindkraft haft en afregningspris under den gennemsnitlige markedspris i Danmark på ca. 10% (Vindintegration i Danmark – 2014, Ea Energy Analyse).

Der er enighed om, at forskellen mellem den gennemsnitlige afregningspris for vindmøller og markedsprisen med stor sandsynlighed vil stige, men ikke hvor meget. Ea prognosticerer, at forskellen kan blive op til 20% i 2025 (endda 35% i 2035), Dansk Energi 16-17% mens Energinet.dk ligger lidt lavere (under 15%), da de er af den opfattelse at blandt andet udbygningen af transmissionsnettet og tidsforskydninger i forbruget vil medvirke til, at forskellen ikke stiger voldsomt. Hvor meget lavere vindmøllestrømmen vil ligge i forhold til gennemsnitsprisen kommer an på mange faktorer, specielt hvordan transmissionsnettet udvikles.

I den videre analyse vil en forudsætning være, at elektricitet priserne fra vindmøller vil ligge 17% lavere end gennemsnitsprisen, som er et simpelt gennemsnit af de undersøgte scenarier.

15.5 Delkonklusion på prisudviklingen.

Ifølge samtlige tilgængelige rapporter forudses en tendens til stigende gennemsnitpriser i Norden og de omkringliggende lande (UK undtaget) frem mod 2035. Resultatet af de foretagne beregninger er naturligvis afhængige af inputtet og varierer en del. Elpriserne stiger fra ca. 20 øre/kWh i 2015 til (forudsætning) 35 øre i 2025. Det påpeges, at det primært er forudsætningerne om prisstigningerne på kul, naturgas, og CO₂ kvoter, som påvirker priserne i opadgående retning. Udebliver prisstigningerne på førnævnte, forventes elpriserne at stagnere.

Den kraftige stigning i vindproduktion vil få stor betydning for el priserne, og vi vil opleve, at priserne vil fluktuere mere end i dag afhængig af, hvor meget det blæser. Der vil blive flere perioder med meget lave elpriser, specielt i de vindrige måneder. Den store andel af hydrokraft i Norden vil dog medvirke til at udjævne udsvingene. Ifølge analysen (Vindintegration i Danmark, 2014) vil forskellen mellem den gennemsnitlige elpris og afregningsprisen for vindkraft stige kraftigt. I Danmark forventes forskellen i 2035 at blive op i mod 35%. Det forudsættes, at elektriciteten fra vindmøller i 2025 vil ligge ca. 17% under den gennemsnitlige markedspris.

16 El produktionsomkostninger

For at kunne besvare hovedspørgsmålet er det nødvendigt at undersøge produktionsomkostninger for en kWh, fra de forskellige produktions metoder, som kan antages at konkurrere med onshore vindmøller i 2025. I dette afsnit beskrives de væsentligste forudsætninger, som ligge til grund for beregningen foretaget af Ea Energianalyse efter anmodning fra Energistyrelsen i 2014. IEA har ligeledes udarbejdet en rapport i 2010, som dog ikke omhandler alle de nordiske lande, ligesom den ikke undersøger de teknologier, der er interessante for nærværende. Elforsk (S) og NVE (N) analyser vedrørende emnet er ligeledes studeret.

16.1 De langsigtede marginalomkostninger

Resultater i indeværende afsnit er baseret på analysen fra Ea – Elproduktionsomkostninger (2014), sammenholdt med energistyrelsens opdateringer (2015). Beregningerne er foretaget med udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikataloger samt brændsel- og CO₂-kvotepriser fra World Energy Outlook (2013). Netop CO₂ prisen udgør en væsentlig usikkerhedsfaktor. I indeværende opgave er der kalkuleret med en CO₂-kvotepris på 145 kr./ton⁸, mens den nuværende pris ligger væsentligt lavere. De beregnede elproduktionsomkostninger er gennemsnitlige omkostninger for teknologien idriftsat i 2021 – 2040. I beregningerne er der taget højde for omkostninger til investering, drift og vedligehold, brændsel samt CO₂ afgifter. De forskellige teknologier afskrives over den tekniske levetid og en realrente på 4 % benyttes.

Resultaterne for 2021-2040 illustrerer teknologiernes elproduktionsomkostninger for reel drift, men uden risikodækning, afgifter og tilskud. Resultater, som forudser omkostninger så langt frem

⁸ Baseret på IEA's New Policy scenarie, og beregnet ved et diskonteret gennemsnit for 2016-2035. I beregningerne for 2021-2040 er det forventet at CO₂ priserne stiger med ca. 30%.

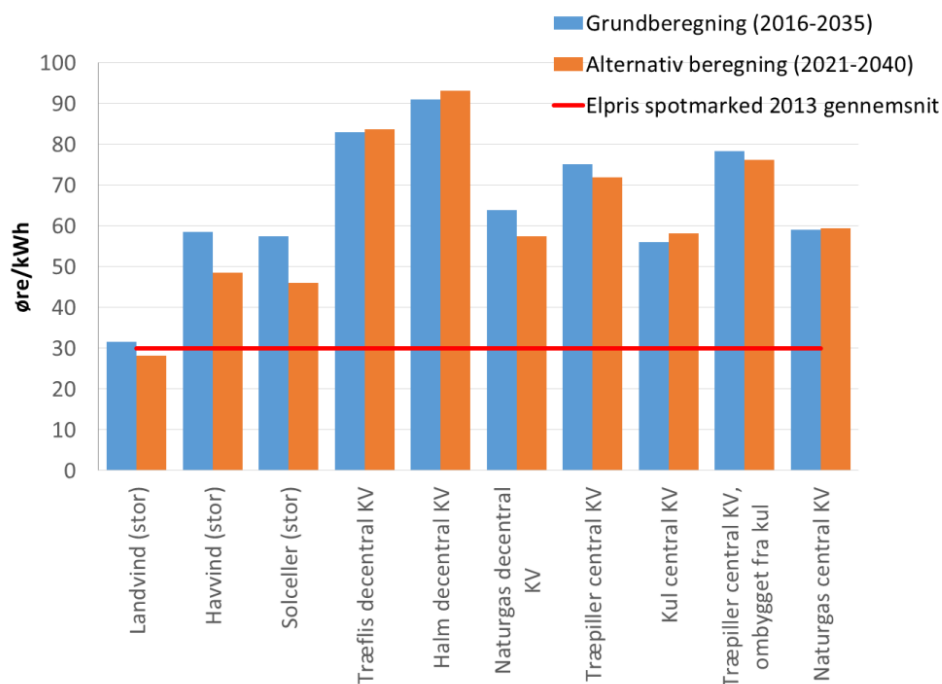
som 2040, er naturligvis behæftet med stor usikkerhed, mens sandsynligheden for at resultaterne vedrørende teknologiernes omkostninger i forhold til hinanden er mere robuste, da forudsætningerne er de samme.

Lignende beregninger er ligeledes udfærdiget i andre Nordiske lande men resultaterne er ikke sammenlignelige da der er forskel på forudsætningerne. Eksempelvis er det billigere at producere vindstrøm i Danmark end i resten af Norden, grundet flere fuldlasttimer (mere vind) og kortere afstande (tilslutningsomkostninger). Det samme er tilfældet, hvis vandkraft sammenlignes, hvor produktionsomkostninger er væsentlig lavere i Norge end i resten af Norden.

Kernekraft og vandkraft, som begge er væsentlige energikilder, er ikke med i analysen fra Ea Energianalyse, da denne fokuserer på danske energikilder. Fra NVE rapporten fremgår det, at den norske vandkraft i øjeblikket kan producere strøm til 0,22 dkk pr. kWh (se bilag 9), som den absolut billigste produktion i Norden. NVE bruger dog andre forudsætninger, men sammenlignes produktionsomkostningerne, kommer NVE ligeledes frem til at efter vandkraft kommer vind (onshore) og kernekraft som de billigste teknologier.

Fælles for de gennemgåede rapporter er dog, at de laveste omkostningsteknologier i Norden er onshore vindmøller, vandkraft og kernekraft (Energistyrelsen 2014, Elforsk 2014 og NVE 2015).

I figur 16.1 nedenfor sammenlignes produktionsomkostninger for 10 forskellige teknologier, i to tidshorisonter, ligesom den gennemsnitlige sporpris i 2013 er afbilledet.



Figur 16.1 - Kilde: Energistyrelsen 2014.

Som det fremgår i figur 16.1 er el produktionsomkostningerne for onshore vindmøller (DK) lavest. Offshore møller og solceller er i 2016-2035 på samme niveau som kul og naturgas, men omkostningerne falder i tidshorisonten 2021-2040. Den gennemsnitlige spotmarkedspris for el var i 2013 omkring 30 øre/kWh –(Nordpoolspot.com). Hvis spotprisen sammenlignes med de viste produktionsomkostninger ligger omkostningerne for alle teknologier over spotprisen (på nær onshore 2021-2040), hvilket indikerer, at det ikke er rentabelt at opføre, selv den billigste teknologi med det niveau som elprisen havde i 2013. Siden da er spotprisen faldet yderlig til ca. 22 øre/kWh (Nordpoolspot.com – 22.04.2015).

Det skal ligeledes bemærkes, at etableringen af onshore vindmøller er begrænset af de planmæssige forhold, som gør sig gældende i 2020 og frem, ligesom det er uvist om de pladser/sites har samme vind ressourcer til rådighed som forudsat i beregningerne.

Produktionsomkostningerne er ligeledes site bestemt, da de samlede etableringsomkostninger stort set er ens, mens produktionen variere kraftig, alt efter beliggenheden.

Da omkostningerne (ca. 29 øre/kWh) i 2021-2040 til danske onshore vindmøller er de laveste i Norden, vil tallet blive brugt til at kalkulere hvorvidt om institutionelle vil investere i teknologien i

2025, da det antages, at investorerne ikke har nationale interesser, men udelukkende har ønske om at profitmaksimere.

16.2 Delkonklusion.

Vind-, vand- og kernekraft er de billigste teknologier til el produktion i Norden, hvorfor det ifølge *merit order principle* vil være disse teknologier, som først benyttes. Med de lave (norske) produktionsomkostninger for vandkraft ville det være oplagt (også for DK, S og Finland) at udnytte potentialet i Norge, som stadig kun er ca. 2/3 udnyttet (NVE -2015). Der er dog mange praktiske begrænsninger der forhindrer dette, specielt politiske, da det næppe vil være politisk acceptabelt at have for stor del af produktionen liggende i et andet land. Det vil endvidere sætte forsyningssikkerheden under et stort pres, specielt i år med ringe nedbør. Derudover er netforbindelserne mellem landene ikke tilstrækkelige til at håndtere så store mængder elektricitet.

Danmark er Nordens billigst land at producere vindmølle elektricitet i, hvorfor der tager udgangspunkt i de danske omkostninger, som forventes at være DKK 0,29 pr. kWh.

Centralt for opgaven vil være at sammenholde produktionsomkostningerne for vindkraft med markedsprisen for elektricitet i 2025 for at vurdere om det vil rentabelt, og dernæst om vindmøller kan skabe tilstrækkelig profit til at tiltrække investorer.

17 Konklusion

Projektet er, udover at være mit afgangsprøve på HD (IB), blevet udarbejdet for udviklere af vindmølleparker, til hjælp i deres strategiplanlægning på det Nordisk marked frem mod 2025. Afsnittet har til hensigt at konkludere samt fremhæve de vigtigste "findings" i projektet ud fra problemstillingen, som er:

Vil institutionelle investorer investere i nordiske onshore vindmøller uden subsidier i år 2025?

For at kunne besvare spørgsmålet, var det nødvendigt at belyse hvordan elektricitetsprisen vil udvikle sig, ligesom en konkretisering af de vigtigste faktorer som prisen påvirkes af. For at belyse disse faktorer er der udarbejdet en brancheanalyse, udbud og efterspørgselsforholdene analyseres ligesom de politiske målsætninger er gennemgået.

De vigtigste faktorer for udviklingen af elektricitetsprisen i Norden er

- Kvotepriser på CO₂
- Brændselspriser
- Transmissionsnettet

De nordiske regeringer har længe været blandt de lande med de mest ambitiøse klimamål, og alt tyder på at de også vil være det i fremtiden. EU's 20-20-20 mål vil blive/er indfriet og de nordiske regeringer er villige til at gå endnu længere i kampen mod klimaforandringer. Hvis det viser sig at det i 2025 ikke er rentabelt at opsætte/drive vindmøller i Norden på markedsvilkår, tyder alt på at regeringerne forsat vil subsidierer industrien.

Prisen på EU's kvote system (ETS), er reelt så lav, at den ikke har den ønskede effekt, hvorfor det vil være et oplagt system at revidere. Hvis systemet revideres, og kvoteprisen stiger, vil det have en positiv effekt på teknologier, som ikke udleder CO₂, ligesom prisen på elektricitet vil stige.

De væsentligste, fossile brændsler, som påvirker elektricitetsprisen, er kul og gas, der begge udleder CO₂, (specielt kul), hvorfor prisudviklingen på disse er afhængig af, hvordan kvoteprisen udvikler sig. Norden har et forholdsmæssigt lille forbrug af fossile brændstoffer, hvorfor fluktuationer (med de nuværende transmissionsforbindelser) vil have en mindre effekt i Norden end i lande med stor afhængighed af kul og gas.

EU's målsætning om et liberaliseret elektricitetsmarked er godt på vej, men kapacitetsbegrænsninger og flaskehalse bevirker, at nordiske vindmøller, populært sagt, ikke kommer til at

oplyse Roms gade foreløbigt. Norden er et lavprisområde, hvorfor planlagte transmissionsforbindelser til eksempelvis UK og Holland, hvor prisen er noget højere, vil bevirke, at prisen på elektricitet i Norden vil stige.

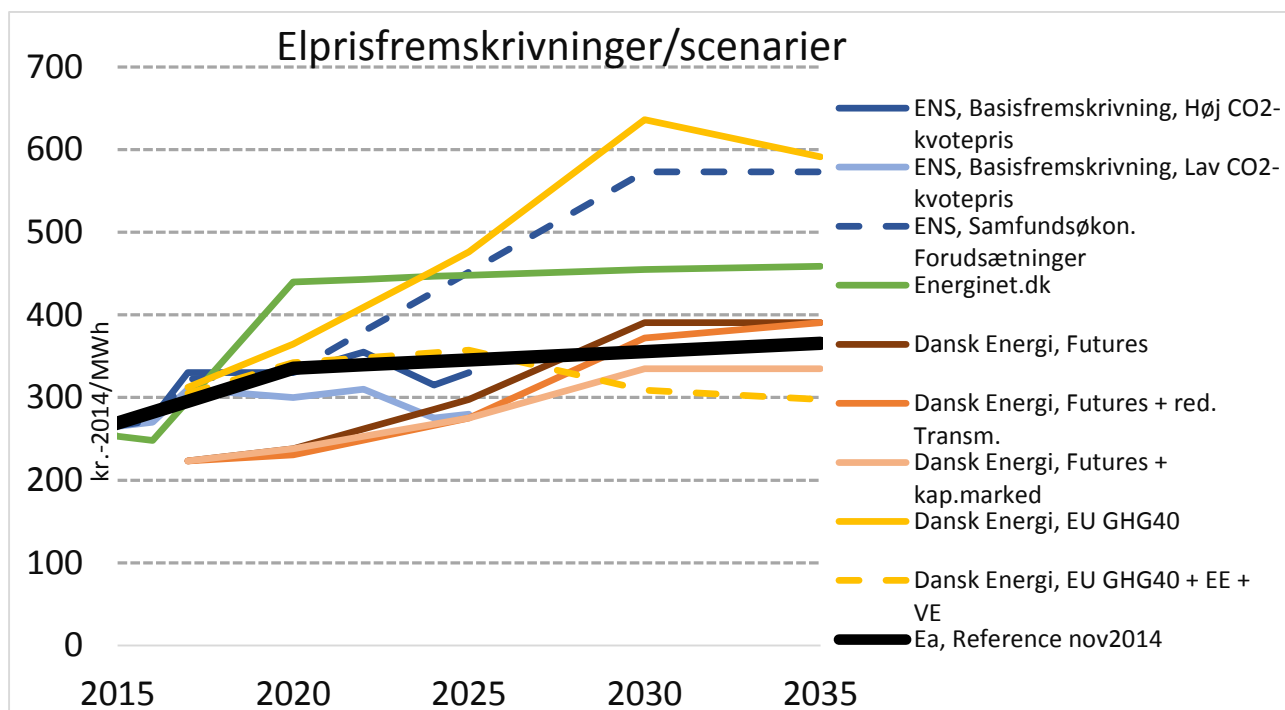
Norden har et højt elektricitetsforbrug grundet, at størstedelen af de nordiske boliger er opvarmet af elektricitet samt en energiintensiv industri (Danmark undtaget). Forbruget forventes blot at stige med 3 % frem til 2035. Dette begrundes primært med effektivisering.

Kapaciteten i Norden forventes at stige med 15 % i perioden fra 2014 – 2035, som primært kommer fra vind og vandkraft, der har lave marginalomkostninger. Udviklingen vil medføre, at Norden i fremtiden vil producere mere end der efterspørges, hvilket, alt andet lige, vil betyde faldende elektricitetspriser. Med mindre, at transmissionsforbindelserne (til højprisområder) udbygges, hvorved priserne påvirkes i opadgående retning. Størstedelen af den øgede kapacitet kan potentielt eksporteres.

Det ændrede produktionsmix, med betydelige flere vindmøller, vil kræve et mere fleksibel el-system med tilstrækkelig kapacitet, som også kan sikre forsyningssikkerheden til forbrugerne, når det ikke blæser. Den stigende produktion fra vindmøller vil ligeledes medvirke til at forskellen mellem markedsprisen og elektricitetsprisen fra vindmøller vil stige, da produktionen ikke kan tilpasses efterspørgslen. Det er estimeret at den gennemsnitlige elektricitet pris fra vindmøller i 2025 vil være 17 % lavere end den gennemsnitlige markedspris.

Fra brancheanalysen fremgår det at fire selskaber (Vattenfall, Fortum, Statkraft og E.ON) producerer ca. halvdelen af den nordiske elektricitet, hvorfor koncentrationsgraden (HHI) blev analyseret. Resultatet blev, understøttet af tidligere studier, at det nordiske marked er ukoncentreret og uproblematisk. De interviewede påpegede enstemmigt, at i praksis er det de forskellige produktionsanlæg, og ikke producenterne imellem, der konkurrerer om at levere elektricitet til Nord Pool.

Som det fremgår er der mange faktorer, som har indflydelse på den fremtidige elektricitetspris og resultater med en tidshorisont som i indeværende opgave, vil altid været forbundet med stor usikkerhed. De ti forskellige scenarier, som er taget i betragtning, som er vist herunder, er alle fra anerkendte kilder med stor indsigt i udviklingen på den nordiske elektricitetsmarked.



Figur 15.2 - Kilde: Ea Energi Analyse (2014)

For at kunne besvare problemstillingen er det nødvendigt at vælge en pris pr. kWh og sammenholde denne med produktionsomkostningerne. Et simpelt gennemsnit af de ovenstående er beregnet og resultatet er, at en kWh i 2025 kommer til at koste DKK 0,35. Fra den gennemsnitlige markedspris skal fratrækkes de prognosticerede 17 %, som vindmølle elektricitetsprisen vil ligge under markedsprisen, hvorefter vindmøller ejeren vil modtage ca. DKK 0,29 pr. kWh.

De Nordiske produktionsomkostninger for en kWh er analyseret, og det resulterede i at Danmark er Nordens billigste land at producere vindmølleelektricitet i, hvorfor der tages udgangspunkt i de danske omkostninger, som forventes at være DKK 0,29 pr. kWh. (inklusive etableringsomkostninger) i perioden 2021-2040.

Det kan derfor konkluderes med ovenstående forudsætninger, at institutionelle investorer *ikke* vil investere i nordiske onshore vindmøller i 2025 uden subsidier.

Hvis derimod Energinet.dk's forudsigelser bliver en realitet og markedsprisen bliver DKK 0,45 pr. kWh, og forskellen mellem markedsprisen og vindmølle strømmen bliver under 15 % (som Energinet.dk forventer), vil investorerne med stor sandsynlighed investere i Nordiske onshore vindmøller, selv uden subsidier.

18 Refleksion

Som beskrevet i opgaven er rentabiliteten af onshore vindmøller meget sitebestemt. Man kan fristet til at citere boligbranchen – beliggenhed, beliggenhed og beliggenhed. Hvis man opstiller to identiske møller, hvor den ene opstilles eksempelvis ved den Vestjyske kyst og den anden inde i Sveriges skove, vil økonomien i den Vestjyske selvsagt være langt bedre, selvom etableringsomkostningerne måske er de samme. En developer, kan være heldig/dygtig at tjene DKK. 15 mio. på den ene mølle og måske kun lige få økonomien til at hænge sammen på den anden. Der er derfor stor efterspørgsel på "gode" sites. Det konkluderes at økonomien, med de prognosticerede priser på en kWh samt de nævnte omkostningerne, ikke vil tiltrække investorer, uden subsidier i 2025. Det påpeges dog også at, hvis det bliver tilfældet, vil de nordiske regeringer, med stor sandsynlighed, til stadighed subsidierer branchen.

Hvad der *ikke* er undersøgt i indeværende opgave er potentialet for onshore vindmøller i Norden. Specielt i Danmark, hvor vi har opstillet rigtig mange møller, i forhold til landets størrelse. Det er allerede i dag svært at finde de optimale sites og stigende miljømæssige krav, sammen med en voksende modstand i lokalbefolkningen, vil ikke gøre det nemmere i fremtiden. For en vindmølle developer, er det nødvendig at undersøge potentialet i de nordiske lande og med stor opmærksomhed følge de nævnte faktorer som vil påvirke rentabiliteten, når strategien lægges.

19 Litteraturliste

- Aggarwal, S.K., Saini, L.M. & Kumar, A. (2009). *Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 31, 13-22.
- Agora (2014) Comparing electricity prices for industry
- Amundsen, E. S. & Mortensen, J. B. (2008) Markeder i klimapolitikken. Samfundsøkonomen # 4.
- Amundsen, E.S., & Bergman L. (2000). Will cross ownership re-establish marketpower in the Nordic power market? Working paper No. 56/00, Foundation for research in Economics and Business Administration (SNF), Bergen
- Amundsen, E.S., & Bergman L. (2006). *Why has the Nordic electricity market worked so well?* Utilities Policy 14, 148-157.
- Asmundsen, E.S., L. Bergman & B. Andersson (1998). Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market, Working Paper Series in Economics and Finance No. 217, Stockholm School of Economics.
- Audun Botterud, Arnob K. Bhattacharyya & Marija Ilic (2002) Futures and spot prices – an analysis of the Scandinavian electricity market
- Bert Willems, Ina Rumiantseva & Hannes Weigt (2009) *Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us?* Energy Economics, Volume 31, Issue 1, January 2009, Pages 38-47
- Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M.D. (2010). *The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market*. Energy Economics 32, 967-978.
- Concito (2013). *Danmark i et grøn certifikatmarked*.
- Dansk Energi (2013). Analyse nr. 4 - *Scenarier for dansk el og fjernvarme 2020 - 2035*
- Dansk Energi (2012). Analyse nr. 8 - *Fremtidigt støtteniveau for onshore vind*
- Dansk Energi (2014). Analyse nr. 16 - *Elprisscenarier 2017 - 2035*
- Det Strategiske Miljøforskningsprogram (2001). *Bæredygtighed, økonomi og velfærd*

- Ea Energianalyse (2014) Elproduktionsomkostninger. Samfundsøkonomiske langsigtede marginalomkostninger for udvalgte teknologier
- Ea Energianalyse (n.d.). *Nordic electricity supply and demand in a changing climate.*
- Ea Energianalyse (2014) *Vindintegration i Danmark. Vindens værdi - og tiltag til at sikre den.*
- Elforsk (2014) Electricity from new and future plants 2014
- Energi Styrelsen (2014). *Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014.*
- Energinet.dk (2010) *Energi 2050, Udviklingsspor for energisystemet.*
- Energinet.dk (2013). *Systemplan 2013.*
- Energistyrelsen (2011). Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, energilagring og energiproduktion og -konvertering
- Energistyrelsen (2013). *Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050.*
- Energistyrelsen (2014). *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområder.*
- ENTSO-E (2011). *NTC Matrices 2010-2011.*
- ENTSO-E (2012) *Ten Year Network Development Plan 2012.*
- ENTSO-E (2014). *Electricity in Europe 2013.*
- EurObserv'ER (2013) *The state of renewable energies in Europe.* Edition 2013.
- Eurostat newsrelease 43/2015 - Renewable energy in the EU
- EWEA (2014). *Wind energy scenarios for 2020.*
- EWEA (2015). *Wind in power. 2014 European statistics.*
- Fridolfsson, Sven-Olof & Tangerås, Thomas (2009). Market Power in the Nordic Wholesale Electricity Market: A Survey of the Empirical Evidence
- Hjalmarsson, E. (1999). Nord Pool. A Power Market without Market Power, Annex in L. Hjalmarsson, A. Midttun and E. Svindland. Nord Pool: Issues and Dilemmas, Department of Economics, School of Economics and Commercial Law, Göteborg University.
- IEA - Medium-Term Gas Market Report 2014
- IEA (2014). *The Impacts of Global Coal Supply on Worldwide Electricity Prices.*
- IEA (2014). *World Energy outlook 2014.*

- Jong, Cyriel De (2006) *The Nature of Power Spikes: A Regime-Switch Approach*, Studies in Nonlinear Dynamics and Econometrics, Volume 10, Issue 3, Article 3.
- Kildegaard, A. (2008). *Green Certificate market, the risk of over-investment, and the role of long-term contracts*. Energy policy 36, 3413-3421.
- Knittel, C.R. & Roberts, M.R. (2005) *An empirical examination of restructured electricity prices*. Energy Economics, 27(5), 791-817
- KONKURRENCE- OG FORBRUGERSTYRELSEN (2014). DONG ENERGYS ANMODNING OM OPHÆVELSE AF VPP-TILSAGN
- Kotler, P.; Keller, K.; Brady, M.; Goodman, M. & T. Hansen , Marketing Management (PEST)
- Lynne Pepall, Dan Richards & George Norman. Industrial Organization: Contemporary Theory and Empirical Applications (2008)
- Martin Stephen, (1993) - *Industrial Economics - Industrial economics economic analysis and public policy*
- Michael E. Porter. "The Five Competitive Forces that Shape Strategy", Harvard Business Review, January 2008, p.86-104
- Nordic Competition Authorities (No.1/2003) *A Powerful Competition Policy*
- Nordic Council of Ministers (2013). *Nordic Statistical Yearbook 2013*.
- Nordic Energy Regulators (2014). *Strategy for a harmonised Nordic retail market 2015-2018*.
- Nordic Energy Regulators (NordREG)(2012). *Nordic Market Report 2012*.
- Nordic Energy Regulators (NordREG)(2013). *Nordic Market Report 2013*.
- Nordic Energy Regulators (NordREG)(2014). *Nordic Market Report 2014. Development in the Nordic Electricity Market*.
- Nordic Energy Research & IEA (2013). *Nordic Energy Technology Perspectives (NETP): Pathways to a Carbon Neutral Energy Future*.
- NVE (2015) *Kostnader i energisektoren*
- Saunders, M., Lewis, P. & Thornhill, A. (2009). *Research methods for business students (Fifth ed.)*.

- Simonsen, I., Weron, R. & Mo, B. (2004). *Structure and stylized facts of a deregulated power market*.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics*. IEEE Press WILEY-INTERSCIENCE A JOHN WILEY SONS, INC., PUBLICATION.
- The Swedish Energy Markets Inspectorate (2014) *THE SWEDISH ELECTRICITY AND NATURAL GAS MARKETS 2013*
- Tirole, J. (1988) *The Theory of Industrial Organization*, London: The MIT Press
- Von der Fehr, N.H.M, T. Nilssen, E.Ø. Sørensen & L. Sjørgård (1998). *Kryse og energikoncentrasjon i den norsk-svenske kraftmarkedet*, SNF-rapport 15/98, Bergen
- Wolak, F.A. (2000) *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison*

19.1 Hjemmesider

<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>

<http://assets.inhabitat.com/wp-content/blogs.dir/1/files/2010/12/OffshoreGrid.jpg>

<http://ec.europa.eu/energy/>

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Total_greenhouse_gas_emissions_by_countries_(including_international_aviation_and_excluding_LULUCF),_1990_-_2012_(million_tonnes_of_CO2-equivalents).png)

[explained/index.php/File:Total greenhouse gas emissions by countries \(including international aviation and excluding LULUCF\), 1990 - 2012 \(million tonnes of CO2-equivalents\).png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Total_greenhouse_gas_emissions_by_countries_(including_international_aviation_and_excluding_LULUCF),_1990_-_2012_(million_tonnes_of_CO2-equivalents).png)

http://energiwatch.dk/secure/Energinyt/Energiselskaber/article7649471.ece?utm_source=Feed&utm_medium=top&utm_campaign=Middag&utm_content=2015-04-24+12%3A20%3A00

<http://markets.ft.com/research/Markets/Sectors-And-Industries/Basic-Materials/Coal>

<http://politiken.dk/debat/ECE2310913/her-er-europas-sikre-og-groenne-vej-vaek-fra-ruslands-gas/>

<http://www.eex.com/en#/en> (16.4.2015) European Energy Exchange (EEX)

<http://www.energimarknadsinspektionen.se/>

<http://www.energinet.dk/DA/El/Nyheder/Sider/Europaeisk-priskobling-er-en-milepael.aspx>

<http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noglestal/energipriser-afgifter/kulpriser>

<http://www.gridovate.com/which-countries-get-the-most-energy-from-hydropower> 21763.html

<http://www.kebmin.dk/>

<http://www.kfst.dk/>

<http://www.nordicenergy.org/thenordicway/topic/energy-systems-2/>

<http://www.nordicenergy.org/thenordicway/topic/energy-systems-2/#energy-efficient-nordic-economies>

http://www.tvø.fi/OL3_3

http://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price

<https://www.fraunhofer.de/>

www.ens.dk

www.nordpoolspot.com

Bilag 1. – Subsidier.

En **forenklet** oversigt over afregningspriserne af elektricitet fra onshore vindmøller i Norden (1.1.14) og et overslag på det totale tilskud (uden forrentning) pr mølle.

Den nordiske systempris på el lå i 2014 i gennemsnit på 29,61 euro/MWh (EnergiWatch 2.1.2015). I nærværende bruges dette tal til at udregne tilskuddet. Der tages udgangspunkt i en 3 MW vindmølle der producere 8.500.000 kWh om året. (Kurs - EUR/DKK 7,45)

Nedenstående giver udelukkende et indblik i hvor meget der ca. ydes i tilskud per mølle og intet om hvad omkostninger er i det pågældende land til opførsel eller drift. Ligesom evt. dyrtidsreguleringer eller udsving i Certifikats priserne ikke er medregnet.

I **Danmark** modtager møllerejeren, udover markedsprisen, et tidsbegrænset tillæg.

Pristillægget gives fra tidspunktet for net tilslutning og i et vist antal fuldlasttimer beregnet ud fra følgende faktorer:

- En produktion i 6.600 timer (30% af 22.000 fuldlasttimer)
- En produktion på 5,6 MWh pr. m² rotorareal (70% af 8 MWh pr. m² rotorareal)

Pristillægget er på 25 øre/kW i de beregnede fuldlasttimer

Pristillægget beskæres, så markedspris + pristillæg ikke overstiger 58 øre/kWh (månedsgennemsnit)

På en gennemsnitsplacering er der fuldlasttimebetaling i cirka 5-6 år (Dansk Vindmølleforening), hvilket betyder et samlet tilskud på DKK **10-13 mio.**

I **Finland** modtager møllerejeren EUR 0,0835 på kWh de første 12 år, med visse forbehold.

Tilskuddet svarer derfor til EUR 0,0835 minus ca. 0.03 x produktion x 12 år. (Finnish Wind Power Association - 2015)

$8.500.000 \times 0.0535 \times 12 \times 7,45 = \text{ca. DKK } 40 \text{ mio.}$

I **Norge og Sverige** får møllerejeren, udover markedsprisen, markedsprisen for Grønne Certifikater. Ifølge Ekonomifakta (2015) var gennemsnittsprisen for de grønne certifikater i 2014 ca. DKK 0,15 som beregnes i 15 år. (<http://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Om-elcertifikatsystemet/>)

$8.500.000 \times 0,15 \times 15 = \text{DKK } 19 \text{ mio.}$

Bilag 2 – Interviewes

Formålet med interviewene har været at finde svar på spørgsmål, som der har været uklarhed omkring, eller information om områder, som det ikke var muligt at finde tilstrækkelig informationer omkring.

D. 22.1.2015 – Telefoninterviewe med Director for Energy, Marco Wedemeier, NordLB London.

Marco sidder i NordLB's international afdeling for investering i VE, og har de seneste 11 år bl.a. fokuseret på det Nordiske marked. Formålet med dette interview var at forstå hvilke faktorer som en bank undersøger og hvordan disse vægtes. Derudover blev deres syn på det fremtidige Nordiske marked for onshore vindmølle diskuteret.

D. 26.2.2015 - Interviewe med Chefkonsulent Sigurd Lauge Pedersen, fra Energistyrelsen.

Sigurd Lauge Pedersen, var tilbage i 2005, som en af Danmarks repræsentanter, med til at udarbejde EU's kvote system, og har siden være forfatter eller medforfatter til adskillige publikationer om emnet, som blev debatteret.

Sigurd er ligeledes medforfatter til "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" (2014), som været med til at understøtte denne opgave. Rapporten blev gennemgået og spørgsmål besvaret. Derudover blev centrale emner i "Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014" og Energistyrelsens teknologikatalog gennemgået og spørgsmål besvaret. Sigurd kom ligeledes med forslag til hvilke andre publikationer, han mente kunne være interessante for min opgave.

D. 2.3.2015 Interviewe med konsulent Karsten Capion, Dansk Energi.

Karsten har været med til udarbejdelsen af en del analyser for Dansk Energi. En af disse er "Elprisscenarier 2017-2035" (2014) som blev grundig gennemgået. Ud over denne rapport har Karsten bl.a. skrevet "Mulighederne for den fremtidige fjernvarmeproduktion i decentrale områder" og "Solcelle-boom i Danmark"

D. 4.3.2015 - Interviewe med Civilingeniør János Hethey, Ea Energianalyse

János har i de sidste 7 år været ansat hos Ea Energianalyse og er bl.a. specialiseret i Energisystemanalyser og Elforsyning, (særligt tilslutning af vindkraft). Det var særligt to publikationer som blev gennemgået "Elproduktionsomkostninger " fra 2014 samt "Vindintegration i Danmark" fra 2014.

Bilag 3 – EU Energy efficiency

All Member States but two (have set their targets by 30 April 2013, but not all have expressed these targets in absolute primary and final levels in 2020 as requested by the Directive (see table below). Compared with the previous inputs provided on this subject, it seems that appreciation of the importance of energy efficiency is growing and with it the commitment to action.

MS	Indicative national energy efficiency target for 2020	Absolute level of energy consumption in 2020 [Mtoe]	
		Primary	Final
AT	Final energy consumption of 1100 PJ	31.5	26.3
BE	Reducing primary energy consumption by 18% compared to projections for 2020	-	-
BG	Increase of energy efficiency by 25% until 2020 (5 Mtoe primary energy savings in 2020) and 50% energy intensity reduction by 2020 compared to 2005 levels	-	-
CY	0.463 Mtoe energy savings in 2020 (14.4% reduction in 2020 compared to a reference scenario)	2.8	2.2
CZ	Not yet reported	-	-
DE	Reduce primary energy consumption by 2020 by 20% compared to 2008 level	251.0	-
DK	Primary energy consumption of 744.4 PJ (17.781 Mtoe) in 2020	17.8	14.8
EE	Stabilisation of final energy consumption in 2020 at the level of 2010	6.5	2.8
EL	Final energy consumption level of 20.5 Mtoe	27.1	20.5
ES	20% energy savings to be achieved by 2020	121.6	82.9
FI	310 TWh of final energy consumption in 2020	35.9	26.7
FR	17% reduction of final energy consumption in 2020 compared to a baseline	236.3	131.4
HU	1113 PJ primary energy consumption in 2020 (236 PJ savings compared to business-as-usual), resulting in 760 PJ final energy consumption	26.6	18.2
IE	20% energy savings in 2020 along with a public sector energy saving target of 33%.	13.9	11.7
IT	20 Mtoe primary energy reduction by 2020, 15 Mtoe final energy reduction by 2020	158.0	126.0
LT	17% reduction in final energy use compared to 2009 level (reduction of 740 ktoe)	-	5.4
LU	Not yet reported**	-	-
LV	Primary energy savings in 2020 of 0.670 Mtoe (28 PJ)	5.23*	4.35*
MT	22% energy or 237.019 toe savings target by 2020 (with an intermediate target for 2014 of 15% or 144.876toe)	0.825	0.493
NL	1.5% energy savings per year(partial)	-	52.1*
PL	13.6 Mtoe primary energy savings in 2020	96.4	70.4
PT	Reduction of primary energy use in 2002 by 25% compared to projections	22.5	-
RO	Reduction of 10 Mtoe (19%) in the primary energy consumption	-	-
SE	Energy use shall be 20% more efficient by 2020 compared with 2008 and a 20% reduction in energy intensity between 2008 and 2020	36.7-66.0	21.3-51.9
SL	10.809 GWh energy savings by 2020	-	-
SK	3.12 Mtoe of final energy savings for the period 2014-2020	16.2	10.4
UK	Final energy consumption in 2020 of 129.2 Mtoe on a net calorific value basis	177.6	157.8

*preliminary data

** target only reported for 2016 (i.e. 14.06% of energy savings to be reached in 2016)

Bilag 4 – Nordic RES targets

Table 2.1

Climate- and energy-related targets for Nordic countries and the European Union, 2012-50

	GHG emission reduction targets (CO ₂ equivalents) (reference: 1990)				Renewable energy targets, gross final energy consumption		Climate- and energy-related constraints or targets, examples
	2012 (Kyoto)	2020	2030	2050 ²	Reference 2005	2020 (EU)	
Denmark	-21%	-20% (non-ETS) -40% (ETS and non-ETS)		100% renewable energy supply ³	17.0%	30% (35% national decision)	• 100% renewable energy system (all sectors) in 2050 • All use of coal phased out by 2030 • 100% renewable electricity and heating in 2035 • Phase out of oil for heating in buildings by 2030 • Wind power covers 50% of power production in 2020
Finland	0.0%	-16% (non ETS)		-80% (domestic)	28.5%	38% (20% renewables in road transport)	• Regulations on the use of water resources (e.g. hydro power) by the Water Act • Decisions on licences for new nuclear to be adopted by the Parliament
Iceland	+10% ¹	-15% (-30% if climate agreement)		-50-70% (net)	55.0%	64%	
Norway	+1%	-30% (net, - 40% if climate agreement)	-100 % (net, if climate agreement)	-100% (net)	58.2%	67.5%	• Protection Plan for Water-courses, protection of water resources from hydro power • 2/3 of emission reductions in 2030 will be domestic (rest through flexible mechanisms)
Sweden	+4%	-40% (non ETS)	Fossil fuel independ- ent trans- port fleet	-100% (net)	39.8%	49% (50% national decision)	• Law to protect some rivers from hydro power • Limitation on new nuclear: e.g. maximum 10 reactors, no effect limit
European Union	-8%	-20% (-30% if climate agreement)			8.5%	20% (10% renewables in transport)	
EU roadmap		-25%	-40%	-80%			

Notes: ETS= Emissions trading scheme. ¹ Iceland is also subject to provision 14CP7, allowing an increase in emissions of 1 600 tonnes CO₂ per year (tCO₂/yr) from energy-intensive industry. Combined with the 10% allowed increase in emissions over 1990 levels, 14CP7 translates to allow 57% increase in GHG emissions over 1990 emission levels. ² Emission reduction targets for Norway (all), Sweden (2050) and Iceland (2050) may include offsets. Finland's 2050 target includes domestic reductions only. ³ Denmark does not have a 2050 target for GHG emissions only, but a target of 100% renewable energy in 2050. The Climate Change Policy Commission's calculations showed that this target would lead to a reduction of approximately 85% of GHG. Sources: General/EU: European Commission, 2009. Denmark, Finland, Sweden: EEA, 2012. Norway, Iceland: European Commission, 2011. Denmark: Ministry of Climate, Energy and Building, 2012. Finland: Finnish Government, 2008. Iceland: Ministry for the Environment and Natural Resources, 2007. Norway: Norwegian Government, 2008; Norges Offentlige Uredninger, 2012; Norwegian Parliament, 2012. Sweden: Swedish Government, 2009; Swedish Environmental Code, 1998.

Key point

All Nordic countries have long-term climate- and energy-related targets and visions that are ambitious and often surpass EU strategies. Climate- and energy-related constraints differ among the Nordic countries.

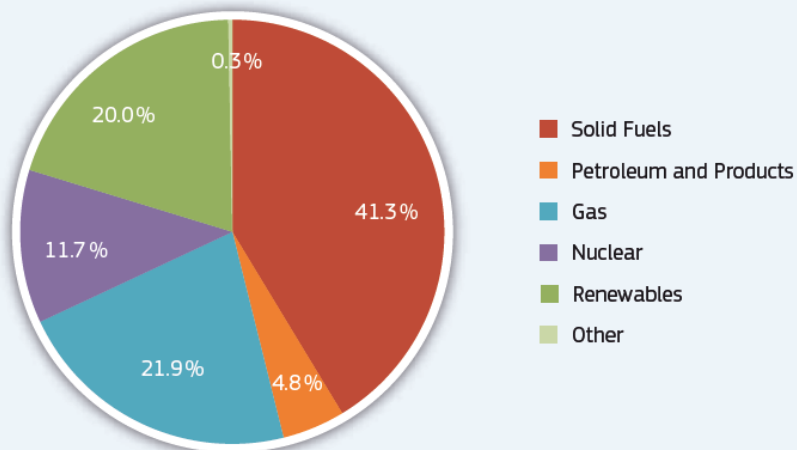
Bilag 5 – World Electricity Generation by fuel

World Electricity Generation by Fuel

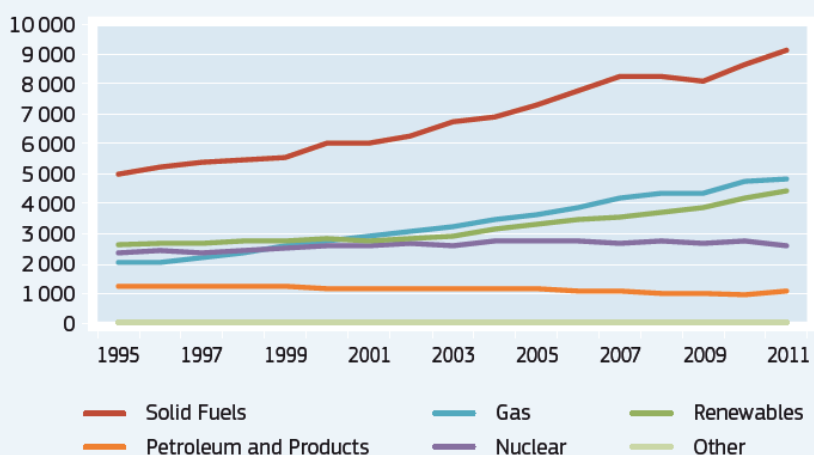
TWh	1995	2000	2005	2010	2011	2011 (%)
Solid Fuels	4 994	6 002	7 335	8 655	9 144	41.3%
Petroleum and Products	1 232	1 200	1 141	966	1 058	4.8%
Gas	2 010	2 740	3 668	4 781	4 852	21.9%
Nuclear	2 332	2 591	2 768	2 756	2 584	11.7%
Renewables	2 638	2 840	3 292	4 220	4 422	20.0%
* Hydro	2 480	2 620	2 930	3 442	3 490	15.8%
* Solar/Wind/Other	10	35	116	381	505	2.3%
* Biofuels and Waste	133	170	233	387	422	1.9%
* Geothermal	40	52	58	68	69	0.3%
Other	25	37	46	60	66	0.3%
Total	13 231	15 411	18 251	21 438	22 126	100.0%

World Electricity Generation by Fuel (%)

Total 2011 = 22 126 TWh



World Electricity Generation by Fuel (TWh)



Kilde: EU energy in figures – Pocketbook 2014

Bilag 6 Norden fremtidige kapacitet

Danmark

	Coal	Natural gas	MSW	Biomass	Biogas	Oil	Wind	Solar
2014	2.185	2.096	308	914	63	1.121	4.801	315
2020	777	742	289	3.531	46		6.045	630
2035		1.179	253	3.688			8.195	1.377

Tyskland

	Hydro	Nuclear	Lignite	Coal	Natural gas	MSW	Biomass	Biogas	Other	Oil	Wind	Solar
2014	4.617	12.068	20.988	25.457	26.372	1.597	2.578	4.286	22	4.072	38.809	35.099
2020	4.670	8.107	20.973	27.681	15.975	694	2.578	5.048	125		51.128	51.048
2035	4.917		20.365	16.248	15.975	694	2.961	5.189	227		97.193	60.448

Norge

	Hydro	Natural gas	MSW	Biomass	Oil	Wind
2014	28.564	900	20	30	188	1.113
2020	29.529	900	16	25		4.495
2035	33.922	900	7	11		10.414

Sverige

Row Label:	Hydro	Nuclear	Coal	Natural gas	MSW	Biomass	Biogas	Other	Oil	Wind	Solar
2014	16.733	9.782	430	1.261	138	2.403		60	3.390	4.692	2
2020	17.008	9.782		596	113	3.109	104	16		6.679	4
2035	17.007	9.782		327	50	3.246	131	7		8.981	4

Finland

	Hydro	Nuclear	Coal	Natural gas	MSW	Biomass	Biogas	Other	Oil	Wind
2014	2.980	2.691	3.849	2.107	500	1.958	625	1.998	1.608	321
2020	3.020	4.291	1.399	303	500	1.975	162	999		3.380
2035	3.450	5.691		70	500	2.026	238	361		3.358

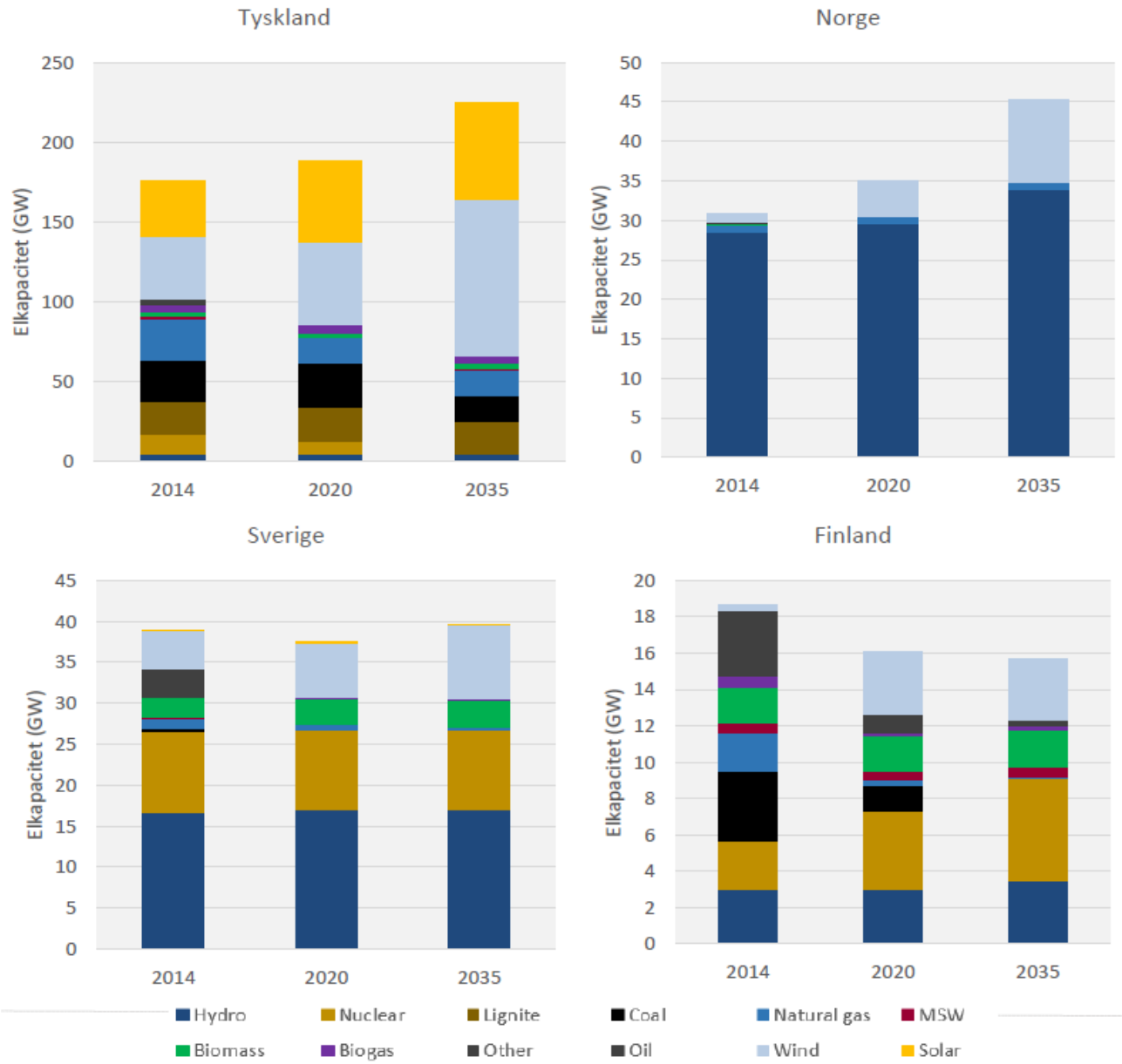
Holland

	Nuclear	Coal	Natural gas	Biomass	Oil	Wind	Solar
2014	485	5.376	13.849	1.834	106	2.787	191
2020	485	6.498	4.530	1.834		10.643	651
2035	485	6.498	4.939	1.877		15.519	651

Norden, Tyskland, Holland

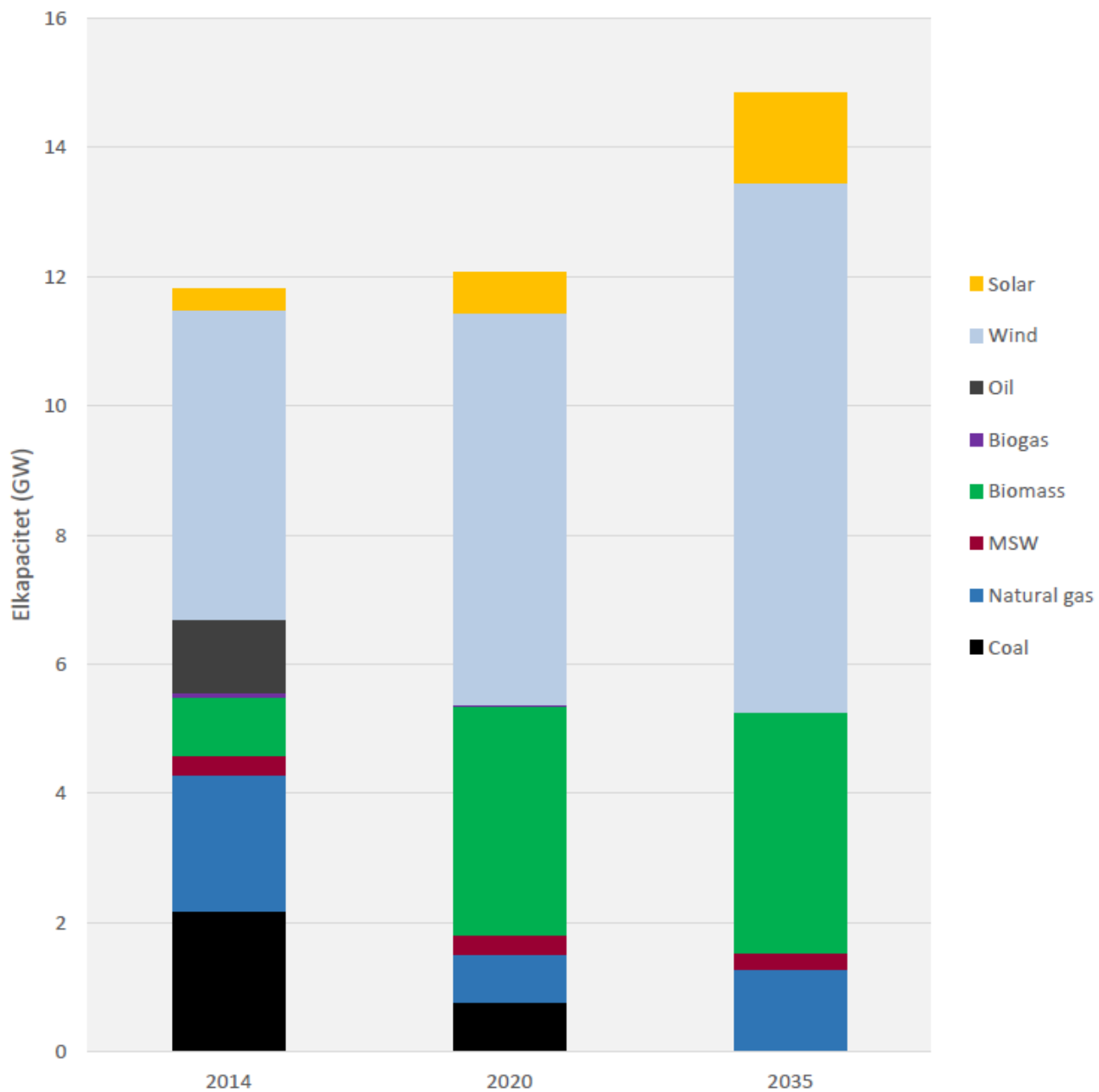
	Hydro	Nuclear	Lignite	Coal	Natural gas	MSW	Biomass	Biogas	Other	Oil	Wind	Solar
2014	52.894	25.026	20.988	37.297	46.585	2.563	9.717	4.974	2.080	10.485	52.523	35.607
2020	54.227	22.665	20.973	36.355	23.045	1.613	13.052	5.360	1.140		82.370	52.334
2035	59.296	15.958	20.365	22.746	23.390	1.504	13.809	5.557	595		143.660	62.481

Bilag 6a til Kapacitetsudviklingen



Kilde Ea Energianalyse 2014

Danmarks Kapacitetsudvikling



Kilde Ea Energianalyse 2014

Bilag 7 - Sammenligning af centrale forudsætninger

	Energistyrelsen *	Energinet.dk	Dansk Energi	Ea Energianalyse
Metode	2015-2020: Modellering i RAMSES, driftsoptimering. 2020-2035: Beregning af langsigtede samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger inkl. Inv. Omk. (middelskøn ud fra antaget produktionsmix: 30 % vind, 30 % bio, 30 % kul, 10 % naturgas). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i	Elprisforwards på kort sigt. Fra 2020: Modellering, generering af elprisinterfaces ml. DK og omverden i BID, derefter driftsoptimering i SIVAEI. Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i 2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i	Modellering i Balmorel, investerings- og driftsoptimering. 5 forskellige scenarier der giver udfaldsrum, intet primært scenarie. Futures-scenarier: Forwards til 2019/2020, derefter konstante. EU-scenarier: EU impact assessment. Futures-scenarier: Forwards, derefter konstante. EU-politiske scenarier: Modelleret som konsekvens af EU-energi/klima-mål (CO2-reduktioner, VE og energieffektivitet).	Modellering i Balmorel, investerings- og driftsoptimering. Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i 2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i
Brændselspriser	2020 (New Policies scenario). Middelskøn fra ENS-basisfremskrivning som	2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i	EU-scenarier: EU impact assessment. Futures-scenarier: Forwards, derefter konstante.	2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i
CO2-priser	2020 (New Policies scenario). Middelskøn fra ENS-basisfremskrivning som	2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i	EU-scenarier: EU impact assessment. Futures-scenarier: Forwards, derefter konstante.	2020 (New Policies scenario). Forwards på kort sigt, konvergens til WEO2013 i
Produktions-	udgør EU-kommissionens seneste estimat. Planlagte kapaciteter indsat manuelt.	2020 (New Policies scenario). Planlagte kapaciteter indsat manuelt.	EU-politiske scenarier: Modelleret som konsekvens af EU-energi/klima-mål (CO2-reduktioner, VE og energieffektivitet).	2035 (New Policies scenario). Planlagte udbygninger med kernekraft,
kapaciteter og			kerne-kraft, vandkraft, landvind og solceller frem til 2035 + havvind til 2020. Dertil investeringsoptimering hvor <i>energy only</i> markedet driver investeringer. Skrotning ud fra tekniske levetider. Resulterende kapaciteter brugt i driftsoptimering.	vandkraft og vindkraft. Dertil investeringsoptimering hvor <i>energy only</i> markedet driver investeringer. Skrotning ud fra tekniske levetider samt optimering.
kapacitets-			1 scenarie med kapacitetsmarked der sikrer tilstrækkelig kapacitet.	Resulterende kapaciteter brugt i driftsoptimering.
mekanismer			Afgifter inkluderet (ikke tilskud).	Gældende afgifter, tariffer og tilskud for DK inkluderet (generelt VE-eltilskud for omverdenen antaget).
Afgifter og	Ikke inkluderet (dog formentlig SO2 og NOx-afgifter).	Så vidt vides ikke inkluderet.		DK: Fossilfri el- og varmesektor i 2035.
tilskud				Tyskland, Sverige, Finland: Nationale VE-mål fra NREAPs som resultat af EU's 2020 mål.
Energi/klima-	EU VE mål for DK for 2020.	Energiforlig marts 2012 + indtænkning af Regeringens energistrategi 2050 i udviklingen. Mål for andre lande ikke nævnt.	Futures-scenarier: Ingen mål. EU-politiske scenarier: Mål om 40 % CO2-reduktion, 30 % VE og energieffektivisering.	Norden, Tyskland.
målsætninger	Mål for andre lande ikke nævnt.	Norden, Tyskland, Frankrig, UK, Holland, Polen, Tjekkiet, Slovakiet, Belgien, Italien, Spanien, Østrig, Baltikum, Irland.	Norden, Tyskland, Frankrig, UK, Irland, Holland, Belgien, Østrig + fast eludveksling med Rusland, Polen, Tjekkiet, Schweiz, Italien og Spanien. Nyt kabel ml. DK-UK og NO-UK antaget.	Planlagte transmissionsudbygninger frem til 2025. Yderligere udbygning mulig fra 2025 via investeringsoptimering.
Lande og	Norden + fast eludveksling med Tyskland, Polen, Holland, Rusland og Baltikum.		Planlagte transmissionsudbygninger.	
transmission		Planlagte transmissionsudbygninger.		

*Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.

Bilag 8 - Elprise og CO2-kvotepriser

7,44 kr/EU

Elpriser

	2014	2015	2016	2017	2020	2022	2024	2025	2030	2035
Dansk Energi, Futures				223,2	238,08	262	286	297,6	390,6	390,6
Dansk Energi, Futures + red. Transm.				223,2	230,64	248	266	275,28	372	390,6
Dansk Energi, Futures + kap.marked				223,2	238,08	253	268	275,28	334,8	334,8
Dansk Energi, EU GHG40				312,48	364,56	409	454	476,16	636,12	591,48
Dansk Energi, EU GHG40 + EE + VE				305,04	342,24	348	354	357,12	308,76	297,6
ENS, Basisfremskrivning, Høj CO2-kvotepris	250	267	275	330	330	355	315	330		
ENS, Basisfremskrivning, Lav CO2-kvotepris	250	265	270	310	300	310	275	280		
ENS, Samfundsøkon. Forudsætninger		266	272	322	331	380	428	452	573	573
Energinet.dk	269	253	248	296	440	443	447	448	455	459
Ea, Reference nov2014	256	269	282	296	336	340	344	346	356	366

*ENS forudsætningsnotat: basisfr. Til 2020, langsigtede samfundsøkon. Omkostninger derfra

CO2priser (kr./ton)

	2015	2020	2025	2030	2035
Dansk Energi, Futures	44,64	52	52	52	52
Dansk Energi, GHG40 EE RES30	37,2	52	67	82	164
Dansk Energi, GHG40	37,2	74	156	312	498
ENS, Højt skøn	55	119	163	276	450
ENS, Lavt skøn	40	40	40	149	179
ENS, Middeliskøn (anvendt i elpris i samf.økon. forudsætninger)	55	79	101	213	314
Energinet.dk	45	119	158	197	239
Ea, Reference nov2014	41	44	82	145	237

Bilag 9 – Produktionsomkostninger – Kilde: NVE 2015



Figur 2-1 Energikostnad over levetiden (LCOE) i NOK/kWh for kraftverk. Energikostnadene er fordelt på bidrag fra investeringskostnader, drift og vedlikehold samt brenselkostnader.