

STØTTEORDNINGERS VIRKNING PÅ INVESTERINGER I FORNYBAR ENERGI I EUROPA -EN ØKONOMETRISK ANALYSE

THE IMPACT OF SUPPORT SCHEMES ON INVESTMENT IN RENEWABLE ENERGY
CAPACITY IN EUROPE
-AN ECONOMETRIC APPROACH

ERIK NYGAARD OG PETTER THØRRING ELTVIG

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på vårt toårige masterstudium i fornybar energi ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB).

Vi vil rette stor takk til vår hovedveileder professor Torjus Folsland Bolkesjø for råd og veiledning både før og under arbeidet med oppgaven.

Vi vil også takke senioranalytiker Yan Qin hos Thomson Reuters Point Carbon for uvurderlig hjelp til datainnhenting og databehandling. Thomson Reuters Point Carbon takkes for å stille ressurser og lokaler til disposisjon.

Sjur Hagestande Monsen takkes stort for teknisk hjelp underveis samt for gjennomlesing av oppgaven og gode råd.

Sist, men ikke minst vil vi takke Tord Ståle Nyborg Storbækken for IT-support når programvaren har kranglet.

Eventuelle feil og mangler i oppgaven er forfatterens hele og fulle ansvar.

Ås, 13. mai 2013

Petter Thørring Eltvig

Erik Nygaard

Sammendrag

Denne masteroppgaven tar for seg virkningen av «feed-in»-tariffer, pålagt fornybarandel og tilstedeværelse av anbudsordninger på kumulativ installert kapasitet av landbasert vindkraft, fotovoltaisk solteknologi og biomasse til elektrisitetsproduksjon i Frankrike, Italia, Spania, Storbritannia og Tyskland.

Ved hjelp av en investeringsbeslutningsmodell isolerer vi andelen av avkastningen på en investering i fornybar produksjonskapasitet som kan tilskrives «feed-in»-tariffer. Vi forutsetter en profittmaksimerende investor og forventer investeringer i fornybar kapasitet dersom andelen avkastning som kan tilskrives tariffene antar positive verdier.

Pålagt fornybarandel og anbudsordning kontrolleres for med henholdsvis proportsats og en binær variabel som tar verdien én ved tilstedeværelse og null ved fravær av anbudsordninger.

Vi tar i bruk en «fixed-effects» regresjonsmodell og analyserer et paneldatasett med lands- og teknologispesifikke observasjoner fra 1990-2012 og finner at «feed-in»-tariffer har drevet utbyggingen av fotovoltaisk solteknologi og landbasert vindkraft, men ikke biomasse til elektrisitetsproduksjon.

Vi finner videre at pålagt fornybarandel har drevet utbygging av biomasse til elektrisitetsproduksjon og at tilstedeværelse av anbudsordninger positivt har påvirket kapasiteten av landbasert vindkraft.

For å undersøke hvordan ulikheter i design av «feed-in»-tariffene påvirker kumulativ kapasitet av landbasert vindkraft og fotovoltaisk solteknologi foretar vi for hvert land sensitivitetsanalyser for endring av størrelsen på tariffene og lengden på kontraktene. Vi finner at endringene påvirker den kumulative kapasiteten ulikt mellom land og teknologier. Disse ulikhetene indikerer viktigheten av lands- og teknologispesifikke hensyn ved virkemiddelutforming.

Avslutningsvis diskuterer vi indikasjoner på at virkemiddelbruk kan ha påvirket utbyggingen av havbasert vindkraft.

Abstract

This thesis examines the impact of feed-in tariffs, renewable portfolio standards and the presence of tendering schemes on cumulative installed capacity of onshore wind power, solar photovoltaics and biomass for electricity production in France, Italy, Spain, UK and Germany.

Through an investment decision model we isolate the share of return on an investment in renewable generation capacity that can be attributed to feed-in tariffs. We assume a profit maximizing investor and expect investment in renewable capacity if return on investment attributable to feed-in tariffs assumes positive values.

Renewable portfolio standards and tendering schemes are controlled for by percentage and a binary variable respectively. The binary takes a value of one in presence of a tendering scheme and zero in its absence.

We use a fixed effects regression model to analyze a panel dataset of country-specific and technology-specific observations from 1990-2012. We find that feed-in tariffs have driven the development of photovoltaic and onshore wind capacity, but not biomass.

Further, we find that renewable portfolio standards have driven the development of biomass capacity and that the presence of tendering schemes has increased the cumulative capacity of onshore wind power.

To investigate the effects of feed-in tariff design, we conduct country specific sensitivity analyses for changes in tariff size and contract duration for photovoltaics and onshore wind power. We find that changes in the tariff size and contract duration affect profitability and thereby cumulative capacity differently across countries and technologies. These differences indicate the importance of country-specific and technology-specific considerations in policy design.

Finally, we discuss indications that support schemes might have driven offshore wind power capacity.

Ordliste

Anbudsordning	Utbyggingsprosjekter annonseres i anbudskonkurranser der aktøren som kan ferdigstille og drifte prosjektet til lavest kostnad vinner rettighetene til utbygging og drift.
Avhengig variabel	Variabelen man ønsker å undersøke i en regresjonsanalyse.
BNP	Brutto nasjonalprodukt per innbygger angir et lands gjennomsnittlige verdiskapning per innbygger.
FIT («Feed-in»-tariff)	Et økonomisk virkemiddel som sikrer produsenten en høy, forutsigbar pris og garanterer salg av produsert elektrisitet over kontraktlengden.
«Fixed-effects» (FE)	Ved regresjon antas det at en andel av feilleddet består av uobserverte, landsspesifikke og tidsuavhengige egenskaper som kan påvirke resultatet, men ikke kan kontrolleres for. Modellen eliminerer disse egenskapene for å måle nettoeffekten av for eksempel et virkemiddel.
Inkrementell andel	Lovpålagt andel fornybar energi i elektrisitetsmiksen (RPS/ROC) korrigert for ulikheter i virkemiddeldesign.
OLS («Ordinary least squares»)	OLS-regresjon er en statistisk metode for å estimere parametre i en lineær modell og minimerer summen av de kvadrerte feilleddene.
PV	Fotovoltaisk solteknologi. Konverterer sollys til elektrisk energi.
«Random-effects» (RE)	Ved regresjon antas feilleddet i sin helhet å være tilfeldig. Det antas at uobserverte, landsspesifikke og tidsuavhengige egenskaper er et resultat av tilfeldig utvalg fra en større populasjon.
ROI («Return on investment»)	Mål på en investerings avkastning gitt ved: $ROI = \frac{(inntekt - kostnad)}{kostnad}$
RPS/ROC	«Renewable portfolio standard/Renewable Obligation Certificate» innebærer en lovpålagt andel fornybar energi i elektrisitetsmiksen.
SFIT	SFIT representerer økningen i «return on investment» som følge av tilstedeværelse av «feed-in»-tariffer (FIT).
Uavhengig variabel	Variabel som blir brukt til å forklare variasjon i den avhengige variabelen.

1 Innhold

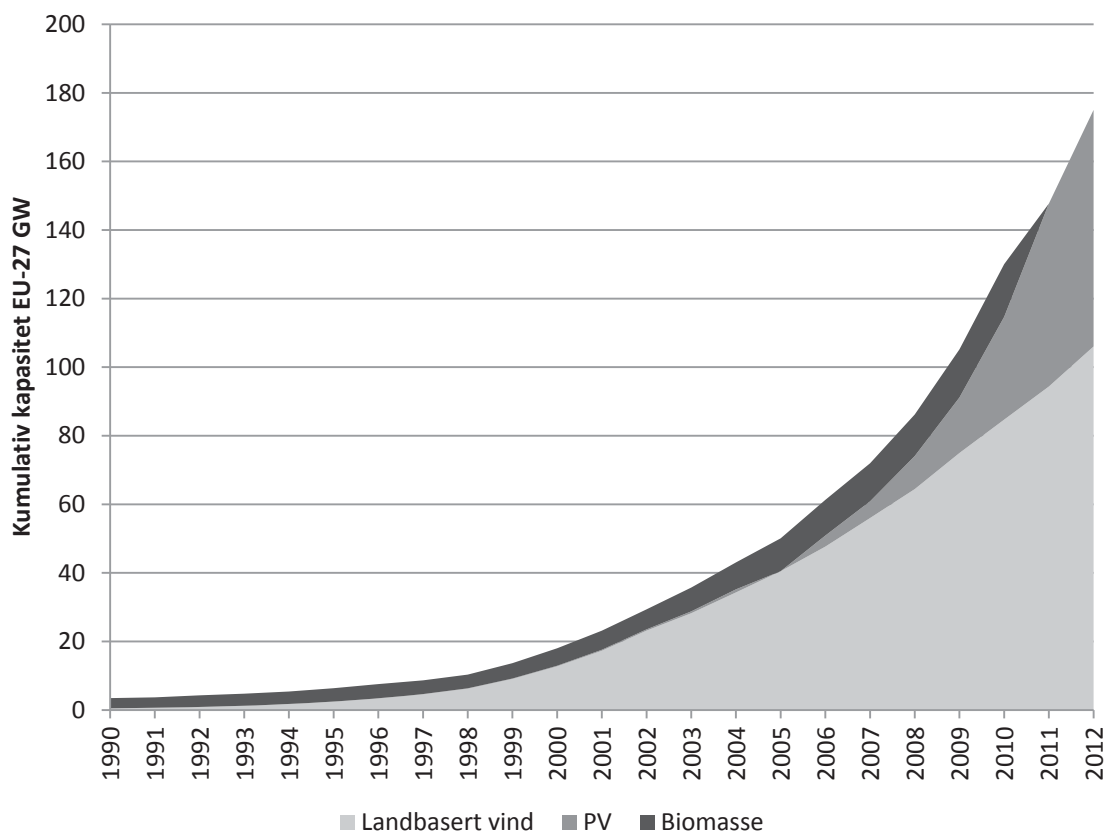
1	Innledning.....	1
1.1	Problemstillinger	2
1.2	Historisk perspektiv	2
2	Litteraturgjennomgang	9
2.1	Oppsummering.....	12
3	Metode	13
3.1	«Fixed-» og «random-effects»	14
3.1.1	Forutsetninger for «fixed-effects»	14
3.1.2	Forutsetninger for «random-effects»	15
3.2	Tester for modellspesifikasjon og brudd på forutsetningene	15
3.2.1	Wald-test	16
3.2.2	Modifisert Breusch-Pagan Lagrangian multiplier-test	16
3.2.3	Durbin-Wu-Hausman-test	16
3.2.4	Heteroskedastisitet	16
3.2.5	Autokorrelasjon	17
3.3	Driscoll-Kraay standardfeil	17
4	Variabelspesifikasjon og investeringsbeslutningsmodell.....	19
4.1	Avhengig variabel	19
4.2	Uavhengige variabler.....	20
4.2.1	Uavhengig variabel #1: SFIT.....	21
4.2.2	Uavhengig variabel #2: Inkrementell andel.....	21
4.2.3	Uavhengig variabel #3: Tilstedeværelse av anbudsordning.....	22
4.2.4	Kontrollvariabler.....	22
4.3	Investeringsbeslutningsmodell.....	23
4.3.1	Markedsalternativet.....	24
4.3.2	FIT-alternativet	25
4.3.3	Sparealternativet.....	25
4.3.4	Effekten av FIT	25
5	Data	27
5.1	Datagrunnlag for avhengig variabel	27
5.2	Datagrunnlag for de uavhengige variablene	27
5.2.1	FIT-størrelser og kontraktlengder	27
5.2.2	Kostnader	30

5.2.3	Levetid og renter	33
5.2.4	Priser.....	33
5.3	Inkrementell andel	33
5.4	Kontrollvariabler.....	33
6	Resultater	35
6.1	Tester av modellspesifikasjon	35
6.2	Regresjonsresultater	36
6.2.1	PV.....	36
6.2.2	Landbasert vindkraft	37
6.2.3	Biomasse til elektrisitetsproduksjon	38
7	Diskusjon	41
7.1	Havbasert vindkraft	46
7.2	Styrker og svakheter i analysen.....	47
7.3	Videre studier	48
8	Konklusjon	49
9	Referanser	51
10	Figuroversikt.....	55
11	Tabelloversikt	57
12	Appendiks.....	59
12.1	Deskriptiv statistikk	59
12.2	Korrelasjonsmatrise.....	60
12.3	Testresultater	61
12.4	Sensitivitetsanalyse	61
12.4.1	Sensitivitetsanalyse for endring av FIT-størrelse.....	61
12.4.2	Sensitivitetsanalyse for endring av kontraktlengde	66
12.5	Elpriser.....	68
12.6	Bankinnskuddsrente.....	69
12.7	ROI ^{marked} PV	70
12.8	ROI ^{marked} landbasert vindkraft.....	71
12.9	ROI ^{marked} biomasse	72

1 Innledning

I 2010 overgikk for første gang verdens samlede investeringer i fornybar energi investeringer i fossil energi. (Union of the Electric Industry 2012) Dette er interessant tatt i betraktning at elektrisitetsproduksjon fra de fleste fossile kilder er rimeligere enn produksjon fra fornybare kilder og således skulle gi en investor høyere forventet avkastning på en investering (heretter ROI). Siden vi likevel observerer store investeringer i blant annet fotovoltaisk solteknologi (heretter PV) med svært høye kostnader er det åpenbart at dette ikke er en rent markedsdrevet utvikling. I denne oppgaven ønsker vi å undersøke hvordan virkemiddelbruk har bidratt til investeringer i fornybar energi i Europa.

Figur 1.1 viser utviklingen i kumulativ installert kapasitet av landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon for de 27 EU-landene. Biomasse er ikke representert etter 2010 som følge av manglende kapasitetsdata.



Figur 1.1 - Gigawatt kumulativ installert kapasitet landbasert vindkraft, PV (1990-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1990-2010) i EU-27. (Boccard 2008; de Noord et al. 2004; European Commission 2012; European Wind Energy Association 2012b; European Wind Energy Association 2013)

1.1 Problemstillinger

Problemstillingen i oppgaven er todelt. Vi ønsker å undersøke i hvilken grad virkemiddelbruk har påvirket utviklingen i utbygd kapasitet til elektrisitetsproduksjon fra utvalgte fornybare energikilder. Dette leder oss til følgende problemstilling:

(1) Har feed-in tariffen, pålagt fornybarandel i elektrisitetsmiksen eller tilstedeværelse av anbudsordning påvirket utbygd kumulativ kapasitet av landbasert vindkraft, fotonvoltaisk solteknologi og/eller biomasse til elektrisitetsproduksjon i Frankrike, Italia, Spania, Storbritannia og Tyskland?

For de organisatoriske myndigheter vil det være av interesse å vite hvordan endringer i designet av feed-in tariffen (heretter FIT) påvirker investeringsviljen til en investor. Vi ønsker derfor å undersøke endring i forventet avkastning og kumulativ kapasitet som følge av endrede vilkår for FIT:

(2) Hvordan påvirker endringer i størrelse på FIT og kontraktlengde ROI og dermed forventet teknologispesifikk kumulativ kapasitet i Frankrike, Italia, Spania, Storbritannia og Tyskland?

1.2 Historisk perspektiv

Mange europeiske land har innført støttereimer av ulike typer. Den mest utbredte av disse er FIT. En FIT virker ved at en elektrisitetsprodusent får sikret en fast, høy pris for elektrisitet produsert med fornybare teknologier. Produsenten får dessuten rett til å mate elektrisitet inn på nettet over kontraktlengden for FITen til denne høye prisen. Dette øker en investors ROI for fornybare teknologier. Risiko reduseres og forutsigbarheten øker betraktelig ved sikrede priser og garantert salg.

FITene er teknologispesifikke, noe som innebærer ulikheter i både pris per kWh, kontraktlengde og øvrige vilkår mellom teknologiene. I tillegg differensieres støtten for eksempel på grunnlag av geografisk plassering av produksjonsenheten eller antall årlige driftstimer. Så godt som alltid avtar FIT-størrelsen i løpet av kontraktperioden som funksjon av en forhåndsbestemt reduksjonsrate. For å fange opp disse faktorene best mulig i analysen benytter vi veide gjennomsnitt av FIT-størrelsene for hvert land, hvert år og hver teknologi.

FIT deles inn i to hovedkategorier:

(1) «Fixed»-tariff

En «fixed»-tariff innebærer en fast pris betalt til produsenten per produserte kWh. Investoren frigjøres således fra den vanlige døgn- og helgevolatiliteten i elektrisitetsprisene, noe som sikrer stor forutsigbarhet. En produsent vil i prinsippet være indifferent til når på døgnet eller i løpet av ukedagene elektrisiteten produseres fordi prisen er den samme.

(2) «Premium»-tariff

En «premium»-tariff gis som et fast påslag til spotprisen i elektrisitetsmarkedet. Denne følger med andre ord vanlige fluktuasjoner i priser og kan således argumenteres for teoretisk å være bedre egnet for å ivareta forsyningssikkerheten. Dette følger av en produsents ønske om å produsere når forsyningssituasjonen er mest kritisk og prisene dermed høyest. Dette vil være av størst betydning for regulerbar kraft. PV og vindkraft er avhengige av å produsere når det er sol eller blåser og kan ikke følge prisfluktuationene for å optimalisere produksjonen.

Mange land har i stedet for eller i tillegg til FIT innført en lovpålagt andel elektrisitet fra fornybare kilder i elektrisitetsportemiksen (heretter RPS). En slik ordning innebærer at produsenter og leverandører av elektrisitet med visse unntak må oppfylle krav om en andel fornybar elektrisitet i leveransen. Denne kan stort sett kun dekkes av ny kapasitet slik at det skapes et insentiv til ny utbygging. Den pålagte andelen økes vanligvis for hvert år for å opprettholde utbyggingspresset. I Storbritannia var for eksempel den pålagte andelen da ordningen ble innført i 2002 3 %, mens den i dag er oppe i 15,8 %. (Office of Gas and Electricity Markets 2012)

Andre aktuelle drivere for utbygging av fornybar energi er for eksempel anbudsordninger, skattelette og investeringsstøtte.

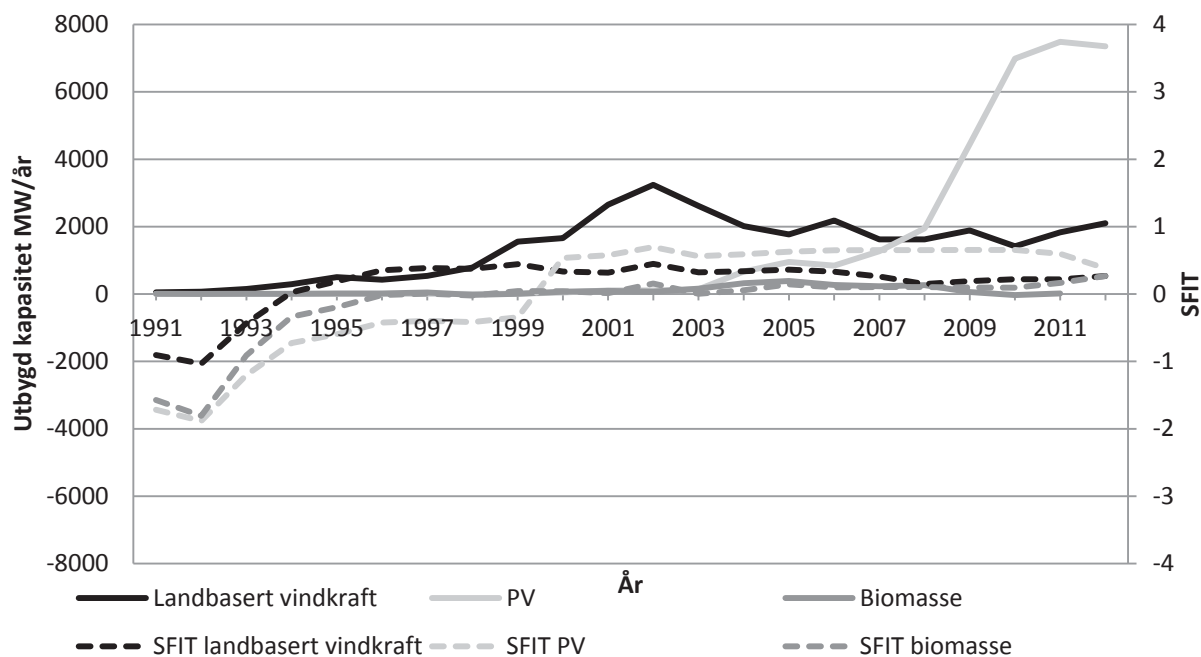
Vi foretar ved økonometriske metoder en analyse av virkningen disse faktorene har på utbyggingen av fornybar energi. For å gjøre datainnsamling og analyse overkommelig begrenser vi oss til tre teknologier og fem utvalgte europeiske land. Landene Frankrike, Tyskland, Italia, Spania og Storbritannia er valgt ut som analyseobjekter.

Teknologiene vi vil undersøke er landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon. Vi tar i tillegg kort for oss utviklingen i havbasert vindkraft. Fordi dette er en ung teknologi som først har blitt utbygget i nevneverdig grad de seneste årene er datagrunnlaget for lite til å kunne foreta en regresjonsanalyse for havbasert vindkraft.

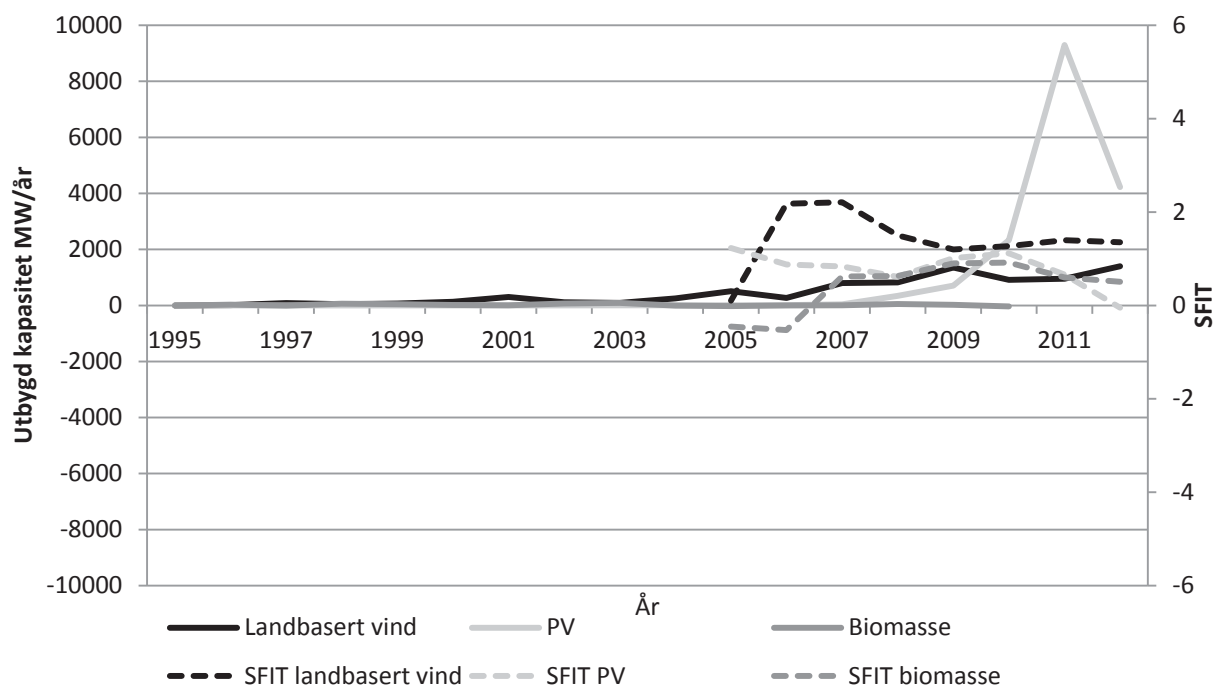
Som målevariabel for en FITs styrke benytter vi variabelen *SFIT* introdusert i Jenner (2012). Denne er et mål på økt ROI ved salg av elektrisitet ved tilstedeværelse av FIT sammenliknet med alternativene; salg uten FIT og sparing. Vi følger Jenner (2012) og forventer investeringer i fornybar energi dersom $SFIT > 0$. Vi utleder variabelen i kapittel 4.3.

I figur 1.2-1.6 er utviklingen i *SFIT* plottet sammen med ny utbygd kapasitet i MW for hvert land og hver teknologi. Antall MW årlig ny installasjon fremgår av heltrukne linjer og leses av på den vertikale akse til venstre. *SFIT* er plottet med stiplede linjer og verdiene kan leses av på den vertikale akse til høyre.

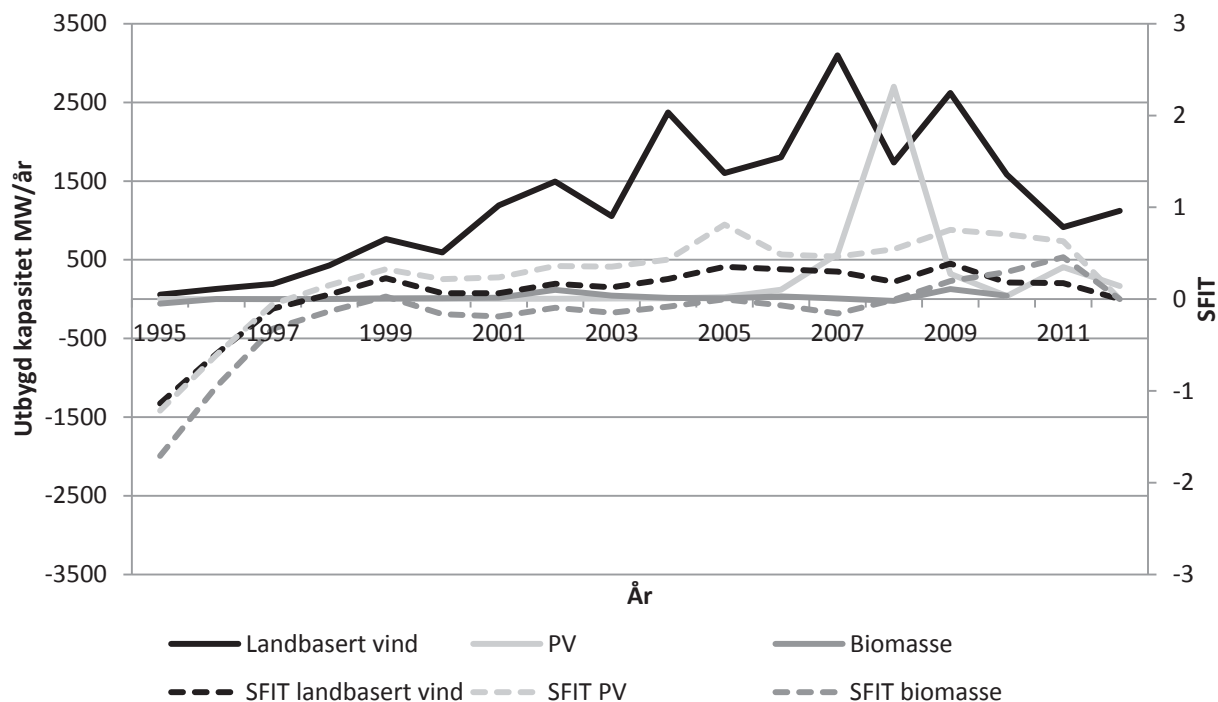
På grunn av problemer med datatilgang for Italia er *SFIT* kun plottet tilbake til 2005 for dette landet. Vi har likevel valgt å ta med installerte kapasiteter tilbake til 1995 for å gi et bilde av utviklingen.



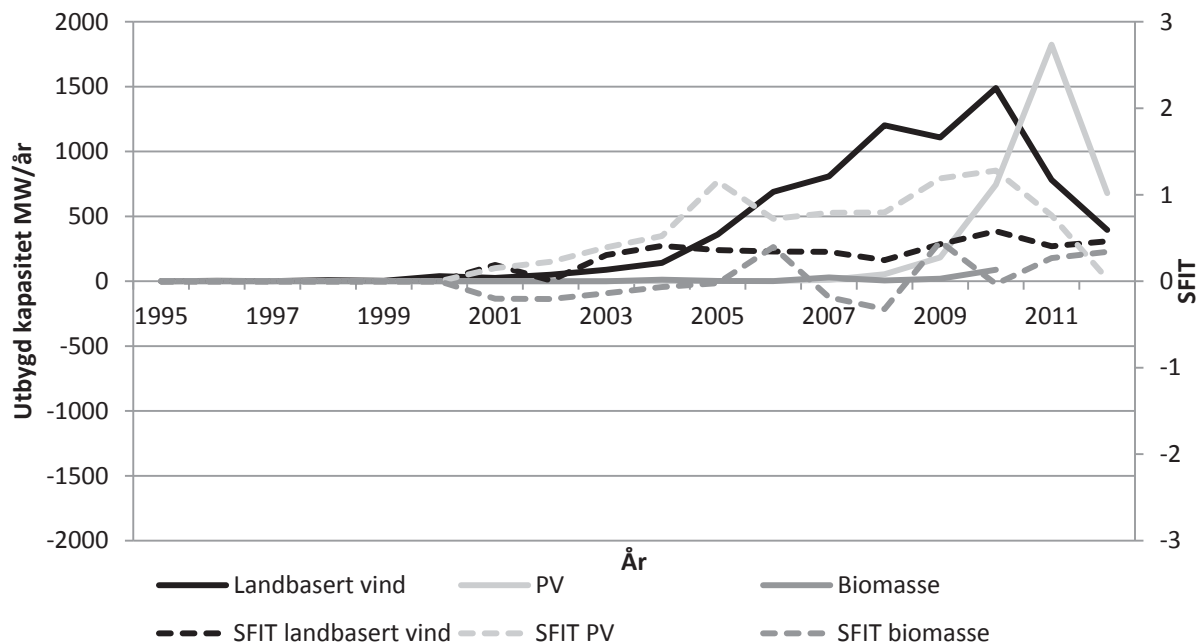
Figur 1.2 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1991-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1991-2010) i MW/år og SFIT (1991-2012) i Tyskland.



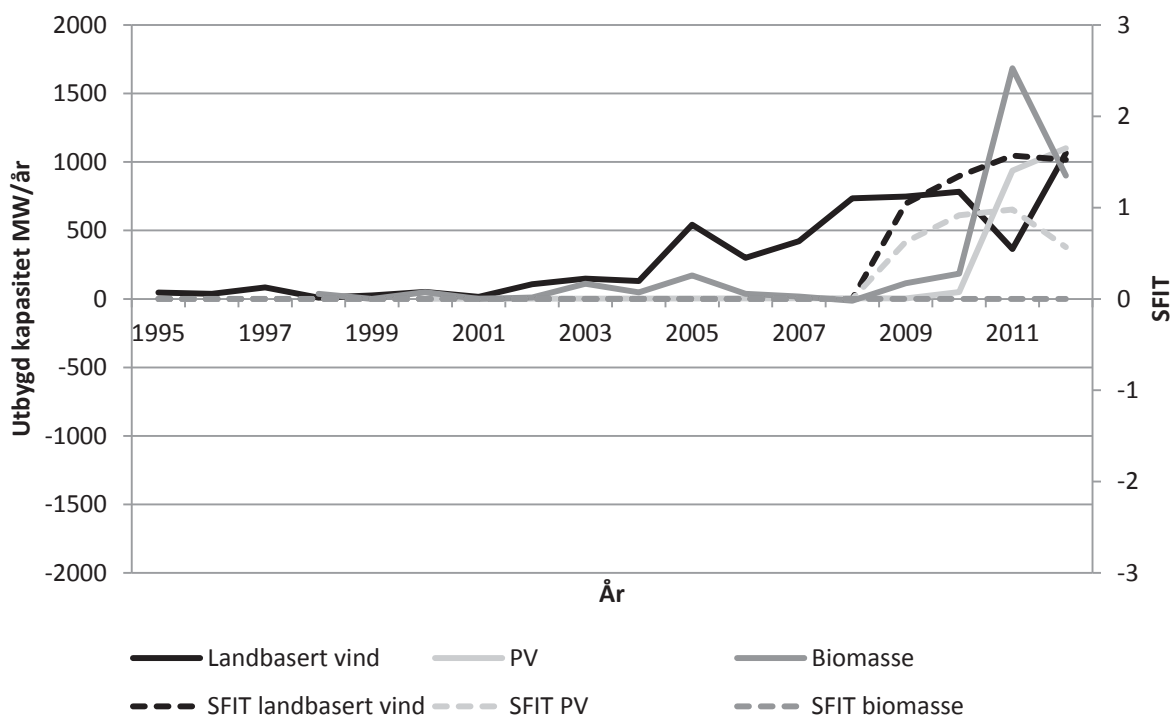
Figur 1.3 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og SFIT (2005-2012) i Italia.



Figur 1.4 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og SFIT (1995-2012) i Spania.



Figur 1.5 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og SFIT (1995-2012) i Frankrike.



Figur 1.6 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og *SFIT* (1995-2012) i Storbritannia.

Av figurene fremgår det at utbyggingen av PV og landbasert vindkraft i grove trekk blir positiv ved positiv *SFIT*. Dette observeres for alle land med unntak av Storbritannia, der det allerede ble bygget ut en del landbasert vindkraft før FIT ble innført i 2009. Storbritannia unntatt observerer vi et etterslep på noen år fra *SFIT* antar positive verdier til kapasitet installeres. Dette kan ha sin årsak i at blant annet planlegging, konsekvensutredning og konsesjonsbehandling tar lang tid. Om en investor beslutter å investere i et vindkraftverk i år t er det neppe påregnelig at investeringsbeslutningen reflekteres i utbygd kapasitet før flere år senere.

Kurven for ny utbygd biomassekapasitet til elektrisitetsproduksjon har for alle land unntatt Storbritannia ligget svært lavt for alle år. Vi observerer i liten grad positiv *SFIT* for denne teknologien i noen land før 2006 i Italia. Samtidig observerer vi langt høyere *SFIT* for de øvrige teknologiene i alle land. En antakelse om at investeringer skjer der profitten er størst bør ikke være urimelig og kan forklare lavt investeringsnivå i biomassekapasitet.

Det ser av figurene ut til at det er en sammenheng mellom *SFIT* og utbygd kapasitet for landbasert vindkraft og PV. Vi vil i denne analysen undersøke hvorvidt sammenhengen er reell og kan påvises statistisk.

2 Litteraturgjennomgang

Det er gjort mange studier på innføring av politiske virkemidler rettet mot fornybar energi og deres evne til å øke fornybare energikilders markedspenetrasjon. De tidligste studiene tar i liten grad teknologispesifikke hensyn og er lite nyanserte. Med tiden øker detaljeringsgraden og de siste studiene på området legger grunnlaget for denne analysen. I det følgende beskrives de mest relevante studiene med tanke på vår analyse. Se kapittel 2.1 for en kort oppsummering.

Menz & Vachon (2006) tar for seg utviklingen i vindkraftkapasiteten som følge av ulike virkemidler i utvalgte amerikanske stater over en kort periode mellom 1998 og 2003. De tar i bruk OLS-regresjon med binære variabler for å måle virkningen virkemidler som RPS, offentlige tilskudd og obligatoriske fornybare kjøpsavtaler har på utbyggingen av vindkraft. De fant at RPS påvirker utviklingen i positiv retning, mens offentlige tilskudd og obligatoriske fornybare kjøpsavtaler ikke kan tilskrives signifikant effekt.

Resultatene gir lite nyanserte svar og kan kun generaliseres til gjennomsnittlige amerikanske stater. Metoden tar heller ikke hensyn til statsspesifikke egenskaper, selv om variablene varierer i størrelse mellom de ulike statene.

I Carley (2009) undersøkes virkningen av RPS på fornybarandel i elektrisitetsmiksen i 48 amerikanske stater over perioden 1998-2006. Det benyttes en ikke-teknologispesifikk «fixed-effects»-modell som ved å fange opp statsspesifikke egenskaper gir mer nyanserte resultater enn Menz & Vachon (2006).

Resultatene står i kontrast til hva Menz & Vachon (2006) kom frem til. Carley (2009) finner ikke signifikant sammenheng mellom RPS og fornybarandelen i elproduksjonen i en amerikansk stat. Det indikeres likevel at elproduksjonen fra fornybare energikilder vil øke for hvert år en stat har RPS. Carley (2009) har i tillegg inkludert flere kontrollvariabler (for eksempel elpris, elforbruk per capita og BNP per capita) som kan tenkes å påvirke utviklingen av fornybar energi. Det ble påvist signifikant sammenheng mellom flere av disse og graden av utbygging av fornybar energi.

Marques et al. (2010) har en ikke-teknologispesifikk tilnærming ekskludert vannkraft. Studien tar for seg 24 land i Europa i perioden 1990-2006. Ved paneldatametoder analyseres

fornybarutviklingen ved hjelp av en «fixed-effects vector decomposition» regresjonsmodell. Som avhengig variabel benyttes prosentandel av primærenergikildene som er fornybare.

Studien var den første som virkelig påpekte viktigheten av kontrollvariabler for å forklare variasjon i den avhengige variabelen. Kontrollvariablene inkluderer flere politiske, sosioøkonomiske og landsspesifikke egenskaper i modellen.

Marques et al. (2010) finner at flere kontrollvariabler signifikant påvirker utviklingen av fornybar energi, herunder for eksempel prisen på kull, gass og olje. Jo større bruk av kull og olje, jo mindre fornybar energi. En lav nettoimport øker fornybarandelen.

Yin & Powers (2010) angriper problemstillingen på en ny og mer nyansert måte enn tidligere studier. De bruker paneldata for 50 amerikanske stater over perioden 1993-2006 og bruker fornybarandelen i elektrisitetsmiksen som avhengig variabel i en ikke-teknologispesifikk «fixed-effects»-modell.

Yin & Powers (2010) påpeker at tidligere studier ikke fanget opp den store heterogeniteten i RPS-design mellom statene. De introduserer derfor en ny variabel, «*incremental percentage requirement*», som blant annet tar hensyn til RPS-størrelse i hver stat, andelen produsenter som må etterkomme RPS-kravet, total elproduksjon i hver stat og hvor stor del av allerede utbygd kapasitet som med hjemmel i lov kan bidra til å møte kravet. De finner signifikant positiv effekt av RPS på fornybarandelen i en gjennomsnittlig amerikansk stat.

Yin & Powers (2010) tester flere modeller; én hvor de innfører binære variable for tilstedeværelse eller fravær av RPS og én hvor de bruker «*incremental percentage requirement*» som en målestokk for styrken til RPS. Resultatene er overraskende ulike, noe som ifølge Yin & Powers (2010) styrker teorien om at kompleksiteten i RPS designet er viktig å ta hensyn til ved analyse.

Shrimali & Kniefel (2011) estimerer ulike statlige virkemidlers effekt på utbygd vindkraft, biomasse, geotermisk produksjon og PV i USA. En «fixed-effects» regresjonsmodell med binære variabler for tilstedeværelse eller fravær av virkemidler benyttes på paneldata fra 50 amerikanske stater i perioden 1991-2007.

Det undersøkes hvilke effekter virkemidlene har på kapasitetsutbyggingen for de ulike teknologiene. I modellen blir det tatt høyde for økonomiske variabler, slik som pris på

elektrisitet og naturgass, samt BNP per capita for hver enkelt stat og andel energi fra kullproduksjon.

Shrimali & Kniefel (2011) finner at RPS har negativ virkning på vindkraft og biomasse, men positiv virkning på geotermisk produksjon og PV. Krav om grønn energiandel og fond for utbyggingsstøtte og forskning og utvikling (heretter FoU) ble funnet å øke utbygd kapasitet av alle fornybare energikilder. Frivillig RPS og grønne statlige obligasjoner har ikke signifikant virkning. Det kunne heller ikke påvises signifikant effekt av elpris, gasspris, BNP per capita eller andel kullkraft. Fravær av signifikante effekter av økonomiske variabler bemerkes som et eksempel på hvorfor politiske virkemidler er viktige.

Groba et al. (2012) er den første studien som ved hjelp av økonometriske metoder tar for seg effekten av FIT i 26 av 27 EU-land. Det undersøkes hvordan FIT har påvirket installert kapasitet av landbasert vindkraft og PV fra 1992 til 2008 ved hjelp av en «fixed-effects» regresjonsmodell til analyse av et paneldatasett.

Studien retter kritikk mot tidligere studiers manglende hensyn til markedskarakteristikk som kan påvirke styrken til støtteordningen, for eksempel elpris og produksjonskostnader.

I tidligere studier er det benyttet enten FIT-størrelse eller en binær variabel som forklaringsvariabel, mens Groba et al. (2012) introduserer teknologi-, års- og landsspesifikk ROI. Denne fanger opp FIT-størrelse, kontraktlengde, FITs reduksjonsrate, elpris og produksjonskostnad.

Groba et al. (2012) finner signifikant virkning av FIT på utbygd kapasitet av PV, men ikke på landbasert vindkraft.

Jenner (2012) benytter Groba et al. (2012) som basis for videre analyse. Studien tar for seg hvordan FIT har påvirket elektrisitetsproduksjonen fra landbasert vindkraft, PV, geotermisk teknologi og biomasse i 26 EU-land mellom 1990 og 2010. I motsetning til Groba et al. (2012) benytter Jenner (2012) elektrisitetsproduksjon fra fornybar energi som avhengig variabel fremfor installert kapasitet. Han argumenterer for dette med at FIT støtter fornybar energi per MWh produsert og ikke per MW installert effekt.

Jenner (2012) benytter en investeringsbeslutningsmodell videreutviklet fra Groba et al. (2012) Han introduserer variabelen *SFIT* for å forklare hvordan ulikheter i virkemiddeldesign påvirker viljen til å investere i fornybar energi. Variabelen representerer økt ROI ved

tilstedeværelse av FIT sammenliknet med to alternative investeringsmuligheter; sparing og elproduksjon uten FIT. Variabelen tar hensyn til tariffstørrelse, kontraktlengde, elektrisitetspris, systemlevetid, prisusikkerhet, produksjonskostnader og diskonteringsrente. Jenner (2012) forutsetter en profittmaksimerende investor og forventer derfor investeringer i fornybar energi om $SFIT > 0$.

Jenner (2012) finner ved regresjon med «fixed-effects» at FIT positivt har påvirket fornybar elektrisitetsproduksjon fra biomasse, geotermiske kilder og PV. Dette lar seg ikke påvise for landbasert vindkraft i samsvar med Groba et al. (2012).

Rapporten foreslår tiltak for effektivitetsforbedring i virkemiddelbruken for de enkelte land ved hjelp av en sensitivitetsanalyse av *SFIT* på kontraktlengde og FIT-størrelse.

2.1 Oppsummering

Studiene angriper problemstillingen med ulike fremgangsmåter og for ulike områder.

Menz & Vachon (2006), Carley (2009), Yin & Powers (2010) og Shrimali & Kniefel (2011) tar for seg amerikanske stater som analyseobjekter og Marques et al. (2010), Groba et al. (2012) og Jenner (2012) tar for seg europeiske land.

Menz & Vachon (2006) finner at RPS har påvirket vindkraft positivt, men at offentlige tilskudd og obligatoriske fornybare kjøpsavtaler ikke kan tilskrives signifikant effekt. Carley (2009) finner ingen signifikant virkning av RPS på fornybarandelen. Både Carley (2009) og Marques et al. (2010) finner signifikant virkning av flere kontrollvariabler.

Yin & Powers (2010) innfører variabelen «*incremental percentage requirement*» for å måle en RPS-ordnings styrke. De finner signifikant effekt av RPS på fornybarandelen.

Shrimali & Kniefel (2011) finner at RPS positivt påvirker utbygd PV og geotermisk produksjon, men negativt påvirker vindkraft og biomasse. Krav om grønn energiandel og fond for utbyggingsstøtte og FoU ble funnet å øke utbygd kapasitet av alle fornybare teknologier.

Groba et al. (2012) innfører ROI som målevariabel for FIT og finner signifikant positiv effekt av FIT på utbygd PV, men ikke på landbasert vindkraft.

Jenner (2012) innfører variabelen *SFIT* for å måle økt ROI ved tilstedeværelse av FIT. Jenner (2012) finner signifikant effekt av FIT på PV, biomasse og geotermiske kilder, men ikke på landbasert vindkraft.

3 Metode

I dette kapitlet tar vi for oss de økonometriske metodene og testene vi benytter for å undersøke virkningen av virkemiddelbruk på investeringer i fornybar energi. For å gjennomføre analysen har vi benyttet statistikkprogramvaren Stata.

Økonometri ble i utgangspunktet utviklet for å undersøke økonomiske sammenhenger ved bruk av statistiske metoder og egner seg meget godt for analyser av virkemiddelbruk. (Wooldridge 2012) Prinsippet er å se hvordan en variabel man ønsker å undersøke påvirkes av andre variabler som er uavhengige av hverandre.

Vi har satt opp våre innsamlede data som et paneldatasett der vi har en rekke parametere for hvert land og hvert år over perioden 1991-2012. Et paneldatasett kjennetegnes ved at det samme analyseobjektet, i vårt tilfelle land, følges over en periode. (Wooldridge 2012) Vi tar i bruk et ubalansert paneldatasett i vår analyse. Dette innebærer at noen land ikke har observasjoner for alle år i analyseperioden. Et ubalansert paneldatasett byr ikke på noen videre problemer i økonometrisk forstand så lenge bakgrunnen for manglende data for land i ikke er korrelert med feilleddet u_{it} . (Wooldridge 2012)

Det er flere fordeler ved å bruke et paneldatasett i forhold til andre dataoppsett. Ved å observere det samme landet over flere perioder er det mulig å ta hensyn til hvert lands uobserverte egenskaper a_i , samt forsinkelser i observerte virkninger (engelsk: lags).

Med lands uobserverte egenskaper menes faktorer som kan tenkes å ha innvirkning på den avhengige variabelen, men som er lite målbare og ikke fanges opp av de uavhengige variablene. Dette kan for eksempel være forhold knyttet til historiske og kulturelle ulikheter mellom landene.

Forsinkelser i observerte virkninger er spesielt aktuelt ved analyse av virkemidler, der for eksempel en innføring av FIT ikke vil sørge for utbygging av den aktuelle teknologien samme år. Investeringsbeslutning, konsesjonsbehandling og konstruksjonsperiode er elementer som gjør at den observerte virkningen gjerne inntreffer flere år etter innføringen av virkemiddelet.

I økonometriske analyser av paneldata finnes det flere modeller for å estimere virkninger. De to mest brukte er en «fixed-effects»-modell og en «random-effects»-modell.

3.1 «Fixed-» og «random-effects»

I en «fixed-effects»-modell antas det at landsspesifikke egenskaper ikke er tilfeldige, men derimot tidsuavhengige og uobserverbare særegenheter som følger av for eksempel et lands politikk eller historie. Tilstedeværelse av slike forhold kan medføre forventningsskjev estimater. For å korrigere for dette elimineres disse virkningene ved å fjerne konstantleddet β_0 gjennom differensiering. Dette lar oss måle nettoeffekten av for eksempel en støtteordning ved å sortere ut virkningen av utelatte og ikke målbare egenskaper. Det tillates tilfeldig korrelasjon mellom a_i og de uavhengige variablene.

I en «random-effects»-modell antas landsspesifikke egenskaper å følge av at landene er tilfeldig trukket fra en større populasjon. Feilleddet a_i forventes derfor å være tilfeldig og likt for alle land; β_0 . (Wooldridge 2012)

3.1.1 Forutsetninger for «fixed-effects»

(1) For hvert land i er modellen

$$\gamma_{it} = \beta_1 x_{it1} + \dots + \beta_h x_{ith} + a_i + u_{it}, \quad = 1, \dots, T$$

der:

γ_{it} er den avhengige variabelen for land i og år t

β_h er parametrene som skal estimeres for teknologi h

x_{ith} er de uavhengige variablene for land i , år t og teknologi h

a_i er den uobserverte effekten i land i

u_{it} er det tidsavhengige feilleddet for land i og år t

(2) Vi har et tilfeldig utvalg fra tverrsnittet.

(3) Hver forklaringsvariabel endres over tid (for minst noen i) og ingen perfekt lineære sammenhenger finnes mellom forklaringsvariablene.

(4) For hver t er forventet verdi av feilleddet u_{it} , gitt de uavhengige variablene i alle tidsperioder og den uobserverte effekten a_i , lik null.

$$E(u_{it} | x_i, a_i) = 0$$

(5) Variansen til feilleddet u_{it} er lik for alle observasjoner i alle perioder.

$$Var(u_{it}|x_i, a_i) = Var(u_{it}) = \sigma_u^2 \text{ for alle } t = 1, \dots, T$$

(6) For alle $t \neq s$ er feilleddene u_{it} ukorrelererte.

$$Cov(u_{it}, u_{is}|x_i, a_i) = 0$$

(7) Feilleddene u_{it} er uavhengige og normalfordelte.

$$u_i \sim N(0, \sigma_u^2)$$

3.1.2 Forutsetninger for «random-effects»

For en «random-effects»-modell gjelder i tillegg noen forutsetninger:

$$y_{it} = \beta_0 + \beta_1 x_{it1} + \dots + \beta_k x_{ith} + a_i + u_{it}, t = 1, \dots, T$$

(1b) Ingen perfekt lineær sammenheng mellom de uavhengige variablene.

(2b) Den forventede verdien av a_i , gitt alle uavhengige variable, er konstant.

$$E(a_i | x_i) = \beta_0$$

(3b) Variansen til den uobserverte effekten a_i , gitt de uavhengige variablene er konstant.

$$Var(a_i | x_i) = \sigma_a^2$$

3.2 Tester for modellspesifikasjon og brudd på forutsetningene

For å avgjøre hvorvidt «fixed-» eller «random-effects» bør benyttes foretar vi tre tester; en Wald-test for «fixed-effects», en modifisert Breusch-Pagan Lagrangian multipliser-test for «random-effects» og en Durbin-Wu-Hausman-test for «fixed-» versus «random-effects».

For å undersøke om vi må ta hensyn til brudd på forutsetning (5) eller (6) i modellen gjennomfører vi en Wald-test for gruppevis heteroskedastisitet og en Wooldridge-test for autokorrelasjon.

Vi benytter statistikkprogramvaren Stata for å gjennomføre testene. Resultatene av disse er vedlagt i kapittel 12.3.

3.2.1 Wald-test

Ved å undersøke forskjellen mellom de kvadrerte feilleddene til en modell med og uten «fixed-effects» avgjøres det ved en F-test hvorvidt «fixed-effects» er til stede. Nullhypotesen er at den landsspesifikke, tidsuavhengige delen av feilleddet a_i er lik 0, altså at «fixed-effects» er fraværende. En signifikant p-verdi lar oss forkaste nullhypotesen til fordel for antakelsen om at $a_i \neq 0$. (Jackman 2007; Wooldridge 2012)

3.2.2 Modifisert Breusch-Pagan Lagrangian multiplier-test

Testen undersøker hvorvidt vi kan forkaste nullhypotesen om at variansen mellom landene er null. En signifikant p-verdi medfører at hypotesen kan forkastes og at «random-effects» er til stede. (Torres-Reyna 2009)

Modifiseringen av testen innebærer at den kan benyttes på ubalanserte datasett (Baltagi & Li 1990).

3.2.3 Durbin-Wu-Hausman-test

Nullhypotesen i testen er at den landsspesifikke, uavhengige delen av feilleddet a_i ikke er korrelert med de uavhengige variablene. Dersom testen finner statistisk signifikant korrelasjon innebærer det at en «fixed-effects»-modell skal benyttes (Wooldridge 2012).

3.2.4 Heteroskedastisitet

Heteroskedastisitet innebærer at variansen til feilleddet ikke er lik for alle observasjoner.

Regresjon ved tilstedeværelse av heteroskedastisitet gir forventningsrette koeffisienter, men de vil ikke ha minste varians. Standardfeilene vil dessuten være forventningsskjeve. Disse vil vanligvis underestimeres. Konsekvensen av dette er at tester basert på t - og F -fordelingene vil være upålitelige. (Gujarati 2010)

For å undersøke hvorvidt det er problemer med heteroskedastisitet i datasettet foretar vi en modifisert Wald-test for gruppevis heteroskedastisitet. Et eventuelt funn av heteroskedastisitet vil være et brudd på forutsetning (5).

Nullhypotesen for testen er at variansen for hver tverrsnittsenhet (her: land) er lik variansen for alle tverrsnittsenhetene:

$$H_0: \sigma_i^2 = \sigma^2 \text{ for } i = 1, \dots, N_g \text{ der } N_g \text{ er antall land.}$$

Teststatistikken er χ^2 -kvadratfordelt og en signifikant p-verdi indikerer tilstedeværelse av gruppevis heteroskedastisitet, altså ulik varians for landene. (Greene 2012)

Den modifiserte Wald-testen skiller seg fra den ordinære ved at den kan anvendes på ubalanserte datasett. Testen kalkuleres på grunnlag av faktisk antall observasjoner i hvert land. (Baum 2001)

Testen lar oss forkaste nullhypotesen om homoskedastisitet i modellene for alle teknologier på 0,01 signifikansnivå.

3.2.5 Autokorrelasjon

Autokorrelasjon innebærer at korrelasjonen mellom to observasjoners feilledd er positiv eller negativ. Ved regresjon der autokorrelasjon er tilstedeværende vil koeffisientene være forventningsrette, men ikke ha minste varians. Estimerte standardfeil vil derfor være forventningsskjev, noe som medfører at tester basert på t - og F -fordelingene vil være upålitelige. (Gujarati 2010)

Et funn av autokorrelasjon i feilleddene vil bryte med forutsetning (6). For å undersøke om autokorrelasjon er et problem benytter vi en Wooldridge-test.

For å gjennomføre testen differensieres dataene og benyttes i en regresjon. Residualene fra denne regresjonen, $\hat{e}_{it}$, benyttes deretter i en ny regresjon mot de laggede residualene $\hat{e}_{i,-1}$. Forventet verdi av regresjonskoeffisienten til de laggede residualene er -0,5 dersom det ikke er autokorrelasjon til stede (Wooldridge 2002). Dette er testens nullhypotese. Dersom resultatet av testen gir en signifikant p -verdi innebærer det at nullhypotesen om fravær av autokorrelasjon kan forkastes.

Testen lar oss forkaste nullhypotesen om fravær av autokorrelasjon i modellene for alle teknologier på 0,01 signifikansnivå.

3.3 Driscoll-Kraay standardfeil

For å korrigere for heteroskedastisitet, autokorrelasjon og eventuell romlig autokorrelasjon benytter vi Driscoll-Kraay standardfeil.

Romlig autokorrelasjon innebærer at observasjoner foretatt på geografisk ulike steder ikke nødvendigvis er uavhengige. Ofte er det korrelasjon mellom observasjonene som følge av eksempelvis liknende naturgitte forhold og naboeffekter dersom stedene er i noenlunde geografisk nærhet. (Griffith 2009) Det er for eksempel nærliggende å anta at Tyskland og Frankrike har flere likhetstrekk i energisystem og støtteordninger enn Tyskland og Tanzania.

Romlig autokorrelasjon er gjerne tilstedeværende i paneldata observert over tid med ikke-tilfeldige gruppeutvalg, for eksempel håndutvalgte land eller bedrifter. (Driscoll & Kraay 1997) Vi har valgt ut de fem landene i Europa med størst elektrisitetsproduksjon.

En antakelse om romlig autokorrelasjon er derfor fornuftig. Det vil uansett ikke være problematisk å benytte Driscoll-Kraay standardfeil dersom romlig autokorrelasjon er fraværende. (Hoechle 2007)

Fordi vi har et ubalansert datasett bruker vi Hoechles justerte versjon av Driscoll-Kraays standardfeil (Hoechle 2007).

4 Variabelspesifikasjon og investeringsbeslutningsmodell

I kapittel 4.1 og 4.2 gjennomgås variablene vi benytter i modellen og forutsetningene vi legger til grunn. I kapittel 4.3 utleder vi den uavhengige variabelen *SFIT* ved en investeringsbeslutningsmodell.

4.1 Avhengig variabel

Ulike studier av virkemiddelbruk for å øke utbygging og produksjon av fornybar energi benytter ulike målemetoder for den avhengige variabelen. Andel fornybar energi i elektrisitetsmiksen er brukt i Carley (2009) og Yin & Powers (2010), produksjon i MWh er brukt i Jenner (2012) og installert kapasitet i Menz & Vachon (2006), Shrimali & Kniefel (2011) og Groba et al. (2012).

Slik vi ser det har kapasitet som avhengig variabel fordeler sammenliknet med alternativene, og vi benytter derfor den naturlige logaritmen av kumulativ installert kapasitet i MW for teknologi h i land i i år t . Argumentasjonen for valg av kapasitet følger i stor grad Groba et al. (2012), men vi ser til forskjell fra denne ikke at det skal være vesentlige ulemper med bruk av kumulativ fremfor tillagt kapasitet.

Årsaken til å velge bort fornybarandel som avhengig variabel er at denne ikke bare vil påvirkes av ny fornybar energi, men også inn- og utfasing av fossile teknologier. For eksempel faset Tyskland i 2011 ut åtte kjernekraftverk med en samlet kapasitet på 8336 MW (World Nuclear Association 2013). En slik redusert bruk av kjernekraft til elektrisitetsproduksjon vil kunne drive fornybarandelen opp, selv om både elektrisitetsproduksjonen fra fornybare kilder og installert kapasitet av fornybare teknologier forblir uforandret eller til og med reduseres.

Vi ønsker dessuten å isolere beslutningen om å investere i fornybar kapasitet best mulig, noe kapasitet gjør gjennom å reflektere en investors forventede ROI uten hensyn til forhold investoren ikke kan forutse eller kontrollere. Med slike forhold menes eksempelvis variasjon i solinnstråling, vindforhold, tekniske feil eller kollaps i brenseltilgangen for biomasse. Ved bruk av produksjon vil deler av variasjonen i den avhengige variabelen kunne komme til å være et produkt av slike faktorer og være en unødvendig feilkilde.

Fremfor faktisk kumulativ kapasitet har vi valgt å benytte den naturlige logaritmen av kumulativ kapasitet. Dette er gjort både for å redusere effekten av eventuelle avvikende

observasjoner («outliers») og for å gjøre tolkningen av koeffisientene mer intuitiv. Ved å bruke den naturlige logaritmen som avhengig variabel vil koeffisienten for en uavhengig lineær variabel beskrive dens virkning på den avhengige i prosentvis vekst.

Litteraturen tar for seg to valg når de kommer til tolkning av denne veksten; «instantaneous growth rate» - momentan vekstfart og «compound growth rate» - gjennomsnittlig vekstfart. I henhold til Gujarati (2010) er det vanlig å legge den momentane vekstfaktoren til grunn i tolkningen av regresjonskoeffisienter. Vi benytter derfor denne i våre analyser.

Vi vil likevel presentere hovedforskjellene på de to alternativene for å hindre misforståelser.

Den momentane veksthastigheten beskriver veksthastigheten ved et bestemt tidspunkt. Den prosentvise veksten er gitt ved regresjonskoeffisienten for den aktuelle forklaringsvariabelen multiplisert med 100. Dersom vi for eksempel observerer en koeffisient på 0,23 for en uavhengig variabel, innebærer dette at én enhets økning i den aktuelle uavhengige variabelen forventes å gi en økning på 23 % i den avhengige variabelen.

Den gjennomsnittlige veksthastigheten beskriver veksthastigheten som gjennomsnitt for en periode og er gitt ved antilogaritmen til regresjonskoeffisienten. Prosentvis gjennomsnittlig veksthastighet ved samme eksemplifiserte koeffisient på 0,23 gis dermed ved $(e^{0,23} - 1) * 100 = 25,86 \%$. Dersom vi har et utvalg observasjoner over en periode på 15 år innebærer dette forventet gjennomsnittlig årlig vekst i den avhengige variabelen på 25,86 % som følge av en endring på én enhet i den uavhengige variabelen. Dette er vekstraten for dette utvalget over disse 15 årene. (Gujarati 2010)

Valget av kumulativ kapasitet fremfor tillagt kapasitet er gjort for å unngå problemer med logaritmisk transformasjon av negative verdier som følge av utfasede kapasiteter.

4.2 Uavhengige variabler

Vi inkluderer tre uavhengige variabler til å forklare den avhengige variabelen. Disse er *SFIT*, *inkrementell andel* og *binær anbud*. I tillegg kommer kontrollvariablene *andel kjernekraft*, *andel kullkraft*, *andel gasskraft*, *andel petroleum* og *andel fornybar* i elektrisitetsmiksen samt *energibruk per capita* og *BNP per capita*.

4.2.1 Uavhengig variabel #1: SFIT

For å estimere effekten FIT har på utbygd kapasitet benytter vi den uavhengige variabelen *SFIT*, utledet i Jenner (2012). Til grunn for utregninger av denne variabelen ligger flere ulike ROI som blir utledet i kapittel 4.3, som igjen baseres på en rekke faktorer for teknologi h , land i og år t .

Disse faktorene er faktiske størrelser på FIT (FIT_{hit}) i eurocent/kWh, kontraktlengden (KL_{hit}) for FIT_{hit} i år, kostnaden (COE_{hit}) for produksjon av elektrisitet i eurocent/kWh, teknologienes levetid (LT_h) i år, usikkerhetsdiskonteringsrente for investering i prosent (DR_{it}), bankinnskuddsrenten (σ_p) i prosent og prisen for elektrisitet (P_{it}) i eurocent/kWh.

4.2.2 Uavhengig variabel #2: Inkrementell andel

I likhet med Groba et al. (2012) og Jenner (2012) ønsker vi å ta i bruk variabelen *inkrementell andel* introdusert i Yin & Powers (2010) som «*incremental percentage requirement*» for å måle effekten av lovpålagt fornybarandel i elektrisitetsforsyningen. Variabelen innføres for å fange opp ulikheter i utformingen av RPS mellom forskjellige stater i USA og fungerer på samme måte mellom land i denne analysen.

I tillegg til forskjell i andelen pålagt fornybar elektrisitet påvirker i hovedsak to andre faktorer virkningen av RPS; hvor stor andel av allerede installert fornybar kapasitet som får bidra til å innfri den pålagte andelen og hvilke teknologier som får delta. Dersom allerede installert kapasitet får oppfylle målet vil RPS svekkes som driver for ny utbygging. For eksempelets skyld antar vi et land med fornybarandel på 10 %. Landet innfører RPS med et krav om <10 % fornybar der allerede installert kapasitet kan oppfylle dette. Siden gammel kapasitet allerede dekker kravet vil ingen ny utbygging utløses av ordningen.

Unntak fra oppfyllelse av den pålagte andelen spiller også en rolle for virkningen av RPS. Dersom det er unntak fra innfrielse for visse typer leverandører vil effekten av kravet reduseres.

Unntak fra å oppfylle RPS-kravene gis små produsenter i både Italia og Storbritannia (European Renewable Energy Council 2009). På grunn av manglende tilgang på data om deres nøyaktige omfang har vi valgt å neglisjere dem snarere enn å inkludere eventuelle unøyaktige anslag i datasettet. Dette kan medføre at variabelen *inkrementell andel* har fått noe høyere verdi på datapunktene enn det reelle, men vi kan ikke anslå hvor mye. På grunn av de unntatte produsentenes moderate størrelse vil vi ikke anta dette har nevneverdig innvirkning på resultatene av analysen.

Eksisterende kapasitet får ikke bidra til å etterkomme kravet verken i Italia eller Storbritannia. (Poputoaia & Fripp 2008)

I praksis har dette gjort metodebruken fra Yin & Powers (2010) overflødig i denne analysen, da utregning av *inkrementell andel* med forutsetningene vi har lagt til grunn gir oss den pålagte fornybarandelen i elektrisitetsforsyningen som verdi.

Vi har likevel valgt å presentere *inkrementell andel* da design av RPS er noe som bør tas hensyn til i analyser som inkluderer land eller stater med større unntak fra ordningen eller større rom for å dekke kravet med allerede installert kapasitet.

4.2.3 Uavhengig variabel #3: Tilstedeværelse av anbudsordning

For å kontrollere for tilstedeværelsen av en anbudsordning har vi innført den binære variabelen *binær anbud*. Denne tar verdien én ved tilstedeværelse og null ved fravær.

En anbudsordning innebærer at for eksempel et vindkraftprosjekt på 150 MW legges ut på anbud fra statens side. Aktøren som kan gjennomføre prosjektet til lavest kostnad¹ vinner anbudet og får enerett til å bygge og drive vindkraftverket. (Jacobs 2009)

4.2.4 Kontrollvariabler

Kontrollvariabler ble først implementert i paneldatanalyser av Marques et al. (2012). Groba et al. (2012) og Jenner (2012) har brukt disse som utgangspunkt for å få komparative resultater.

Kontrollvariablene ble innført på grunnlag av at de forventes å ha innvirkning på den avhengige variabelen, i vårt tilfelle utbygd kapasitet av fornybar energi. Energimarkedene er komplekse systemer med mange faktorer med til dels gjensidig påvirkning og kontrollvariablene brukes i regresjonsanalysen for bedre å kunne forklare variasjon i den avhengige variabelen som følge av dette (Wooldridge 2012). Vi følger Marques et al. (2010) i valg av kontrollvariabler.

¹ Praksis varierer mellom installasjonskostnad eller kostnad per leverte kWh over levetiden.

4.3 Investeringsbeslutningsmodell

For å undersøke virkningen av FIT har vi i stor grad fulgt Groba et al. (2012) og Jenner (2012).

Til forskjell fra tidligere liknende studier på området benytter ikke Jenner (2012) og Groba et al. (2012) binære variabler som forklaringsvariabel for effekten av FIT, men forventet avkastning en investor møter på en investering i fornybar teknologi. Dette gjøres på grunnlag av at en binær variabel ikke reflekterer den faktiske heterogeniteten i markedet som følge av at den kun måler tilstedeværelsen eller fraværet av FIT. En mer raffinert investeringsbeslutningsmodell som tar for seg den faktiske virkningen av FIT på ROI tas derfor i bruk.

Begge studier benytter ROI som forklaringsvariabel, men på to forskjellige måter. Groba et al. (2012) bruker ROI ved investeringer i fornybare teknologier med og uten FIT som uavhengige variable i regresjonen og sammenlikner resultatene. Jenner (2012) beskriver den mest raffinerte modellen ved å introdusere variabelen $SFIT$ som tar for seg økningen i ROI en investor møter som følge av tilstedeværelse av FIT. Han måler dermed effekten av FIT med én variabel. Dersom ikke annet er anmerket følger vi investeringsbeslutningsmodellen til Jenner (2012) og utleder variabelen $SFIT$ på grunnlag av denne.

Metoden tar utgangspunkt i beregningen av tre ulike ROI; ROI^{marked} , ROI^{FIT} og $ROI^{sparing}$. ROI^{marked} beskriver avkastningen en investor forventer ved en investering i fornybar teknologi sett i forhold til livstidskostnadene ved investeringen. ROI^{FIT} beskriver det samme forholdet som markedsalternativet, men ved tilstedeværelse av FIT. $ROI^{sparing}$ representerer investorens avkastning på en alternativ investering. Vi følger Jenner (2012) og eksemplifiserer alternativ investering ved bankinnskudd.

Videre beregnes forskjellen mellom ROI^{FIT} og den mest lukrative av de to alternative investeringsmulighetene, enten ROI^{marked} eller $ROI^{sparing}$. Denne forskjellen er representert ved variabelen $SFIT$. Dersom ROI^{marked} er større enn $ROI^{sparing}$, vil $SFIT$ være lik ROI^{FIT} fratrasket ROI^{marked} . Om $ROI^{sparing}$ er større enn ROI^{marked} , vil $SFIT$ være lik ROI^{FIT} fratrasket $ROI^{sparing}$. $SFIT$ representerer altså andelen avkastning som utelukkende kan tilskrives FIT ved en investering i fornybar energi.

4.3.1 Markedsalternativet

For å beregne ROI for de ulike alternativene ser Jenner (2012) for seg en tenkt investor.

Denne har kapital K til rådighet som skal investeres i land i i år t . I markedsalternativet kan denne kapitalen investeres i fornybar teknologi h ; K_{hit}^{FORN} . I likhet med Jenner antar vi kapitalen dekker både investeringskostnader og de diskonterte drifts- og vedlikeholdskostnadene over investeringsobjektets levetid. Til forskjell fra Jenner benytter vi «cost of energy» (heretter COE) i eurocent/kWh som kostnadsparameter fremfor inndeling av investeringskostnad og drifts- og vedlikeholdskostnader i separate ledd. COE benyttes på grunnlag av datatilgang. Vi diskonterer med diskonteringsraten DR . Likning (1) viser hvordan kapitalen forholder seg til kostnadene.

$$(1) K_{hit}^{FORN} = \frac{(COE_{hit})_l}{(1+DR)^l}$$

Så lenge det ikke er FIT i markedet vil investoren selge produsert elektrisitet til markedspris, P_{it} (eurocent/kWh) over teknologiens levetid, LT_h . Driftsinntektene diskontert med diskonteringsraten DR over levetiden kan dermed uttrykkes ved

$$(2) INNT_{hit}^{marked} = \sum_{l=1}^{LT_h} \frac{(P_{it})_l}{(1+DR)^l}$$

Som Jenner (2012) antar vi at investoren ikke klarer å forutse prisutviklingen i elektrisitetsmarkedet. Vi følger hans forutsetning om at investor benytter prisen P_{it} i år t justert med en usikkerhetsdiskonteringsrate σ_p for å fange opp fremtidige fluktuasjoner i pris og inntekt.

Av dette følger det at forventet ROI på en investering i fornybar teknologi uten FIT uttrykkes ved

$$(3) ROI_{hit}^{marked} = \frac{\sum_{l=1}^{LT_h} \frac{(P_{it})_l}{(1+\sigma_p+DR)^l} - \sum_{l=1}^{LT_h} \frac{(COE_{hit})_l}{(1+DR)^l}}{\sum_{l=1}^{LT_h} \frac{(COE_{hit})_l}{(1+DR)^l}}$$

4.3.2 FIT-alternativet

En FIT gir produsenten inntekt FIT_{hit} (eurocent/kWh) over kontraktlengden KL_{hit} .

Kontraktlengden er den perioden produsenten er sikret å motta FIT for elektrisitet matet inn på elektrisitetsnettet. Fra likningene (2) og (3) utleder (Jenner 2012) at inntekten med FIT til stede kan uttrykkes

$$(4) \text{INNT}_{hit}^{FIT} = \sum_{l=1}^{KL_{hit}} \frac{FIT_{hit}}{(1+DR)^l} + \sum_{l=KL_{hit}+1}^{LT_h} \frac{(P_{it})_l}{(1+\sigma_p+DR)^l}$$

og at ROI_{hit}^{FIT} kan uttrykkes

$$(5) ROI_{hit}^{FIT} = \frac{\sum_{l=1}^{KL_{hit}} \frac{FIT_{hit}}{(1+DR)^l} + \sum_{l=KL_{hit}+1}^{LT_h} \frac{(P_{it})_l}{(1+\sigma_p+DR)^l} - \frac{(COE_{hit})_l}{(1+DR)^l}}{\frac{(COE_{hit})_l}{(1+DR)^l}}$$

4.3.3 Sparealternativet

I tillegg til en investering i fornybar elektrisitetsproduksjonsteknologi vil en investor ha muligheten til å sette kapitalen i for eksempel en aksjeportefølje eller på en sparekonto med renten ρ_{it} . Vi følger Jenner (2012) og forutsetter at kapitalen $K_{hit}^{FORN} = K_{hit}^{sparing}$ og at denne blir forrentet på konto like lenge som levetiden på en investering i teknologi h ($LT_h = T$) og diskontert ved DR . Investoren tar ut den forrentede kapitalen ved utløpet av periode T .

Inntekten ved sparingen uttrykkes ved

$$(6) \text{INNT}_{hit}^{sparing} = K_{hit}^{sparing} * \frac{(1+\rho_{it})^T}{(1+DR)^T}$$

Av dette følger det at avkastingen på sparealternativet er gitt ved

$$(7) ROI_{hit}^{sparing} = \frac{(1+\rho_{it})^T}{(1+DR)^T} - 1$$

4.3.4 Effekten av FIT

For å måle effekten av FIT velger vi å følge forutsetningene i Jenner (2012) om at en investor opptrer som en profittmaksimerende aktør i markedet. Dette tilsier at investeringer vil gjøres i fornybar kapasitet dersom (a): $ROI_{hit}^{FIT} > ROI_{hit}^{marked}$ eller (b): $ROI_{hit}^{marked} > ROI_{hit}^{sparing}$.

I situasjon (a) vil det være mer profitabelt for investoren å selge elektrisiteten under FIT-regimet enn til markedspris. I situasjon (b) vil det være mer profitabelt å selge elektrisitet til

markedspris enn å sette pengene i sparing. Om man snur ulikhetstegnene vil situasjonen være motsatt, og investoren foretrekke henholdsvis markedspris og sparing i de to situasjonene.

Differansen mellom ROI_{hit}^{FIT} og ROI i markeds- og sparealternativet kvantifiseres ved variabelen $SFIT$. Denne beskriver attraktiviteten ved å selge elektrisitet under et FIT-regime sammenliknet med alternativene uten FIT.

Vi følger Jenner (2012) og utleder $SFIT$ ved

$$(8) SFIT_{hit} = \min\{ROI_{hit}^{FIT} - ROI_{hit}^{marked}, ROI_{hit}^{FIT} - ROI_{hit}^{sparing}\}$$

med forutsetningene

$$FIT_{hit} > P_{it}$$

$$LT_h > KL_{hit}$$

$$LT_h = T$$

I likhet med Jenner (2012) forventer vi investeringer i teknologi h i land i og år t dersom

$$SFIT_{hit} > 0$$

5 Data

I kapittel 5 presenteres datagrunnlag for de avhengige og uavhengige variablene. Vi illustrerer lands- og teknologispesifikk historisk utvikling i FIT-størrelse grafisk.

5.1 Datagrunnlag for avhengig variabel

Data for installerte kapasiteter fra 1990 til og med 2010 er hentet fra (European Commission 2012). Disse dataene er supplert med tall fra (The World Bank 2013b) for 2011 og 2012 for vindkraft og (IEA 2013a; IEA 2013b) for PV.

Beklageligvis har det vist seg umulig å finne gode tall på kapasitet for biomasse til elektrisitetsproduksjon i Spania, Frankrike og Italia for 2011 og 2012 og Tyskland i 2012. For Storbritannia er biomassekapasitetene fra disse to årene hentet fra (Department of Energy and Climate Change 2012) og tyske tall for 2011 er hentet fra (Bundesministerium für Umwelt 2012).

For å differensiere havbasert og landbasert vindkraft har vi brukt tall fra (Bundesministerium für Umwelt 2012; European Wind Energy Association 2012a; European Wind Energy Association 2013; Heptonstall et al. 2012)

5.2 Datagrunnlag for de uavhengige variablene

5.2.1 FIT-størrelser og kontraktlengder

Tallene for FIT-størrelser og kontraktlengder er hentet fra flere ulike kilder. Se *tabell 5.1*.

Tabell 5.1 - Kilder til FIT-størrelser og kontraktlengder i de ulike landene

Land	Kilder
Tyskland	(Bhamre 2011; Eikeland 2009; Fulton & Mellquist 2011; German energy agency 2012; IHS Emerging Energy Research 2011; Lang 2012; Lauber & Mez 2004; Ragwitz et al. 2007; Ragwitz et al. 2010; REN21 2013; RES-legal 2013; Scowcroft 2011; Wüstenhagen & Bilharz 2006)
Italia	(Gipe 2012; Ragwitz et al. 2007; Ragwitz et al. 2010; REN21 2013; RES-legal 2013; Scowcroft 2011)
Spania	(Bhamre 2011; del Río González 2008; del Río & Gual 2007; IHS Emerging Energy Research 2011; Meyer 2006; Ragwitz et al. 2007; Ragwitz et al. 2010; REN21 2013; RES-legal 2013; Scowcroft 2011)
Frankrike	(EREC 2009; IHS Emerging Energy Research 2011; Ministère de l'ecologie et développement durable 2006; Ministère du Développement durable 2013; Ragwitz et al. 2007; Ragwitz et al. 2010; REN21 2013; RES-legal 2013)
Storbritannia	(Feed-In Tariffs Ltd 2013; Ragwitz et al. 2007; Ragwitz et al. 2010; REN21 2013; RES-legal 2013; Secretary of State for Energy and Climate Change 2012)

I tilfeller hvor datatilgangen ikke har vært tilstrekkelig har vi foretatt en enkel lineær interpolering mellom to dokumenterte verdier, men aldri for flere enn to år. For land vi ikke har hatt et startpunkt for verdiene, noe som gjelder for Spania og Italia, har vi lagt til grunn siste observerte verdi tilbake til tidspunktet ordningen ble innført. Dette medførte ingen problemer for Spania.

Å danne et tilfredsstillende datagrunnlag for FIT-størrelser i Italia har derimot vist seg å være en umulig oppgave som følge av informasjonsmangel. Det er for mange manglende verdier til at en tilnærming lik den for Spania vil fungere tilfredsstillende. Vi har imidlertid godt datagrunnlag for Italia fra og med 2005. Italienske data er derfor inkludert i analysen fra dette tidspunktet.

Tyskland, Frankrike og Storbritannia har komplett dokumentert datagrunnlag for perioden 1991-2012.

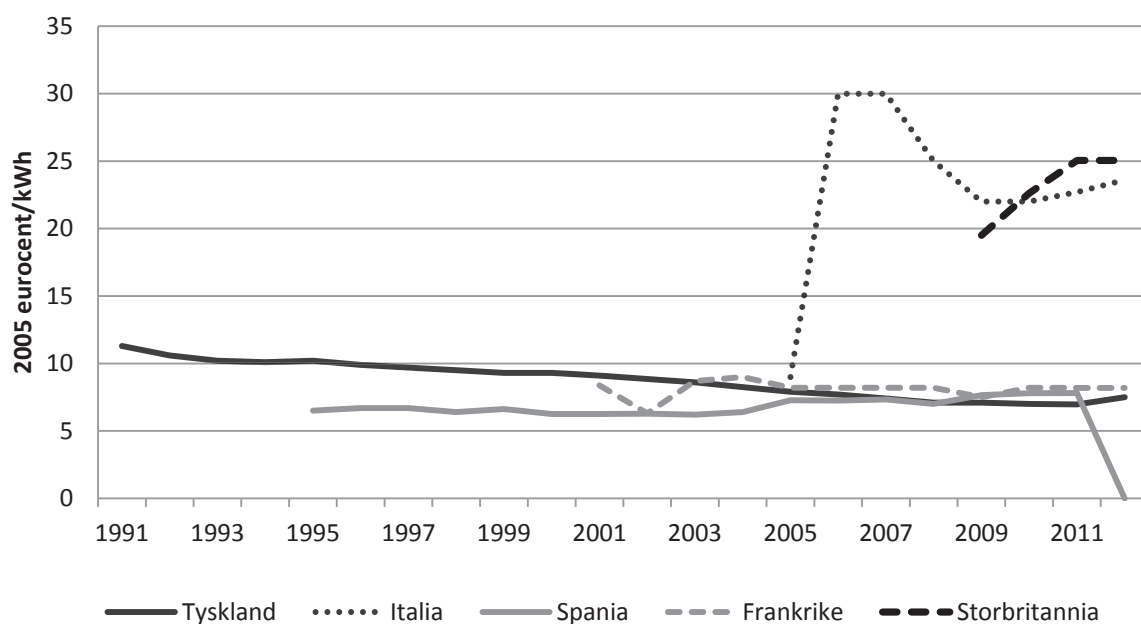
Heterogeniteten i størrelsen på FITene er stor. Med dette menes at det gis ulik størrelse på støtten avhengig av land, teknologi og effekten til anlegget. På generell basis gis små anlegg høyere støtte enn større anlegg. Dette gjelder spesielt i Tyskland der små, lokale takmonterte fotovoltaiske solceller er vanlige i husholdninger og næringsbygg. Disse får opptil 10 eurocent/kWh mer enn større bakkemonterte kraftverk. (Ragwitz et al. 2011)

I tillegg differensierer alle landene i analysen størrelsen på støtten avhengig av produksjonsenhets beliggenhet. Eksempelvis gis det i Frankrike 25 eurocent/kWh for fotovoltaiske solcelleanlegg på Korsika i tillegg til grunntariffen på 30 eurocent/kWh på fastlandet (Morthorst 2009).

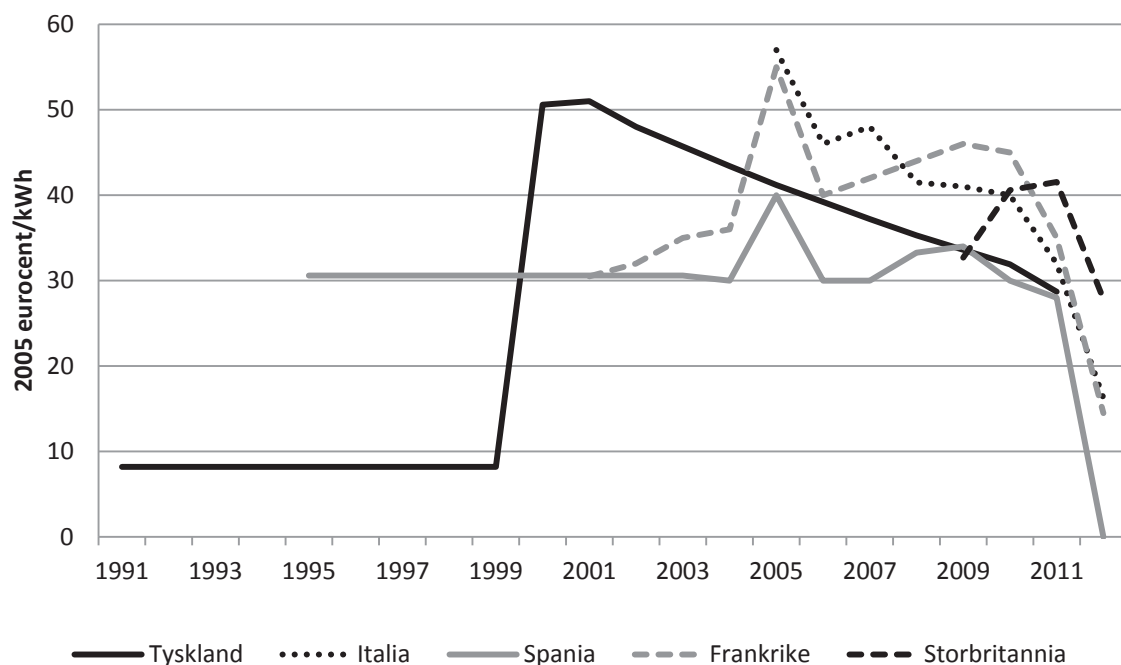
Det er også en innebygget reduksjonsrate i FIT-kontrakten, noe som innebærer at man får den høyeste tariffen de første årene, mens den gradvis reduseres. I Tyskland gis det eksempelvis en fast tariff de første fem årene, hvoretter den blir redusert med 2 % hvert år de siste 15 årene av kontrakten (Ragwitz et al. 2011). Bakgrunnen for å innføre en slik ordning var å kompensere for fremtidige reduksjoner i produksjonskostnadene.

Det ville vært uforholdsmessig tungvint å differensiere virkemiddelet i så stor grad i en regresjonsanalyse. FIT-størrelsene vi benytter er derfor vektete gjennomsnitt for hver teknologi og hvert land.

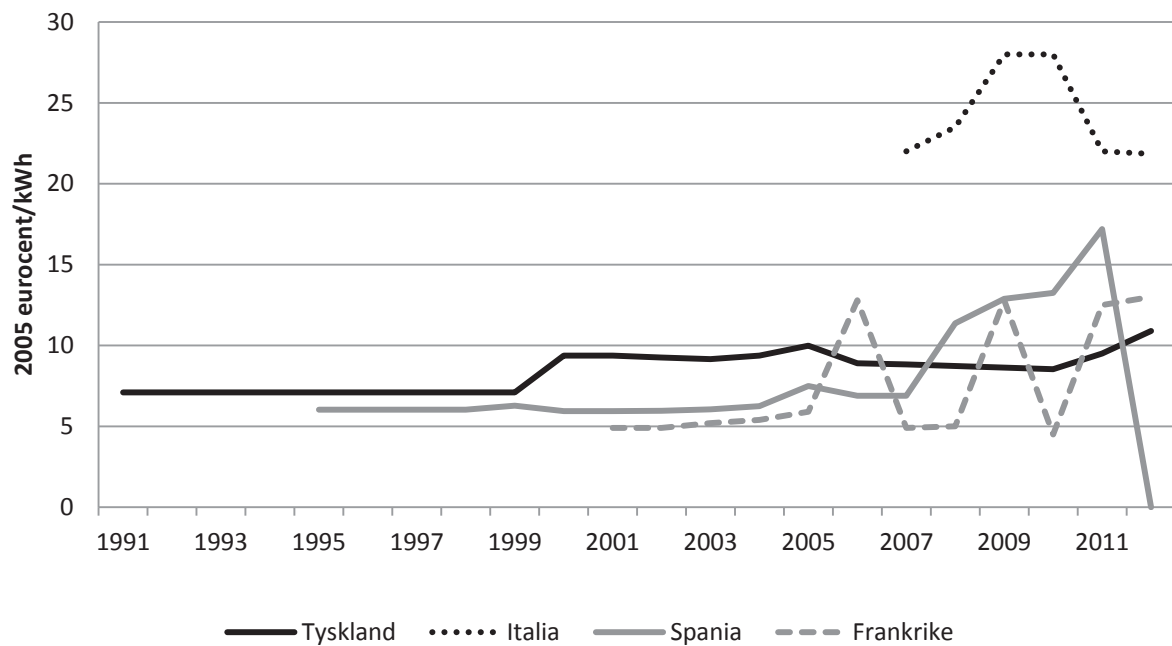
Figur 5.1-5.3 illustrerer den faktiske størrelsen på FIT_{hit} i eurocent/kWh over perioden analysen strekker seg.



Figur 5.1 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for landbasert vindkraft i utvalgte land 1991-2012



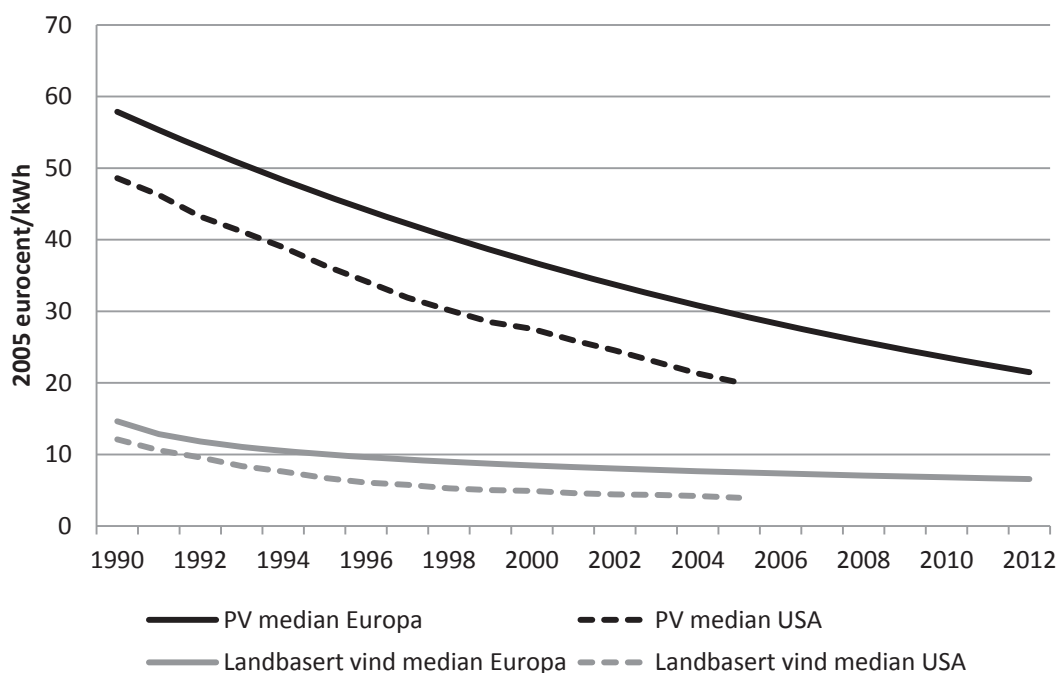
Figur 5.2 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for PV i utvalgte land 1991-2012



Figur 5.3 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for biomasse til elektrisitetsproduksjon i utvalgte land 1991-2012

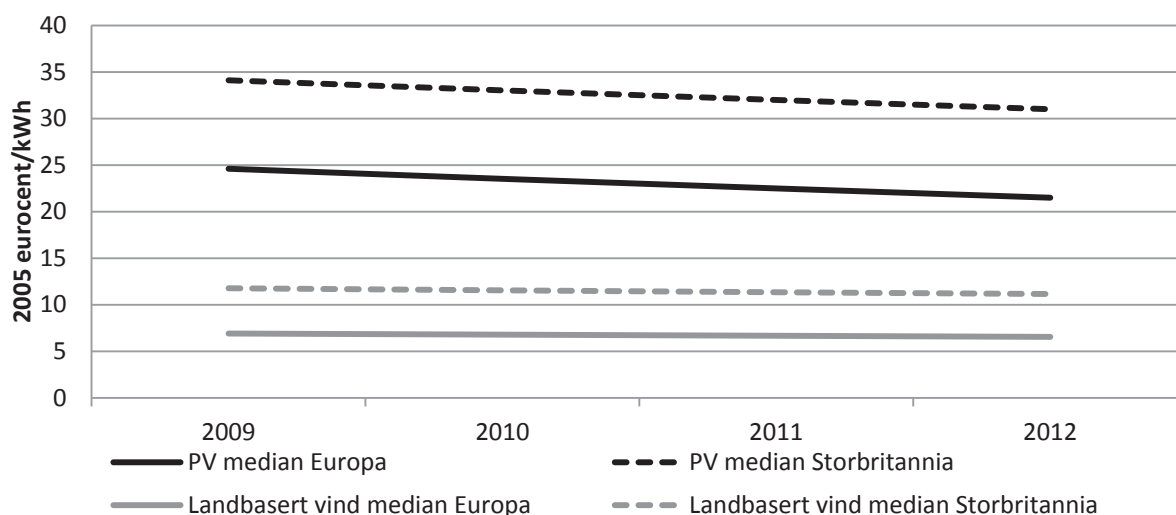
5.2.2 Kostnader

Kalkulasjon av ROI krever kostnader for produksjon av elektrisitet for teknologi h , land i og år t . Høyoppløste kostnadsdata for Europa er i liten grad tilgjengelig. I Groba et al. (2012) og Jenner (2012) er kostnadene for landbasert vindkraft og PV basert på studier av amerikanske forhold. Sammenliknet med kostnadsnivået i Europa (Commission of the European Communities 2008; Hearps 2011; International Renewable Energy Agency 2012; OECD et al. 1992; OECD et al. 1998; OECD et al. 2005; OECD et al. 2010; REN21 2012) later disse til å gi et altfor lavt anslag. Vi har derfor basert oss på samme lærekurve for kostnader som Groba et al. (2012) og Jenner (2012) gitt i (Schilling & Esmundo 2009) for landbasert vindkraft og PV, men inflatert konstantleddet og redusert hellingen noe for å få en kostnadsutvikling som samsvarer godt med våre noe spredte europeiske datapunkter. Se figur 5.4.



Figur 5.4 - Kostnadsutvikling 2005 eurocent/kWh landbasert vindkraft og PV i USA (1990-2005) og Europa 1990-2012

Denne tilnærmingen viste seg å ikke være gjeldende for kostnadsutviklingen i Storbritannia. Vi observerer konsekvent og markant høyere kostnad for produksjon av elektrisitet fra både landbasert vindkraft og PV i Storbritannia i forhold til Fastlandseuropa. Vi har brukt faktiske data fra (Department of Energy and Climate Change 2011), (Mott MacDonald 2010) og (Department of Energy and Climate Change 2012) som basis for videre å bruke samme fremgangsmåte som for kostnadsberegningene i Fastlandseuropa. Se figur 5.5.



Figur 5.5 - Kostnadsutvikling i 2005 eurocent/kWh for landbasert vindkraft og PV i Fastlandseuropa og Storbritannia (2009-2012)

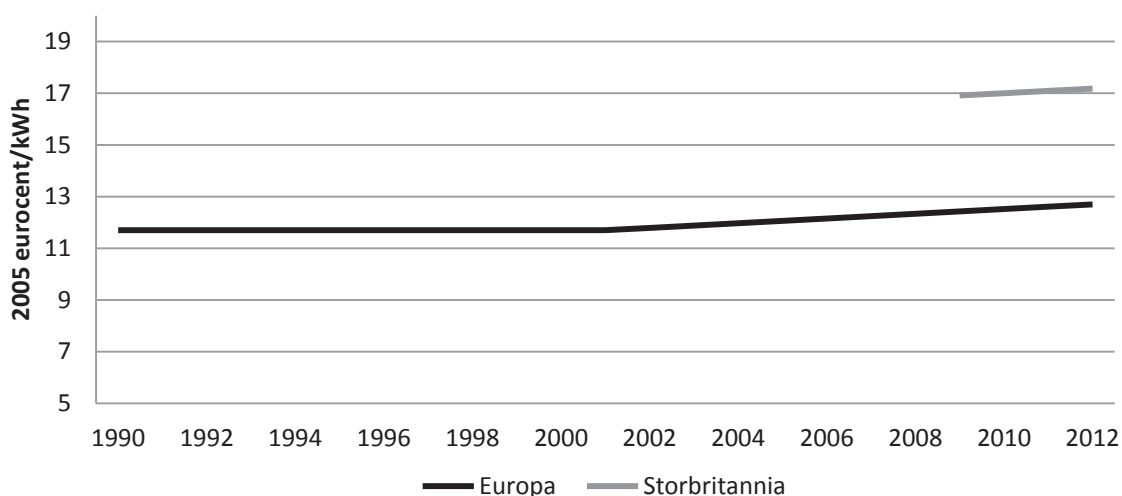
Kostnadene ved produksjon av elektrisitet fra biomasse er vanskelige å estimere nøyaktig som følge av variasjon i brenselprisene over tid og mellom land samt ulike forbrenningsteknologier og brenselstyper. Vi har i størst mulig grad tilnærmet oss kostnadsutviklingen ved å bruke gjennomsnittsdata fra (Commission of the European Communities 2008; Department of Energy and Climate Change 2011; Department of Energy and Climate Change 2012; OECD et al. 2010; REN21 2012)

Der datatilgangen ikke har vært tilstrekkelig har vi etter samtale med professor Erik Trømborg (Trømborg 2013) ved Institutt for naturforvaltning ved Universitetet for miljø og biovitenskap benyttet prisutviklingen for pellets på kontinentet til grunn som styrende faktor for fluktuasjonen i kostnadene ved produksjon av elektrisitet fra biomasse.

Datagrunnlaget for kostnader for produksjon av elektrisitet fra biomasse strekker seg tilbake til år 2000. Kostnadsestimatene i perioden 1990 til og med 1999 er derfor basert på sist observerte verdi. Dette burde ikke være problematisk på grunn av stabilitet i kostnadsnivå og pelletspris.

Den stabile kostnaden kan skyldes at biomasse til elektrisitetsproduksjon er en relativt moden teknologi og at læringsraten med tilhørende fall i kostnad derfor ikke har vært like bratt som eksempelvis for PV de senere årene.

Som for landbasert vindkraft og PV har det vist seg at kostnadene i Storbritannia ligger betydelig høyere enn i resten av Europa. (Audigane et al. 2012) Kostnadene for biomasse i Storbritannia og resten av Europa er illustrert i *figur 5.6*.



Figur 5.6 - Kostnadsutvikling i 2005 eurocent/kWh for biomasse til elektrisitetsproduksjon i Fastlandseuropa og Storbritannia 1990-2012

5.2.3 Levetid og renter

Levetiden til de ulike teknologiene (LT_h) er hentet fra (Commission of the European Communities 2008) og (Jager et al. 2011).

Usikkerhetsdiskonteringsrente for investering (DR_{it}) er satt til 5 % . Dette later til å være et godt anslag på de ulike lands diskonteringsrenter. (Larsen 2005)

Gjennomsnittlig bankinnskuddsrente for hvert land og år (σ_p) er hentet fra (The World Bank 2013a) supplert med (European Central Bank 2013).

5.2.4 Priser

For å tilnærme oss prisen en elektrisitetsprodusent mottar for solgt elektrisitet benytter vi gjennomsnittlige årlige elpriser til industrien fratrasket skatteleddet. Prisene er, i likhet med kostnadene og FIT-størrelsene, oppgitt i faste 2005 eurocent/kWh.

Prisdata er hentet fra (IEA 2011; IEA 2012b) og (IEA 2007; IEA 2012a). For å supplere 2012-prisene har vi brukt (Department of Energy and Climate Change 2013). For å konvertere fra britiske pund til euro har vi benyttet historiske årlige valutakurser fra Norges Bank (Norges Bank 2013). For å konvertere til euro i årene før euro ble innført har vi brukt den faste konverteringsfaktoren fra (European Central Bank 1998). Storbritannia beholdt pund som valuta og en konverteringsfaktor foreligger derfor ikke for denne valutaen. Prisene er derfor først konvertert til tyske mark for så å bli konvertert til euro.

5.3 Inkrementell andel

Verdiene vi har benyttet i analysen er hentet fra (European Renewable Energy Council 2009; Office of Gas and Electricity Markets 2012).

5.4 Kontrollvariabler

Tabell 5.2 oppsummerer kontrollvariablene med tilhørende benevning og kilder.

Tabell 5.2 - Oversikt over kontrollvariabler, benevning for kontrollvariabler og kilder for kontrollvariabler.

Kontrollvariabel	Benevning	Kilde
Andel kjernekraft av total elproduksjon	%	(European Commission 2012; IEA 2013a; IEA 2013b; Platts 2012; Platts 2013; Red Eléctrica de España 2012; Réseau de Transport d'Électricité 2012; UK Government 2013)
Andel kullkraft av total elproduksjon	%	
Andel gasskraft av total elproduksjon	%	
Andel petroleum av total elproduksjon	%	
Andel fornybar av total elproduksjon	%	
Endring i energibruk per capita fra år $t-1$ til t	%	(International Monetary Fund 2013; The World Bank 2013b)
Endring i BNP per capita fra år $t-1$ til t	%	

Dataene som ligger til grunn for andeler fra ulike energikilder er i all hovedsak hentet fra (European Commission 2012). Denne oversikten inneholder tall for alle EU-land fra 1990 til 2010. For de siste årene 2011-2012 har vi innhentet tall fra ulike kilder slik det fremgår av *tabell 5.2*. Data på energibruk per capita og BNP per capita for 1990-2011 er hentet fra The World Bank. Tall for 2012 er hentet fra IMF (International Monetary Fund).

6 Resultater

6.1 Tester av modellspesifikasjon

Vi har foretatt en Wald-test for å undersøke hvorvidt «fixed-effects» eller «random-effects» bør benyttes i analysen. Denne lar oss på 0,01 signifikansnivå for alle teknologier forkaste hypotesen om «random-effects» og indikerer tilstedeværelse av «fixed-effects» i modellene. I tillegg har vi kjørt en Breusch og Pagan Lagrangian multiplier-test for «random-effects». Vi kan på 0,01 signifikansnivå forkaste hypotesen om tilstedeværelse av «random-effects» for alle modeller.

Vi foretar i tillegg en Wu-Durbin-Hausman-test for «fixed-» versus «random-effects».

For regresjonene for landbasert vindkraft og biomasse kan vi forkaste hypotesen om at «fixed-effects» ikke er til stede på 0,01 signifikansnivå.

Vi kan ikke forkaste nullhypotesen ved 0,05 signifikansnivå for PV. Testresultatet indikerer dermed at det skal brukes en «random-effects»-modell.

Testresultatene er vedlagt i kapittel 12.3.

Wooldridge (2012) argumenterer likevel for at man skal utvise forsiktighet med å legge testresultater til grunn for avgjørelsen om hvorvidt «fixed-» eller «random-effects» skal benyttes. Wooldridge påpeker at man ved studier av store geografiske enheter som land eller landsdeler ikke kan anse utvalget som tilfeldig trukket fra en større populasjon. Det vil i så måte være mer naturlig å anse leddet a_i i «fixed-effects»-regresjonen som et separat skjæringspunkt for hver geografiske enhet, snarere enn som en tilfeldig variabel.

Avslutningsvis bemerker Wooldridge at «Fortunately, whether or not we engage in the philosophical debate about the nature of a_i , FE is almost always much more convincing than RE for policy analysis using aggregated data.» (Wooldridge 2012)

Vi velger på grunnlag av dette å benytte en «fixed-effects»-modell også for PV og modellspesifikasjonen blir som følger:

$$\ln(kap)_{hit} = \beta_1 SFIT_{hit} + \beta_2 \text{inkrementell andel}_{it} + \beta_3 \text{binær anbud}_{hit} + \beta_x K_{it} + a_i + u_{it}$$

der $\ln(kap)_{hit}$ er den naturlige logaritmen av kumulativ kapasitet for teknologi h , land i og år t . $\beta_x K_{it}$ er en rekke kontrollvariable, mens a_i er tidsuavhengige landsspesifikke uobserverte egenskaper og u_{it} er feilleddet.

6.2 Regresjonsresultater

I dette kapitlet presenteres de estimerte modellene for hver enkelt teknologi. Avslutningsvis vil en felles tabell med de viktigste resultatene fra de individuelle modellene presenteres.

6.2.1 PV

Tabell 6.1 - Regresjon for PV med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil.

Variabel	Koeffisient	Drisc./Kraay std.feil	t	P> t	[95 % konfidensintervall]	
<i>SFIT</i>	1,871***	0,227	8,26	0,000	1,400	2,342
<i>Inkrementell andel</i>	0,038	0,063	0,60	0,553	-0,094	0,170
<i>Binær anbud</i>	0,904	0,544	1,66	0,112	-0,228	2,036
<i>Andel kjernekraft</i>	-0,387***	0,122	-3,16	0,005	-0,641	-0,132
<i>Andel kullkraft</i>	-0,183	0,110	-1,67	0,110	-0,412	0,045
<i>Andel gasskraft</i>	-0,244**	0,112	-2,17	0,041	-0,478	-0,010
<i>Andel petroleum</i>	-0,561***	0,112	-5,00	0,000	-0,795	-0,328
<i>Andel fornybar</i>	-0,004	0,142	-0,03	0,977	-0,300	0,291
<i>Energibruk p.c.</i>	-0,111**	0,044	-2,54	0,019	-0,202	-0,020
<i>BNP p.c.</i>	0,045	0,072	0,63	0,536	-0,105	0,195
<i>N</i>	87					
<i>R²</i>	0,853					

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10, **p<0,05, ***p<0,01

Tabell 6.1 viser resultatene av en regresjon med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay heteroskedastisitets- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil. Vi kan forkaste nullhypotesen om at variabelen *SFIT* ikke har effekt på utbygd PV på 0,01 signifikansnivå. En økning på ett prosentpoeng, altså tallverdien 0,01, i *SFIT* forventes å øke den kumulative PV-kapasiteten med 1,87 % når alle andre variabler holdes konstante.

Kontrollvariablene *andel kjernekraft*, *andel gasskraft*, *andel petroleum* og *energibruk per capita* forventes i tillegg å påvirke den kumulative PV-kapasiteten.

Vi finner ingen signifikant virkning av de øvrige variablene.

6.2.2 Landbasert vindkraft

Tabell 6.2 - Regresjon for landbasert vindkraft med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil.

Variabel	Koeffisient	Drisc./Kraay std.feil	t	P> t	[95 % konfidensintervall]	
<i>SFIT</i>	1,458***	0,474	3,07	0,006	0,471	2,444
<i>Inkrementell andel</i>	-0,071	0,065	-1,10	0,284	-0,206	0,064
<i>Binær anbud</i>	3,848***	0,943	4,08	0,001	1,886	5,809
<i>Andel kjernekraft</i>	-0,287***	0,074	-3,88	0,001	-0,441	-0,133
<i>Andel kullkraft</i>	-0,249***	0,079	-3,15	0,005	-0,413	-0,085
<i>Andel gasskraft</i>	-0,175**	0,071	-2,47	0,022	-0,322	-0,028
<i>Andel petroleum</i>	-0,253**	0,110	-2,30	0,032	-0,481	-0,024
<i>Andel fornybar</i>	-0,155*	0,088	-1,76	0,094	-0,339	0,029
<i>Energibruk p.c.</i>	0,013	0,046	0,29	0,777	-0,083	0,109
<i>BNP p.c.</i>	-0,053	0,073	-0,73	0,472	-0,204	-0,098
<i>N</i>	87					
<i>R²</i>	0,640					

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10, **p<0,05, ***p<0,01

Tabell 6.2 viser resultatene av en regresjon med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay heteroskedastisits- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil. Vi kan forkaste nullhypotesen om at variabelen *SFIT* ikke har effekt på utbygd landbasert vindkraft på 0,01 signifikansnivå. En økning på ett prosentpoeng, altså tallverdien 0,01, i *SFIT* forventes å øke den kumulative kapasiteten av landbasert vindkraft med 1,46 % når alle andre variabler holdes konstante.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *binær anbud* ikke påvirker landbasert vindkraft på 0,01 signifikansnivå. En økning i verdien av *binær anbud* med 0,01 forventes å øke kumulativ installert kapasitet med 3,85 %, alle andre variabler holdt konstante. Siden *binær anbud* er en binær variabel kan den ikke anta andre verdier enn 0 og 1 for å representere henholdsvis fravær og tilstedeværelse av anbudsordning. Dette medfører at en innføring av anbudsordning forventes å øke den kumulative installerte kapasiteten med 385 % når alle andre variabler holdes konstante.

Kontrollvariablene *andel kjernekraft*, *andel kullkraft*, *andel gasskraft*, *andel petroleum* og *andel fornybar* forventes i tillegg å påvirke den kumulative kapasiteten.

Vi finner ingen signifikant virkning av de øvrige variablene.

6.2.3 Biomasse til elektrisitetsproduksjon

Tabell 6.3 - Regresjon for biomasse til elektrisitetsproduksjon med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil.

Variabel	Koeffisient	Drisc./Kraay std.feil	t	P> t	[95 % konfidensintervall]	
<i>SFIT</i>	0,507	0,348	1,46	0,159	-0,216	1,230
<i>Inkrementell andel</i>	0,223***	0,045	4,98	0,000	0,130	0,316
<i>Binær anbud</i>	0,026	0,115	0,23	0,823	-0,213	0,265
<i>Andel kjernekraft</i>	-0,290	0,181	-1,60	0,125	-0,666	0,087
<i>Andel kullkraft</i>	-0,379*	0,190	-1,99	0,060	-0,775	0,017
<i>Andel gasskraft</i>	-0,289	0,193	-1,50	0,148	-0,691	0,112
<i>Andel petroleum</i>	-0,172	0,203	-0,85	0,407	-0,593	0,250
<i>Andel fornybar</i>	-0,212	0,203	-1,05	0,308	-0,634	0,210
<i>Energibruk p.c</i>	0,000	0,036	0,01	0,996	-0,074	0,075
<i>BNP p.c</i>	0,099**	0,038	2,60	0,017	0,020	0,179
<i>N</i>	72					
<i>R²</i>	0,810					

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10, **p<0,05, ***p<0,01

Også for biomasse til elektrisitetsproduksjon er det foretatt en regresjon med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay heteroskedastisitet- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil.

Resultatene fremgår av *tabell 6.3*. Vi kan ikke forkaste hypotesene om at *SFIT* eller innført anbudsordning (*binær anbud*) ikke har effekt på utbygging av biomasse til elektrisitetsproduksjon når alle andre variabler holdes konstante.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *inkrementell andel* ikke påvirker biomasse på 0,01 signifikansnivå. En økning i variabelen på ett prosentpoeng forventes å gi 22,3 % økning i kumulativ installert biomassekapasitet til elektrisitetsproduksjon når alle andre variabler holdes konstante.

Kontrollvariablene *andel kullkraft* og *BNP per capita* forventes i tillegg å påvirke den kumulative kapasiteten.

Tabell 6.4 gir en oversikt over regresjonskoeffisientene for alle teknologier.

Tabell 6.4 - «Fixed-effects» regresjonsresultater for landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon.

Variabel	Landbasert vindkraft	PV	Biomasse
<i>SFIT</i>	1,458***	1,871***	0,507
<i>Inkrementell andel</i>	-0,071	0,038	0,223***
<i>Binær anbud</i>	3,848***	0,904	0,026
<i>Andel kjernekraft</i>	-0,287***	-0,387***	-0,290
<i>Andel kullkraft</i>	-0,249***	-0,183	-0,379*
<i>Andel gasskraft</i>	-0,175**	-0,244**	-0,289
<i>Andel petroleum</i>	-0,253**	-0,561***	-0,172
<i>Andel fornybar</i>	-0,155*	-0,004	-0,212
<i>Energibruk per capita</i>	0,013	-0,111**	0,000
<i>BNP per capita</i>	-0,053	0,045	0,099**
<i>N</i>	88	88	74

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10, **p<0,05 og ***p<0,01

7 Diskusjon

Resultatene fra analysen indikerer, i likhet med funnene i Groba et al. (2012) og Jenner (2012), en positiv og signifikant effekt av *SFIT* på utbyggingen av PV.

PV har hatt en bratt læringskurve og kostnadene har falt dramatisk de siste årene. Tross dette er PV fremdeles en relativt ung teknologi og kostnadsnivået er omkring dobbelt så høyt som for landbasert vindkraft og biomasse. Uten tilstedeværelse av FIT observerer vi negativ ROI for alle land og alle år. Med tanke på den lave lønnsomheten er det ikke veldig overraskende at FIT med tilhørende økning i avkastingen har drevet utbyggingen av PV.

Et mer overraskende funn er at vi kan forkaste hypotesen om at *SFIT* ikke har effekt på kumulativ installert kapasitet av landbasert vindkraft. Dette står i kontrast til funnene i Groba et al. (2012) og Jenner (2012) der det ikke kunne påvises at FIT har drevet utviklingen.

Hovedårsaken til dette er antakelig det høyere kostnadsnivået vi har lagt til grunn for produksjon av elektrisitet (jfr. kapittel 5.2.2). I Jenner (2012) bemerkes det at konkurransedyktighet i markedet uten FIT kan være årsaken til fraværende effekt av FIT på landbasert vindkraft. Ved økt kostnadsnivå reduseres denne konkurransedyktigheten og FIT får mer å si for lønnsomheten ved en investering i fornybar kapasitet.

En annen medvirkende faktor kan være at vi baserer vår analyse på de fem europeiske landene med størst elektrisitetsproduksjon. Groba et al. (2012) og Jenner (2012) analyserer alle EU-landene med unntak av Malta. Det er ikke utenkelig at dette kan være utslagsgivende for forskjellene i resultater.

Vi observerer at *SFIT* for landbasert vindkraft ligger mye høyere i noen land enn andre. Dette kan være en indikasjon på at støttenivået er høyere enn strengt tatt nødvendig, tatt i betraktning de store utbyggingene dette medfører. Voldsomme utbygginger kan føre til at utbetaling av tariffene blir økonomisk uhåndterlig for et land. Spania ble for eksempel nødt til å stoppe FIT til alle teknologier i 2012 på grunn av for høye kostnader. Slike tiltak kunne vært unngått ved en mer gjennomtenkt virkemiddelutforming.

Til forskjell fra Jenner (2012) kan vi ikke påstå at *SFIT* har påvirket utbyggingen av biomasse til elektrisitetsproduksjon. Dette kan komme av forhold som blant annet ulik kostnadstilnærming og forskjellig utvalg. Med unntak av Storbritannia er det i liten grad

bygget ut store biomassekapasiteter til elektrisitetsproduksjon i vårt begrensede utvalg. Det er ikke utenkelig at å inkludere de resterende EU-landene ville gitt andre resultater. Det er dessuten naturlig å anta at nye investeringer vil komme i de mest profitable teknologiene. Figur 1.2-1.6 viser en gjennomgående lavere *SFIT* for biomasse enn for PV og landbasert vindkraft for alle land.

For å undersøke hvordan endringer i FIT-størrelse og kontraktlengde påvirker kumulativ installert kapasitet av PV og landbasert vindkraft har vi foretatt en sensitivitetsanalyse for disse faktorene med utgangspunkt i 2012-data.

Vi har for hvert land holdt alle andre faktorer konstante og foretatt prosentvise endringer av FIT-størrelsen. Vi har deretter gjort det samme med kontraktlengden, men endret med hele år fremfor prosentvis økning. Teknologienes levetid har fungert som begrensning på antall år en kontrakt kan vare. Å øke kontraktlengden utover dette vil være meningsløst all den tid man ikke forventer produksjon utover en installasjons levetid.

Vi finner at vi ved å øke FIT-størrelsen for landbasert vindkraft i Tyskland med 1 % vil øke *SFIT* med 0,011. Av regresjonskoeffisienten til *SFIT* for landbasert vindkraft fremgår det at vi forventer 1,46 % økning i kumulativ installert kapasitet for hver 0,01 økning i *SFIT*. Dette innebærer at vi forventer en økning på 1,58 % i kumulativ kapasitet ved en FIT-økning på 1 % for landbasert vindkraft i Tyskland.

Med 31052 MW installert kapasitet per 2012 som utgangspunkt tilsvarer dette en økning på 489 MW. Korrigert for landsspesifikk brukstid (Boccard 2008; de Noord et al. 2004) estimerer vi en ny årlig produksjon på 750 GWh som følge av denne utbyggingen.

Tilsvarende forventer vi en økning i kapasitet på 823 MW og økt produksjon på 1262 GWh/år ved ett års økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft i Tyskland.

Resultatene av sensitivitetsanalysene for alle land og begge teknologier er vedlagt i kapittel 12.4. Tabell 12.4-12.8 viser resultatene for FIT-størrelse og tabell 12.9-12.13 for kontraktlengde.

Disse resultatene vil være av interesse for de organisatoriske myndighetene av flere grunner. Først og fremst gir de en indikasjon på hvilke endringer i kapasitet og produksjon de kan forvente ved en endring av FIT-designet. Kunnskap om slike forventede virkninger er høyst

relevant for å kunne finjustere FIT-design slik at for eksempel et mål om fornybarandel i elektrisitetsmiksen kan nås.

I tillegg gir resultatene myndighetene en indikasjon på hvor mye totalkostnaden vil være ved å øke en FIT med for eksempel 1 % eller en kontraktlengde med ett år.

Resultatene fra sensitivitetsanalysen viser også at det er store ulikheter i effekt av endringer i virkemiddeldesign mellom landene. Dette indikerer at det er viktig å ta både lands- og teknologispesifikke hensyn i virkemiddelutformingen. En økning av kontraktlengde for FIT til landbasert vindkraft på ett år vil for eksempel ikke ha samme effekt i Tyskland og Italia.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *inkrementell andel* ikke har effekt på utbyggingen av biomasse til elektrisitetsproduksjon. Dette kan vi ikke gjøre for PV eller landbasert vindkraft.

Ved å innføre en pålagt fornybarandel i elektrisitetsforsyningen vil man tvinge elektrisitetsleverandører til å investere i fornybar produksjonskapasitet. En profittmaksimerende investor vil i prinsippet velge den teknologien med høyest forventet ROI for produksjon av elektrisitet. Det kan likevel tenkes at en pålagt fornybarandel kan endre denne tilpasningen.

Så lenge andelen fornybar energi i elektrisitetsforsyningen er lovpålagt er en leverandør av elektrisitet avhengig av forutsigbar produksjon for å etterkomme kravet. Dersom leverandøren hovedsakelig baserer seg på uregulerbar produksjonskapasitet som vindkraft og PV kan mange dager uten tilstrekkelig solinnstråling eller vind føre til at den pålagte fornybarandelen ikke innfris. Biomasse er en moden teknologi med stabile kostnader og forutsigbar, regulerbar produksjon. Det er mulig den derfor foretrekkes fremfor andre teknologier for å sikre oppfyllelse av andelskravet. Til tross for noe høyere kostnadsnivå enn for eksempel landbasert vindkraft vil elektrisitetsproduksjon fra biomasse skape forutsigbarhet for leverandøren.

Vi kan forkaste hypotesen om at en innført anbudsordning ikke har effekt på landbasert vindkraft. Dette kan ikke gjøres for PV eller biomasse. Vi observerer en stor koeffisient på 3,85 for vindkraft, altså en forventet økning i kumulativ kapasitet på 385 % ved innført anbudsordning. Dette kan virke voldsomt, men det er viktig å legge merke til at innføring av anbudsordning er en engangshendelse. Landene som har anbudsordning innførte dessuten dette på et tidlig tidspunkt da kumulativ utbygd kapasitet var relativt lav i forhold til i dag. Koeffisienten for vindkraft kan derfor være overestimert som følge av en voldsom prosentvis

økning i utbygd kumulativ kapasitet de tidligere årene. En endring fra 30 MW til 300 MW er ingen stor absolutt verdi, men tilsvarer en økning på 1000 prosent.

En mulig grunn til fravær av effekt på PV kan være at PV i Europa ikke er et utbredt anbudsobjekt. I Tyskland er for eksempel den største andelen av PV-installasjonene lokale såkalte «rooftop»-installasjoner (Knaack 2011), noe som ikke er naturlig å legge ut i anbudskonkurranser på grunn av små installasjoner og privat initiativ. «Rooftop»-installasjoner er populære i mange land.

Anbudsordninger er mest egnet for store utbygginger, som for eksempel store sol- eller vindkraftverk. Disse installasjonene båndlegger store arealer som er verdifulle å sikre seg for god produksjon. Et aktuelt utbyggingsområde må oppfylle en rekke kriterier. De skal ha gode vind- eller solforhold, være slik plassert at de er til minst mulig sjenanse for natur og mennesker og samtidig være tilgjengelige. Tilgangen på slike områder er en begrensende faktor og en anbudskonkurranse for bruksrettigheter der laveste bud vinner sikrer kostnadsminimering og dermed effektiv ressursutnyttelse.

Biomasse er i likhet med PV ikke et vanlig anbudsobjekt. En grunn til dette kan være at biomasse er en moden teknologi og at det derfor ikke vil være store gevinster ved å legge installasjoner ut på anbud fra statlig hold. Anleggene båndlegger i liten grad arealer med spesielle egenskaper slik som vindkraftverk eller større solkraftverk. Å sikre seg områder med særlige naturgitte forhold vil derfor være langt mindre aktuelt ved en investering i biomassekapasitet og grunnlaget for anbudsutsettelse faller i det store og hele bort.

Vi finner i tillegg effekt av flere kontrollvariabler.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *andel kjernekraft* ikke har effekt på installert kapasitet av PV og landbasert vindkraft. Det samme gjelder for variabelen *andel kullkraft* på landbasert vindkraft og biomasse. Vi forventer negativ effekt av begge variabler. En grunn til dette kan være at kjerne- og kullkraftverk har liten reguleringsevne fordi start og stopp er svært tidkrevende. Et land med stor andel kjerne- eller kullkraft kan derfor være dårligere rustet til å håndtere de store svingningene i kraftproduksjonen som følger av høy andel uregulerbar PV og vindkraft i energisystemet.

I tillegg er det, på grunn av den lave reguleringsevnen, ofte mest kostnadseffektivt for produsentene å produsere uansett etterspørsel, noe som medfører overproduksjon. Dette, i kombinasjon med at kjerne- og kullkraft er rimelige produksjonsteknologier, kan drive

elektrisitetsprisen i markedet ned slik at lønnsomheten ved investeringer i fornybare teknologier reduseres.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *andel fornybar* ikke har effekt på utbyggingen av landbasert vindkraft. Vi forventer negativ effekt på utbyggingen av landbasert vindkraft i et land med høy andel fornybar energi i elektrisitetsproduksjon.

Resultatet virker umiddelbart kontraintuitivt, men det kan ha sin forklaring i at land med høy fornybarandel i elektrisitetsmiksen har mindre insentiv til å bygge ut mer fornybar energi. EU har gjennom «20-20-20»-målene satt krav til reduksjon i klimagassutslipp, andel fornybar energi og økning i energieffektivitet. I land som allerede har høy fornybarandel kan det være vanskelig å øke denne ytterligere.

Andre faktorer kan være økende ujevnhet i produksjonen som følge av mye uregulerbar kraft og avtakende tilgang til egnede utbyggingsarealer.

Vi kan forkaste hypotesen om at variabelen *energibruk per capita* ikke har effekt på den kumulative PV-kapasiteten og forventer at økt energibruk har negativ effekt på utbyggingen av PV. En mulig grunn til dette kan være at produsentene ved økt etterspørsel er avhengige av regulerbar og forutsigbar produksjonskapasitet for å opprettholde forsyningssikkerheten. Valget kan dermed falle på konvensjonelle, regulerbare og mer velprøvde teknologier enn PV for å opprettholde forutsigbarhet i kraftproduksjonen.

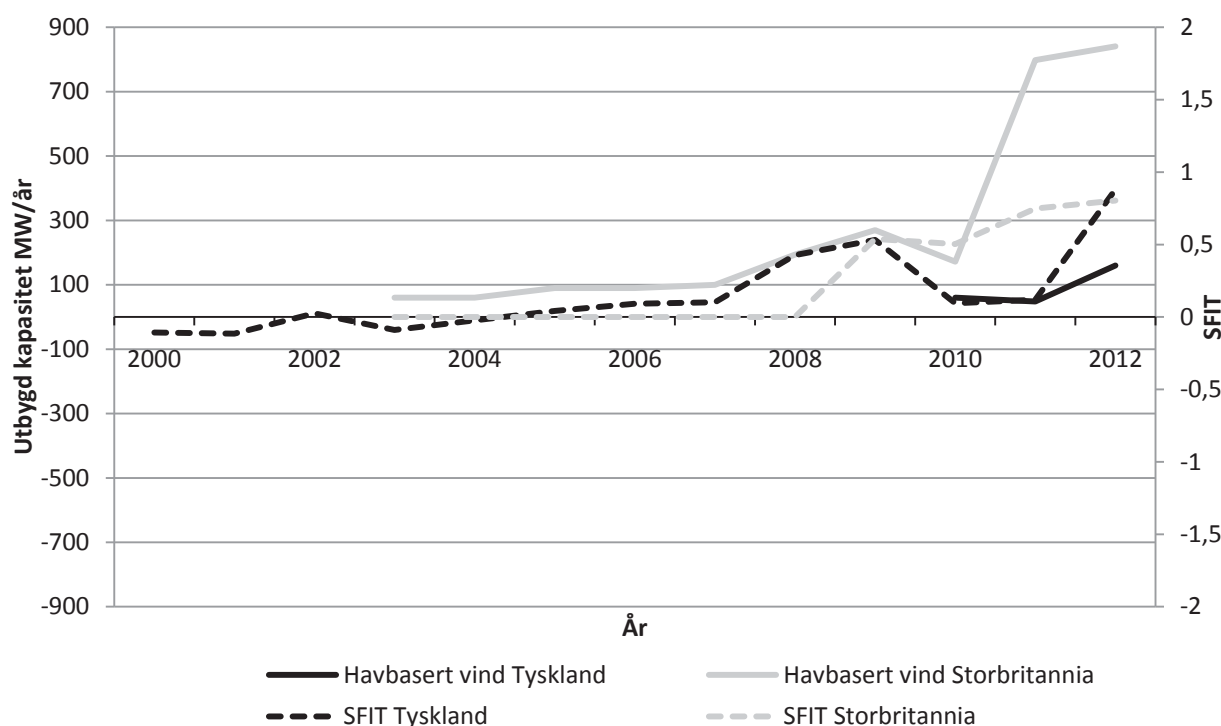
Vi kan forkaste hypotesen om at vekst i *BNP per capita* ikke har effekt på utbyggingen av biomasse til elektrisitetsproduksjon. Hovedtyngden av biomassekapasiteten i utvalget er lokalisert i Storbritannia. Det er derfor ikke utenkelig at denne sammenhengen kommer av Storbritannias komparativt stabilt høye økonomiske vekst frem til 2008.

På grunn av et forholdsvis lite utvalg land kan vi imidlertid ikke utelukke at deler av kontrollvariablenes påvirkning kan skyldes spuriøse sammenhenger. Dette kan for eksempel skyldes at landene jevnt over har redusert andelen av fossile kilder i elektrisitetsmiksen og samtidig faset inn mye fornybar kapasitet uten at dette nødvendigvis har noen direkte sammenheng.

7.1 Havbasert vindkraft

I tillegg til landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon har vi beregnet *SFIT* for havbasert vindkraft. De siste årene har det blitt bygget ut stor kapasitet i Storbritannia og noe mindre i Tyskland. Vi har ikke kunnet analysere utviklingen statistisk som følge av få observasjoner, men gjør oss likevel noen betraktninger om emnet.

Produksjonskostnadene for elektrisitet fra havbaserte vindkraftverk ligger høyere enn kostnadene for landbaserte anlegg, noe som hovedsakelig følger av utfordringer knyttet til store overføringsavstander samt konstruksjon og drift i et marint miljø. De siste års utvikling i utbygd- og planlagt kapasitet indikerer likevel at investorer forventer positiv ROI for havbaserte vindkraftverk. Vi observerer negativ ROI uten tilstedeværelse av FIT for alle år, men positiv ROI (og positiv *SFIT*) i de siste årene FIT har vært til stede. At ROI blir positiv ved tilstedeværelse av en FIT er en indikasjon på denne har bidratt til og stadig bidrar til utbygging av havbasert vindkraft. Utviklingen i *SFIT* og nye installerte kapasiteter er fremstilt grafisk i figur 7.1.



Figur 7.1 - Ny installert havbasert vindkraftkapasitet (MW/år) og *SFIT* i Tyskland og Storbritannia (2000-2012)

Frankrike har foretatt to anbudsrunder for til sammen 3000 MW havbasert vindkraft og har annonsert at de vil iverksette en tredje anbudsrunde (Thomson Reuters 2013), men foreløpig er ingen vindkraftverk ferdigstilt til havs.

I Storbritannia har mye havbasert kapasitet vært lagt ut på anbud: 7,2 GW i 2003, nærmere 5 GW i 2009 i skotske farvann og om lag 31 GW i 2010 (Barclay 2012; Renewable UK 2012). Deler av dette er ferdigstilt, men mesteparten er kun planlagt. Blant annet planlegges det som kan bli verdens største havbaserte vindkraftverk «Dogger Bank» utenfor østkysten av Yorkshire. Installert kapasitet vil ligge på omlag 9000 MW, men teoretisk potensiale er rundt 13000 MW (Statkraft 2010). Dette tatt i betraktning er det ikke utenkelig at anbudsordninger kan være en utløsende faktor for havbasert vindkraft i de land som har implementert en slik ordning.

Italia, Spania og Tyskland har ikke per dags dato iverksatt anbudsordninger.

På grunn av manglende statistisk analyse kan vi ikke vite om disse antydende effektene er reelle. Det er likevel interessant å se indier på at FIT og anbud har påvirket også havbasert vindkraft.

7.2 Styrker og svakheter i analysen

Avslutningsvis ønsker vi å påpeke styrker og svakheter i denne studien.

Vi har i arbeidet med denne oppgaven begrenset oss til fem land og tre teknologier (fire om havbasert vindkraft medregnes). Dette er en avgrensning vi har gjort som en avveining mellom et mest mulig representativt teknologi- og landsutvalg og høyest mulig datakvalitet. Et større antall land eller teknologier kunne, underlagt de rammer vi har hatt for oppgaven, medført lavere oppløste data og/eller data av mer tvilsom opprinnelse.

Kostnader for elektrisitetsproduksjon er i liten grad tilgjengelig på landsspesifikt nivå. Ved å inflatere amerikanske læringskurver har vi tilnærmet oss et gjennomsnitt for europeiske forhold, men med unntak av Storbritannia benytter vi samme kostnad for alle land. Det samme er tilfelle for biomasse der vi har benyttet pelletspris for i best mulig grad å tilnærme oss den sanne kostnaden (jfr. kapittel 5.2.2). På grunn av datatilgang har det imidlertid vært umulig å skille ut landsspesifikke kostnader.

Likevel er det grunn til å anta at kostnadsnivået i denne analysen er riktigere enn i tilsvarende tidligere studier. Vi har gjennom Sebastian Busch ved Universitetet i Wien fått tilgang til «toolbox Green-X» benyttet i Groba et al. (2012) og Jenner (2012) som hoveddatabase for kostnader og FIT-størrelser. Vi har funnet dette lite egnet da det først og fremst er et modelleringsverktøy og i liten grad inneholder informasjon om reelle kostnader og FIT-størrelser.

Vi har dessuten lagt merke til at det amerikanske kostnadsgrunnlaget for PV og landbasert vindkraft hentet fra Schilling & Esmundo (2009) underestimerer produksjonskostnader under europeiske forhold (jfr. kapittel 5.2.2). Øvrige datapunkter er i stor grad innhentet fra samme pålitelige kilder.

Det er derfor grunn til å tro at vårt datagrunnlag er bedre enn Groba et al. (2012) og Jenner (2012) på flere områder, men ikke dårligere på noen. I kombinasjon med oppdaterte tall til og med 2012 vil analysen være beslutningsrelevant for dagens forhold.

Selv om vårt utvalg av variabler og kontrollvariabler ikke står tilbake for tidligere litteratur må vi ta høyde for at vi kan ha utelatt én eller flere faktorer som potensielt kunne påvirket resultatene i analysen. En regresjonsmodell er en kraftig forenkling av virkeligheten og det er således umulig å fange opp alle kildene til variasjon.

7.3 Videre studier

Problemstillingen vi har tatt for oss er allerede diskutert i flere studier. Vi føler likevel vi har tilført noe nytt ved å gjennomføre analysen med riktigere data for europeiske forhold. I tillegg har det skjedd store utbygninger de siste årene som ikke tidligere er fanget opp.

I en fremtidig studie kan det være interessant å forsøke en mer differensiert tilnærming ved undersøkelse av FITs virkninger. Dette kan for eksempel innebære å dele landene inn i geografiske soner eller å skille store kommersielle PV-anlegg fra mindre anlegg til husholdning eller annen privat bruk. Det vil være interessant og dessuten beslutningsrelevant å vite hvilke installasjoner og hvilke plasseringer som i størst grad påvirkes av FIT.

Verken denne eller tidligere studier har hatt mulighet til å inkludere havbasert vindkraft i analysen på grunn av få år med observasjoner. I fremtiden kan det derfor være interessant å foreta en tilsvarende undersøkelse for vindkraft til havs.

For fremtiden kan det dessuten være interessant å undersøke hvordan forsyningssikkerheten påvirkes og best kan opprettholdes ved økt fornybarandel i elektrisitetsmiksen. Fornybare kilder som PV og vindkraft har ustabile, lite forutsigbare og ikke-regulerbare produksjonsmønstre som følge av værforhold. Dersom et lands energisystem i stor grad baseres på slike kilder vil forsyningssituasjonen periodevis kunne bli svært anstrengt dersom det ikke er tilstrekkelig reservekapasitet som kan fases inn på kort varsel dersom det er overskyet eller ikke blåser.

Videre vil det være interessant å undersøke hvordan en overgang fra RPS eller FIT til mer markedsbaserte mekanismer kan løses. Støtteordninger og andre insentivordninger for fornybar energi må betraktes som midlertidige løsninger for å gjøre fornybar produksjon konkurransedyktig inntil kostnadsnivået er lavt nok til reell konkurransedyktighet i markedet oppnås.

8 Konklusjon

Formålet med oppgaven har vært å undersøke i hvilken grad FIT, RPS og anbudsordninger har påvirket utviklingen i utbygd kumulativ kapasitet av landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon i Frankrike, Italia, Spania, Storbritannia og Tyskland.

Vi har funnet en positiv sammenheng mellom FIT og utbyggingen av PV og landbasert vindkraft. Vi har ikke funnet effekt av FIT på kumulativ biomassekapasitet.

Videre har vi funnet at pålagt fornybarandel i elektrisitetsmiksen har drevet utbyggingen av biomasse, men ikke landbasert vindkraft eller PV.

Vi har funnet at tilstedeværelse av anbudsordninger har drevet utbyggingen av landbasert vindkraft. Vi finner ingen slik effekt på utbyggingen av PV eller biomasse.

En sensitivitetsanalyse for FIT-størrelsens og kontraktslengdens effekt på *SFIT* og dermed kumulativ kapasitet viser viktigheten av å ta både lands- og teknologispesifikke hensyn ved design av virkemidler.

9 Referanser

- Audigane, N., Martin, B., Ferreira, J. M., Gyurik, Á., Jean-Marc, J., Mangel, A.-C., Martin, M., Masdemont, P. R., Mörner, H., Paniz, A., et al. (2012). European Pellet Report. 159 s.
- Baltagi, B. H. & Li, Q. (1990). A lagrange multiplier test for the error components model with incomplete panels. *Econometric Reviews*, 9 (1): 103-107.
- Barclay, C. (2012). Wind Farm consents - offshore. House of Commons: Science and Environment Section.
- Baum, C. F. (2001). Residual diagnostics for cross-section time series regression models. *The Stata Journal*, 1 (1): 101-104.
- Bhamre, P. (2011). *A fundamental shift in Germany's market drivers?* Tilgjengelig fra: http://www.pv-tech.org/guest_blog/2012_a_fundamental_shift_in_germanys_market_drivers (lest 24.04.).
- Boccard, N. (2008). Capacity Factor of Wind Power - Realized Values vs. Estimates.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2012). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.
- Commission of the European Communities. (2008). Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. 29 s.
- de Noord, M., Beurskens, L. W. M. & de Vries, H. J. (2004). Potentials and costs for renewable electricity generation. 105 s.
- del Río González, P. (2008). Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, 36 (8): 2917-2929.
- del Río, P. & Gual, M. A. (2007). An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy*, 35 (2): 994-1012.
- Department of Energy and Climate Change. (2011). Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. 315 s.
- Department of Energy and Climate Change. (2012). UK Renewable Energy Roadmap Update 2012.
- Department of Energy and Climate Change. (2013). *Quarterly energy prices - March 2013*: Department of Energy and Climate Change,. 88 s.
- Driscoll, J. C. & Kraay, A. C. (1997). Consistent Covariance Matrix Estimation With Spatially-Dependent Panel Data. *The Review of Economics and Statistics*, 80 (4): 549-560.
- Eikeland, P. O. (2009, 25.11). *Rammebetingelser for vindkraft – Norge sammenlignet med andre europeiske land*. Presentasjon for Statoil, s. 14: FNI - Fridtjof Nansen Institutt.
- EREC. (2009). Renewable energy policy review - France: European Renewable Energy Council.
- European Central Bank. (1998). *Determination of the euro conversion rates*. Tilgjengelig fra: http://www.ecb.int/press/pr/date/1998/html/pr981231_2.en.html (lest 10.02.).
- European Central Bank. (2013). *Statistics*. Tilgjengelig fra: <http://www.ecb.int/stats/html/index.en.html> (lest 24.04.).
- European Commission. (2012). *Energy - Country factsheet*.
- European Renewable Energy Council. (2009). Italy, United Kingdom. *Renewable energy policy review*.
- European Wind Energy Association. (2012a). The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics.
- European Wind Energy Association. (2012b). Wind in power - 2012 European statistics. 14 s.
- European Wind Energy Association. (2013). The European offshore wind industry key 2012 trends and statistics.
- Feed-In Tariffs Ltd. (2013). *Tariffs payable per kWh of electricity produced*. Tilgjengelig fra: <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels/> (lest 24.04.).
- Fulton, M. & Mellquist, N. (2011). The German feed-in tariff for PV: Deutsche Bank Group. 33 s.
- German energy agency. (2012). Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG. 88 s.
- Gipe, P. (2012). *Italy Abandons RPS - Adopts System of Feed-in Tariffs*. Tilgjengelig fra: <http://www.wind-works.org>

/cms/index.php?id=199&tx_ttnews[tt_news]=2071&cHash=e89c4c7348b9f9e2040552448af1839f (lest 24.04.).

- Greene, W. H. (2012). *Econometric Analysis*. 7 utg.: Prentice Hall. 1188 s.
- Griffith, D. A. (2009). Spatial Autocorrelation: University of Texas at Dallas, Richardson.
- Gujarati, D. P., Dawn. (2010). *Essentials of econometrics*. 4. utg.: McGraw-Hill Education. 554 s.
- Hearps, P. M., Dylan. (2011). Renewable Energy Technology Cost Review. I: Mike Sandiford, M. D., Roger (red.). University of Melbourne: Melbourne Energy Institute.
- Heptonstall, P., Gross, R., Greenacre, P. & Cockerill, T. (2012). The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future. *Energy Policy*, 41 (0): 815-821.
- Hoechle, D. (2007). Robust standard errors for panel regressions with cross-sectional dependence. *The Stata Journal*, 7 (3): 281-312.
- IEA. (2007). Electricity information. *Electricity information*.
- IEA. (2011). Energy prices & taxes, 4th quarter 2011.
- IEA. (2012a). Electricity information. *Electricity information*.
- IEA. (2012b). Energy prices & taxes, 4th quarter 2012.
- IEA. (2013a). *Country statistics*. Tilgjengelig fra:
<http://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=DE> (lest 23.04.).
- IEA. (2013b). *Nuclear Share of Electricity Generation in 2011* Tilgjengelig fra:
<http://www.iaea.org/pris/WorldStatistics/NuclearShareofElectricityGeneration.aspx> (lest 23.04.).
- IHS Emerging Energy Research. (2011). Europe Solar PV Markets and Strategies: 2011-2025.
- International Renewable Energy Agency. (2012). Power sector. *Renewable energy technologies: Cost analysis series*, 1.
- Jackman, S. (2007). *Testing Linear Restrictions on Parameters via F -tests*, Department of Political Science, Stanford University.
- Jacobs, D. (2009). *Best practice examples - quota obligations and tender schemes*: Freie Universität Berlin - Forschungsstelle für Umweltpolitik/Organization for Security and Co-operation in Europe (OSCE).
- Jager, D., Klessmann, C., Stricker, E., Winkel, T., De Visser, E., Koper, M., Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Busch, S., et al. (2011). Financing Renewable Energy in the European Energy Market.
- Jenner, S. (2012). Did Feed-in Tariffs work? An Econometric Assessment. University of Tübingen: Faculty of Economics and Social Sciences. 23 s.
- Knaack, J. (2011, 10. oktober 2011). *Photovoltaics - Market and Policy Development in Germany*, Abu Dhabi.
- Lang, D. M. M. P. D. U. (2012). *German Feed-in Tariffs 2012*. Tilgjengelig fra:
http://www.germanenergyblog.de/?page_id=8617 (lest 24.04.).
- Larsen, O. I. (2005). Diskonteringsrente for samfunnsøkonomiske kalkyler. Regjeringen.no: Møreforskning Molde & Høgskolen i Molde.
- Lauber, V. & Mez, L. (2004). Three decades of renewable electricity policies in Germany. *Energy & Environment* 15 (4): 599-623.
- Meyer, N. (2006, 3 september). *Wind policies in Denmark, Sweden and Spain*. Cardiff Conference.
- Ministere de l'ecologie et developpement durable. (2006). *Obligation d'achat des énergies renouvelables*. Tilgjengelig fra:
<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l,12195.html> (lest 24.04.).
- Ministère du Développement durable. (2013). *Tarifs en vigueur pour les installations dont la demande complète de raccordement a été envoyée*. Tilgjengelig fra:
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Tableau_tarifs-1.pdf (lest 24.04.).
- Morthorst, P.-E. A., Simon. (2009). The Economics of Wind Energy. I: Krohn, S. (red.). *A report by the European Wind Energy Association*.
- Mott MacDonald. (2010). UK Electricity Generation Costs Update: Department of Energy and Climate Change. 117 s.

- Norges Bank. (2013). *Valutakurser*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/> (lest 12.02.).
- OECD, IEA & NEA. (1992). Projected costs of generating electricity - update 1992. *Projected costs of generating electricity*.
- OECD, IEA & NEA. (1998). Projected costs of generating electricity - update 1998. *Projected costs of generating electricity*.
- OECD, IEA & NEA. (2005). Projected costs of generating electricity - update 2005. *Projected costs of generating electricity*.
- OECD, IEA & NEA. (2010). Projected costs of generating electricity - 2010 edition. *Projected costs of generating electricity*.
- Office of Gas and Electricity Markets. (2012). *The renewable obligation buy-out price and mutualisation ceiling 2012-2013*.
- Poputoaia, D. & Fripp, M. (2008). European experience with tradable green certificates and feed-in tariffs for renewable electricity support: Environmental Change Institute, University of Oxford.
- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Haas, R., Huber, C., Coenraads, R., Voogt, M., Reece, G., Morthorts, P. E., et al. (2007). Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Karlsruhe: OPTRES. 246 s.
- Ragwitz, M., Held, A., Pfluger, B., Merkel, E. & Klein, A. (2010). Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation: Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU).
- Ragwitz, M., Rathmann, M., Winkel, T., Steinhilber, S., Resch, G., Panzer, C., Busch, S. & Konstantinaviciute, I. (2011). Renewable Energy Policy Country Profiles.
- REN21. (2012). Renewables 2012 - Global Status Report. 172 s.
- REN21. (2013). *Renewables Interactive Map*: Renewable energy policy network for the 21st century. Tilgjengelig fra: <http://map.ren21.net/> (lest 23.04.).
- Renewable UK. (2012). *Offshore Wind Energy - Development Rounds*. Tilgjengelig fra: <http://www.renewableuk.com/en/renewable-energy/wind-energy/offshore-wind/development-rounds.cfm> (lest 01.05.).
- RES-legal. (2013). *Electricity - Feed-in tariff*: RES-legal. Tilgjengelig fra: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/> (lest 24.04.).
- Schilling, M. A. & Esmundo, M. (2009). Technology S-curves in renewable energy alternatives: Analysis and implications for industry and government. *Energy Policy*, 37 (5): 1767-1781.
- Scowcroft, J. N., Susanne. (2011). Biomass 2020: Opportunities, Challenges and Solutions. 72 s.
- Secretary of State for Energy and Climate Change. (2012). Feed-in Tariff (FIT): Annual Report 2011-12. 49 s.
- Shrimali, G. & Kniefel, J. (2011). Are government policies effective in promoting deployment of renewable electricity resources? *Energy Policy*, 39 (9): 4726-4741.
- Statkraft. (2010). *Awarded wind contract for Dogger Bank*. Tilgjengelig fra: <http://www.statkraft.com/presscentre/press-releases/2010/awarded-wind-contract-for-dogger-bank.aspx> (lest 01.05.).
- The World Bank. (2013a). *Countries and Economies* Tilgjengelig fra: <http://data.worldbank.org/country> (lest 24.04.).
- The World Bank. (2013b). *Data - Indicators*. Tilgjengelig fra: <http://databank.worldbank.org/data/home.aspx> (lest 23.04.).
- Thomson Reuters. (2013). *France mulls third offshore wind power tender*. Tilgjengelig fra: <http://uk.reuters.com/article/2013/01/21/france-wind-power-idUKL6N0AQDCQ20130121> (lest 01.05.).
- Torres-Reyna, O. (2009). *Panel Data Analysis - Fixed & Random Effects*, Princeton University.
- Trømborg, E. (2013). *Pelletsprisutvikling*. UMB - INA.

- Union of the Electric Industry. (2012). Powering Investments: Challenges for the liberalised electricity sector.
- Wooldridge, J. (2012). *Introductory econometrics - A modern approach*. 5th utg. International edition: South-Western, Cengage learning. 878 s.
- Wooldridge, J. M. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*: The MIT Press. 282-283 s.
- World Nuclear Association. (2013). *Nuclear Power in Germany*. Tilgjengelig fra: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Germany/#.UXU1ILXXanE> (lest 22.04.).
- Wüstenhagen, R. & Bilharz, M. (2006). Green energy market development in Germany: Effective public policy and emerging customer demand. *Energy Policy*, 34 (13): 1681-1696.

10 Figuroversikt

Figur 1.1 - Gigawatt kumulativ installert kapasitet landbasert vindkraft, PV (1990-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1990-2010) i EU-27.	1
Figur 1.2 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1991-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1991-2010) i MW/år og <i>SFIT</i> (1991-2012) i Tyskland.....	5
Figur 1.3 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og <i>SFIT</i> (2005-2012) i Italia.....	5
Figur 1.4 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og <i>SFIT</i> (1995-2012) i Spania.	6
Figur 1.5 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og <i>SFIT</i> (1995-2012) i Frankrike.....	6
Figur 1.6 - Ny installert landbasert vindkraft, PV (1995-2012) og biomasse til elektrisitetsproduksjon (1995-2010) i MW/år og <i>SFIT</i> (1995-2012) i Storbritannia.	7
Figur 5.1 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for landbasert vindkraft i utvalgte land 1991-2012.....	29
Figur 5.2 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for PV i utvalgte land 1991-2012	29
Figur 5.3 - Utvikling i FIT-størrelse i 2005 eurocent/kWh for biomasse til elektrisitetsproduksjon i utvalgte land 1991-2012	30
Figur 5.4 - Kostnadsutvikling 2005 eurocent/kWh landbasert vindkraft og PV i USA (1990-2005) og Europa 1990-2012	31
Figur 5.5 - Kostnadsutvikling i 2005 eurocent/kWh for landbasert vindkraft og PV i Fastlandseuropa og Storbritannia (2009-2012)	31
Figur 5.6 - Kostnadsutvikling i 2005 eurocent/kWh for biomasse til elektrisitetsproduksjon i Fastlandseuropa og Storbritannia 1990-2012.....	32
Figur 7.1 - Ny installert havbasert vindkraftkapasitet (MW/år) og <i>SFIT</i> i Tyskland og Storbritannia (2000-2012)	46
Figur 12.1 - Utvikling i elpris for hvert land i årene FIT har vært implementert	68
Figur 12.2 - Utvikling i gjennomsnittlig bankinnskuddsrente for hvert land i årene FIT har vært implementert	69
Figur 12.3 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for PV i årene FIT har vært implementert	70
Figur 12.4 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for landbasert vindkraft i årene FIT har vært implementert	71
Figur 12.5 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for biomasse til elektrisitetsproduksjon i årene FIT har vært implementert	72

11 Tabelloversikt

Tabell 5.1 - Kilder til FIT-størrelser og kontraktlengder i de ulike landene	27
Tabell 5.2 - Oversikt over kontrollvariabler, benevnelse for kontrollvariabler og kilder for kontrollvariabler.	33
Tabell 6.1 - Regresjon for PV med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil.....	36
Tabell 6.2 - Regresjon for landbasert vindkraft med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil. ..	37
Tabell 6.3 - Regresjon for biomasse til elektrisitetsproduksjon med «fixed-effects» og Driscoll-Kraay standardfeil.	38
Tabell 6.4 - «Fixed-effects» regresjonsresultater for landbasert vindkraft, PV og biomasse til elektrisitetsproduksjon.....	39
Tabell 12.1 - Deskriptiv statistikk	59
Tabell 12.2 - Korrelasjonsmatrise.....	60
Tabell 12.3 - Teknologispesifikke p-verdier for tester for modellspesifikasjon og brudd på modellforutsetninger.	61
Tabell 12.4 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Tyskland.....	61
Tabell 12.5 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Italia.	62
Tabell 12.6 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Spania.	63
Tabell 12.7 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Frankrike.....	64
Tabell 12.8 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Storbritannia.....	65
Tabell 12.9 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Tyskland.....	66
Tabell 12.10 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Italia.	66
Tabell 12.11 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Spania.	67
Tabell 12.12 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Frankrike.....	67
Tabell 12.13 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Storbritannia.	67

12 Appendiks

12.1 Deskriptiv statistikk

Tabell 12.1 - Deskriptiv statistikk

<i>Variabel</i>	<i>Ant. obs.</i>	<i>Gj.snitt</i>	<i>Std. Avvik</i>	<i>Min.</i>	<i>Maks.</i>
Kumulativ kapasitet landbasert vind	88	6068	8097	6	31052
Kumulativ kapasitet havbasert vind	22	99	376	0	2679
Kumulativ kapasitet PV	88	1930	5260	0	32389
Kapasitet til elproduksjon biomasse	74	472	650	0	3400
SFIT vind	88	0,266	0,572	-1,136	2,208
SFIT havbasert vind	21	0,131	0,431	-0,806	0,880
SFIT PV	88	0,245	0,593	-1,883	1,279
SFIT biomasse	88	-0,053	0,429	-1,808	0,917
Inkrementell andel	88	1,515	3,296	0,000	15,800
Binær anbud	88	0,432	0,498	0,000	1,000
Andel kjernekraft	88	32,200	23,500	0,000	78,400
Andel kullkraft	88	30,200	18,100	3,300	64,900
Andel gasskraft	88	19,600	16,500	1,400	56,800
Andel petroleum	88	4,000	3,800	0,700	15,500
Andel fornybar	88	12,700	8,000	2,100	33,200
Energibruk per capita	87	-0,500	2,900	-9,000	6,000
BNP per capita	87	1,100	2,300	-6,100	4,300

12.2 Korrelasjonsmatrise

Tabell 12.2 - Korrelasjonsmatrise

Variabel	SFIT vind	SFIT PV	SFIT biomasse	Inkrem. andel	Anbud	Kjernekraft %	Kullkraft %	Gasskraft %	Petroleum %	Fornybar %	Energibruk p.c.	GDP p.c.
<i>SFIT vind</i>	1											
<i>SFIT PV</i>	0,635	1										
<i>SFIT biomasse</i>	0,5515	0,6544	1									
<i>Inkrem. andel</i>	0,5722	0,2058	0,1189	1								
<i>Anbudsordning</i>	-0,0506	0,0664	0,0609	0,2264	1							
<i>Kjernekraft %</i>	-0,2835	0,0095	-0,0783	-0,4016	0,4844	1						
<i>Kullkraft %</i>	-0,266	-0,4589	-0,2943	-0,0761	-0,289	-0,4938	1					
<i>Gasskraft %</i>	0,5362	0,2825	0,3062	0,6463	-0,02	-0,7091	-0,1182	1				
<i>Petroleum %</i>	0,1584	0,1098	-0,0339	-0,0385	-0,4002	-0,4457	-0,0664	0,2909	1			
<i>Fornybar %</i>	0,2228	0,3604	0,2519	0,0005	-0,5086	-0,1251	-0,5143	0,1314	0,4165	1		
<i>Energibruk p.c.</i>	-0,2298	-0,1171	-0,134	-0,3095	-0,0531	0,1664	0,1297	-0,3368	0,1769	-0,1217	1	
<i>GDP p.c.</i>	-0,3273	-0,261	-0,2135	-0,3423	0,0886	0,156	0,1695	-0,228	-0,0075	-0,3112	0,5106	1

12.3 Testresultater

Tabell 12.3 - Teknologispesifikke p-verdier for tester for modellspesifikasjon og brudd på modellforutsetninger.

Test	Teknologispesifikk p-verdi		
	<i>PV</i>	<i>Landbasert vindkraft</i>	<i>Biomasse</i>
Wald for heteroskedastisitet	0,000	0,000	0,000
Wooldridge for autokorrelasjon	0,003	0,000	0,001
Wald for «fixed-effects»	0,000	0,000	0,000
Breusch-Pagan for «random-effects»	1,000	1,000	1,000
Durbin-Wu-Hausman for «fixed-» vs. «random-effects»	0,093	0,000	0,003

12.4 Sensitivitetsanalyse

12.4.1 Sensitivitetsanalyse for endring av FIT-størrelse

Tabell 12.4 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Tyskland.

Landbasert vindkraft					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,075	0,011	1,575 %	489	750
5 %	0,375	0,053	7,873 %	2445	3748
10 %	0,750	0,107	15,745 %	4889	7495
15 %	1,125	0,160	23,618 %	7334	11243
20 %	1,500	0,214	31,490 %	9778	14990
50 %	3,750	0,534	78,725 %	24446	37475
100 %	7,500	1,068	157,451 %	48892	74951
PV					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,218	0,009	1,684 %	545	526
5 %	1,090	0,045	8,382 %	2715	2616
10 %	2,180	0,090	16,763 %	5429	5232
15 %	3,270	0,135	25,163 %	8150	7853
20 %	4,360	0,179	33,545 %	10865	10469
50 %	10,900	0,448	83,853 %	27159	26170
100 %	21,800	0,896	167,705 %	54318	52341

Tabell 12.5 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Italia.

Landbasert vindkraft					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,236	0,028	4,127 %	336	562
5 %	1,180	0,140	20,633 %	1680	2811
10 %	2,360	0,280	41,264 %	3361	5623
15 %	3,540	0,420	61,897 %	5041	8434
20 %	4,720	0,560	82,530 %	6721	11246
50 %	11,800	1,399	206,153 %	16789	28091
100 %	23,600	2,800	412,651 %	33606	56229
PV					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,163	0,007	1,253 %	213	317
5 %	0,813	0,033	6,249 %	1061	1581
10 %	1,625	0,067	12,497 %	2123	3161
15 %	2,438	0,100	18,746 %	3184	4742
20 %	3,25	0,134	24,995 %	4246	6323
50 %	8,125	0,334	62,506 %	10618	15812
100 %	16,25	0,668	125,012 %	21236	31624

Tabell 12.6 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Spania.

Landbasert vindkraft					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,078	0,011	1,611 %	349	759
5 %	0,391	0,055	8,058 %	1746	3794
10 %	0,781	0,109	16,116 %	3493	7588
15 %	1,172	0,164	24,172 %	5239	11382
20 %	1,562	0,219	32,230 %	6986	15176
50 %	3,905	0,547	80,575 %	17464	37940
100 %	7,810	1,093	161,149 %	34927	75879
PV					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,280	0,012	2,320 %	98	146
5 %	1,400	0,062	11,637 %	490	730
10 %	2,800	0,125	23,292 %	982	1462
15 %	4,200	0,187	34,929 %	1472	2192
20 %	5,600	0,249	46,585 %	1963	2923
50 %	14,000	0,622	116,443 %	4907	7307
100 %	28,000	1,245	232,887 %	9814	14615

Tabell 12.7 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Frankrike.

Landbasert vindkraft					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,082	0,010	1,433 %	103	201
5 %	0,410	0,049	7,160 %	515	1006
10 %	0,819	0,097	14,320 %	1030	2013
15 %	1,229	0,146	21,480 %	1546	3019
20 %	1,638	0,194	28,641 %	2061	4026
50 %	4,095	0,486	71,602 %	5152	10065
100 %	8,190	0,972	143,205 %	10305	20131
PV					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,145	0,006	1,123 %	39	41
5 %	0,725	0,030	5,575 %	196	206
10 %	1,450	0,060	11,150 %	391	411
15 %	2,175	0,089	16,726 %	587	617
20 %	2,900	0,119	22,301 %	783	823
50 %	7,250	0,298	55,771 %	1958	2058
100 %	14,500	0,596	111,542 %	3915	4116

Tabell 12.8 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av FIT-størrelsen for landbasert vindkraft og PV i Storbritannia.

Landbasert vindkraft					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,251	0,021	3,094 %	178	408
5 %	1,253	0,105	15,471 %	892	2040
10 %	2,506	0,210	30,941 %	1784	4079
15 %	3,758	0,315	46,413 %	2676	6119
20 %	5,011	0,420	61,884 %	3568	8158
50 %	12,528	1,050	154,710 %	8921	20396
100 %	25,056	2,099	309,418 %	17841	40791
PV					
Økt FIT (prosent)	Økt FIT (eurocent/kWh)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1 %	0,278	0,009	1,702 %	36	26
5 %	1,392	0,046	8,531 %	180	131
10 %	2,784	0,091	17,081 %	361	263
15 %	4,176	0,137	25,612 %	541	394
20 %	5,568	0,183	34,144 %	722	525
50 %	13,920	0,456	85,368 %	1805	1312
100 %	27,840	0,913	170,755 %	3610	2625

12.4.2 Sensitivitetsanalyse for endring av kontraktlengde

Tabell 12.9 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Tyskland.

Landbasert vindkraft				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,018	2,651 %	823	1262
2	0,036	5,257 %	1632	2502
PV				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,022	4,135 %	1339	1290
2	0,043	8,120 %	2630	2534
3	0,064	11,917 %	3860	3719
4	0,083	15,584 %	5048	4864
5	0,102	19,083 %	6181	5956

Tabell 12.10 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Italia.

Landbasert vindkraft				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,082	12,067 %	983	1644
2	0,162	23,825 %	1940	3246
3	0,239	35,265 %	2872	4805
4	0,315	46,381 %	3777	6320
5	0,388	57,166 %	4656	7790
6	0,459	67,620 %	5507	9214
7	0,505	74,434 %	6062	10143
PV				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,012	2,208 %	375	558
2	0,023	4,359 %	740	1103
3	0,035	6,473 %	1100	1638
4	0,046	8,531 %	1449	2158
5	0,056	10,533 %	1789	2665

Tabell 12.11 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Spania.

Landbasert vindkraft				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,017	2,476 %	537	1166
2	0,021	3,036 %	658	1430

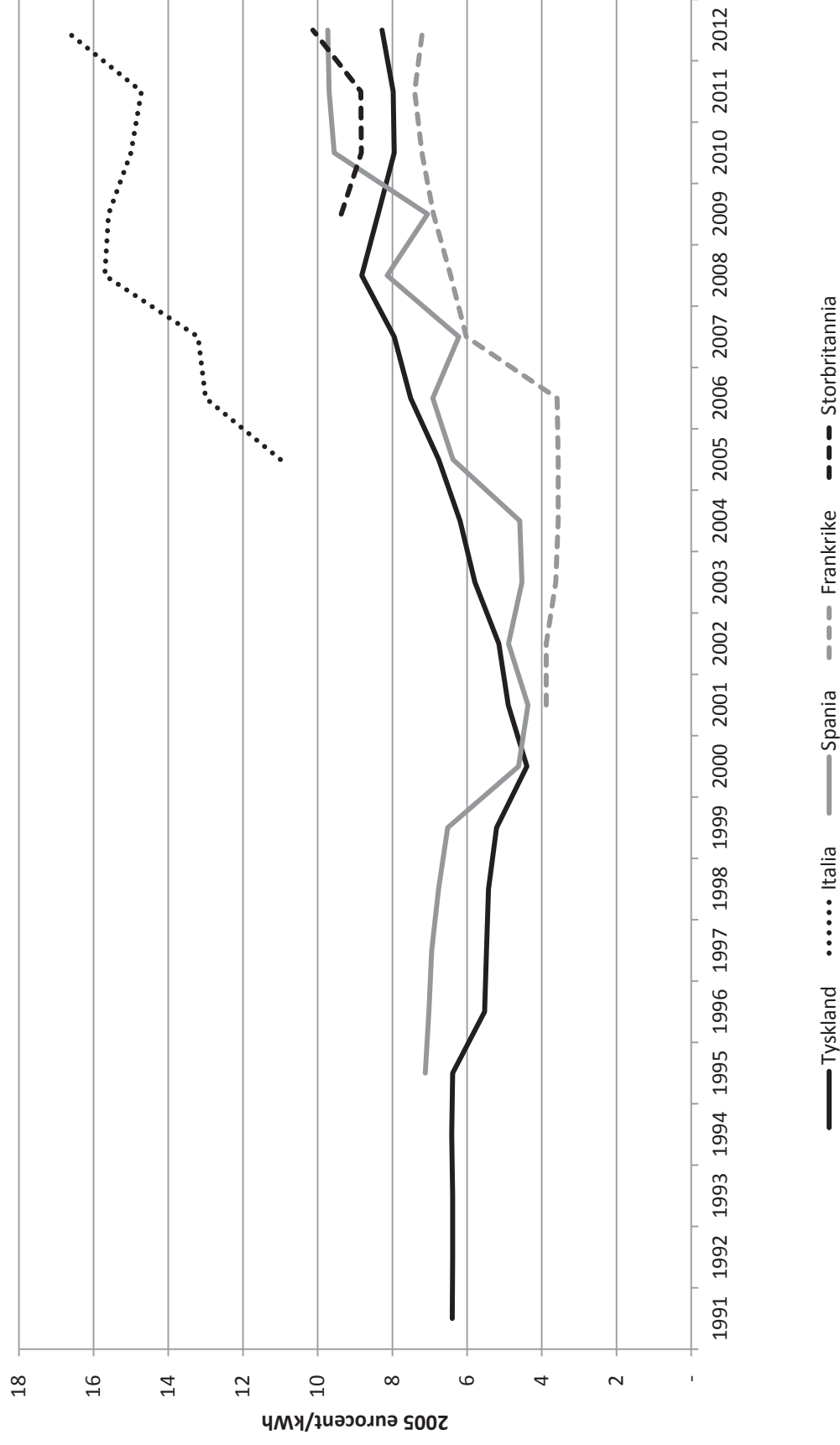
Tabell 12.12 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Frankrike.

Landbasert vindkraft				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,025	3,683 %	265	518
2	0,050	7,306 %	526	1027
3	0,074	10,858 %	781	1526
4	0,097	14,338 %	1032	2016
5	0,120	17,737 %	1276	2493
6	0,143	21,052 %	1515	2959
7	0,175	25,767 %	1854	3622
PV				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,014	2,619 %	92	97
2	0,027	5,126 %	180	189
3	0,040	7,540 %	265	278
4	0,053	9,878 %	347	364
5	0,065	12,105 %	425	447

Tabell 12.13 - Økt SFIT, økt prosentvis kumulativ kapasitet, økt absolutt kumulativ kapasitet (MW) og estimert økt energiproduksjon (GWh/år) ved økning av kontraktlengden for landbasert vindkraft og PV i Storbritannia.

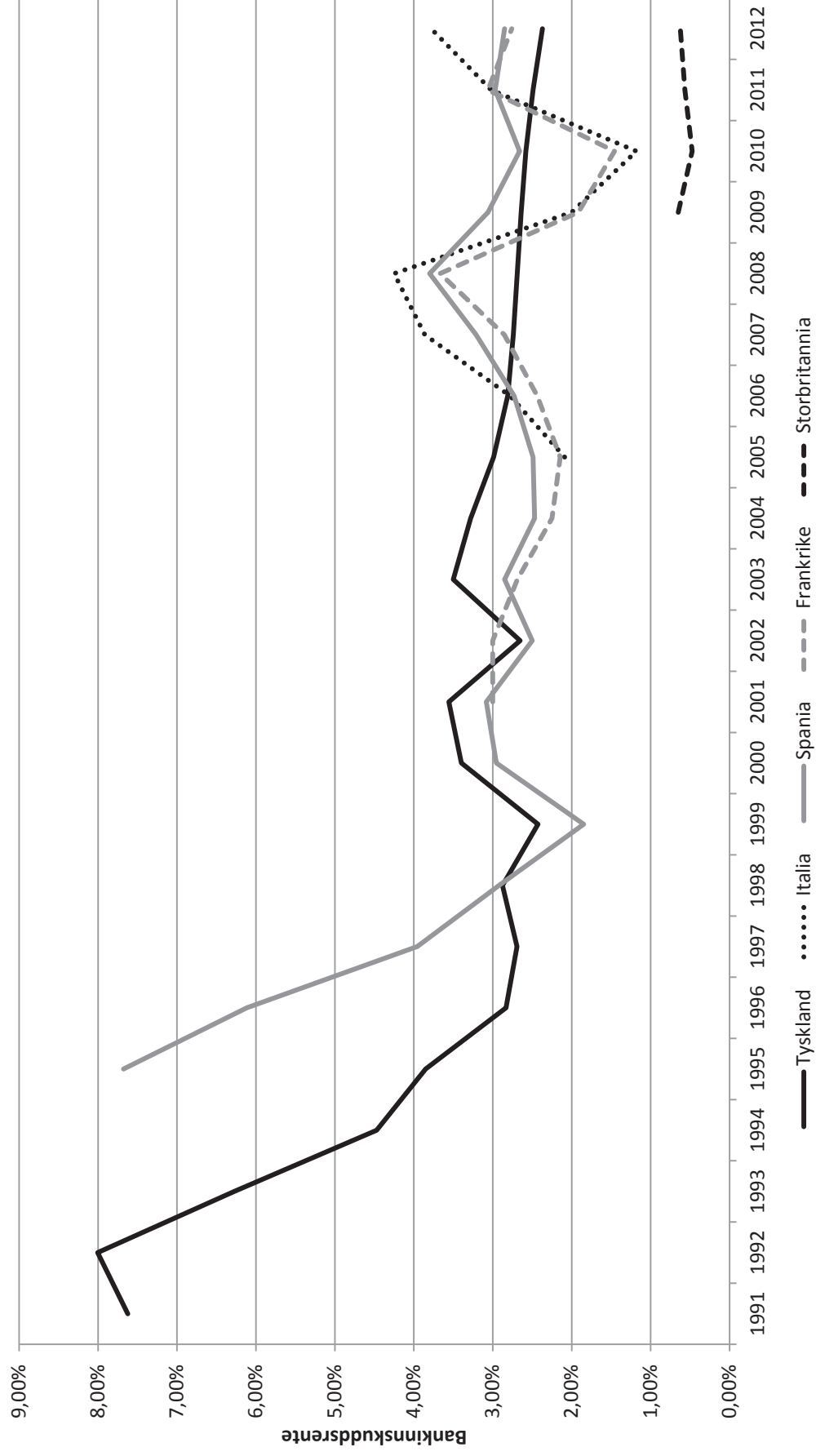
Landbasert vindkraft				
Økt kontraktlengde (år)	Økt SFIT	Økt kumulativ kapasitet (prosent)	Økt kumulativ kapasitet (MW)	Økt produksjon (GWh/år)
1	0,051	7,561 %	436	997
2	0,093	13,633 %	786	1797

12.5 Elpriser



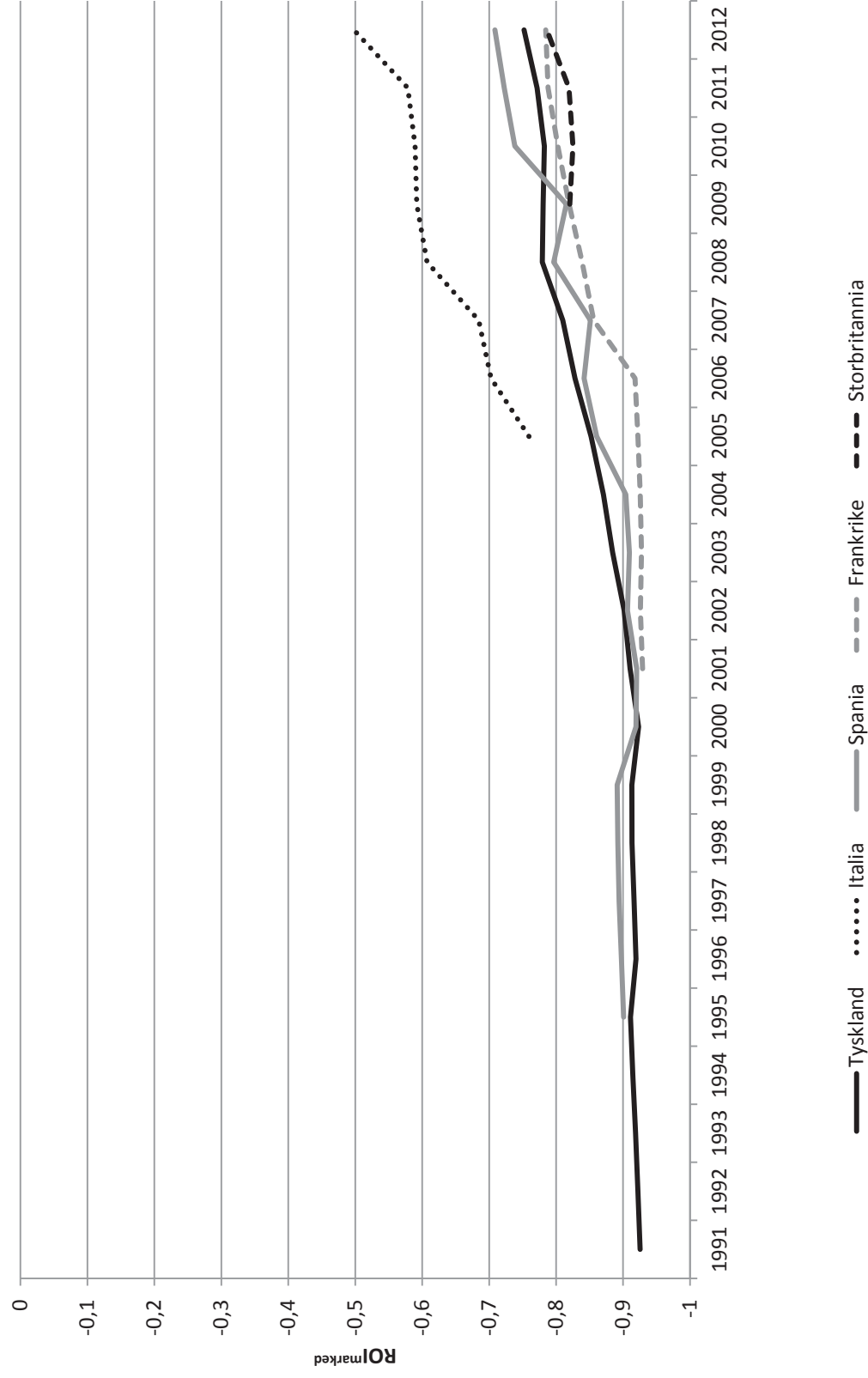
Figur 12.1 - Utvikling i elpris for hvert land i årene FIT har vært implementert

12.6 Bankinnskuddsrente



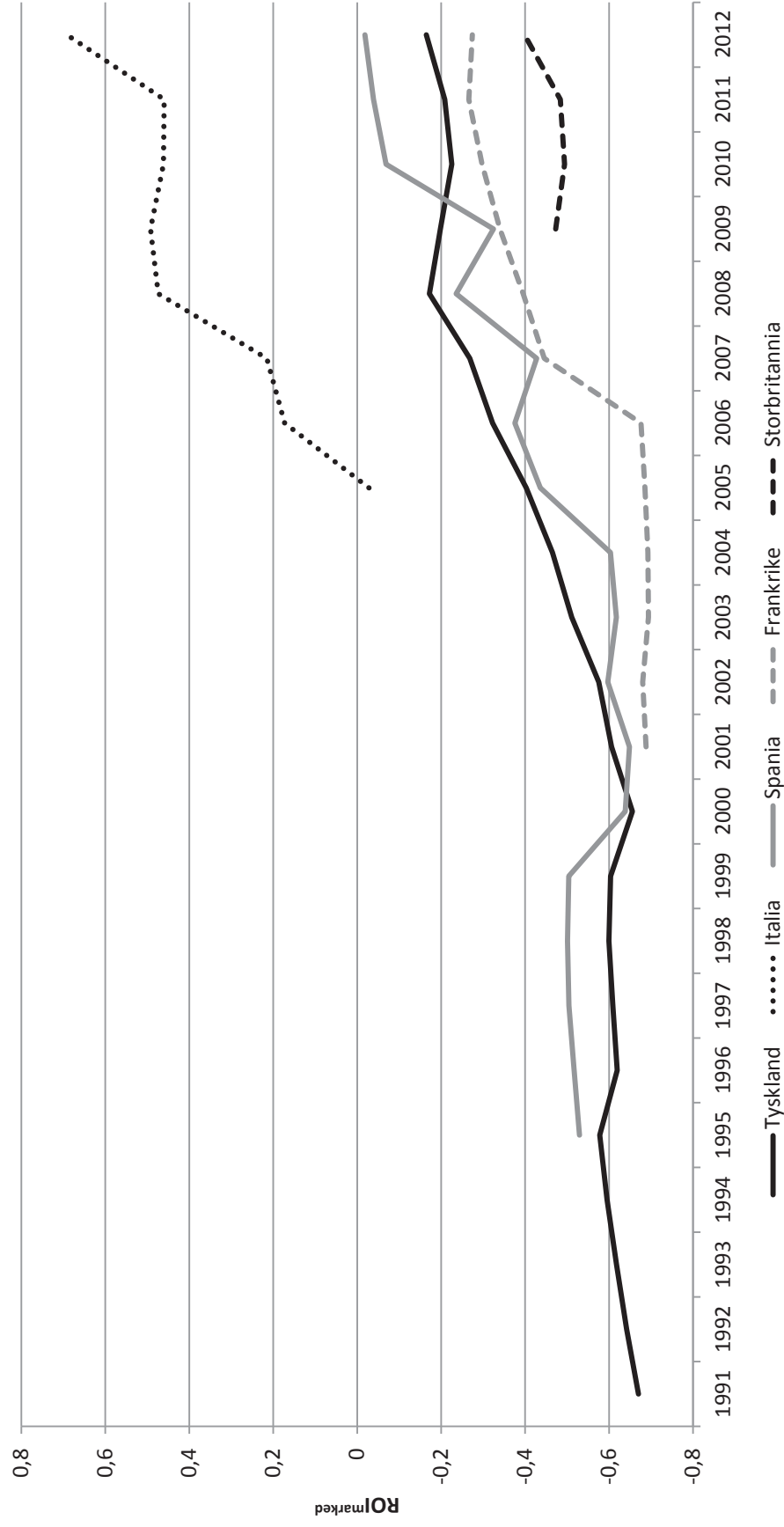
Figur 12.2 - Utvikling i gjennomsnittlig bankinnskuddsrente for hvert land i årene FIT har vært implementert

12.7 ROI_{marked PV}



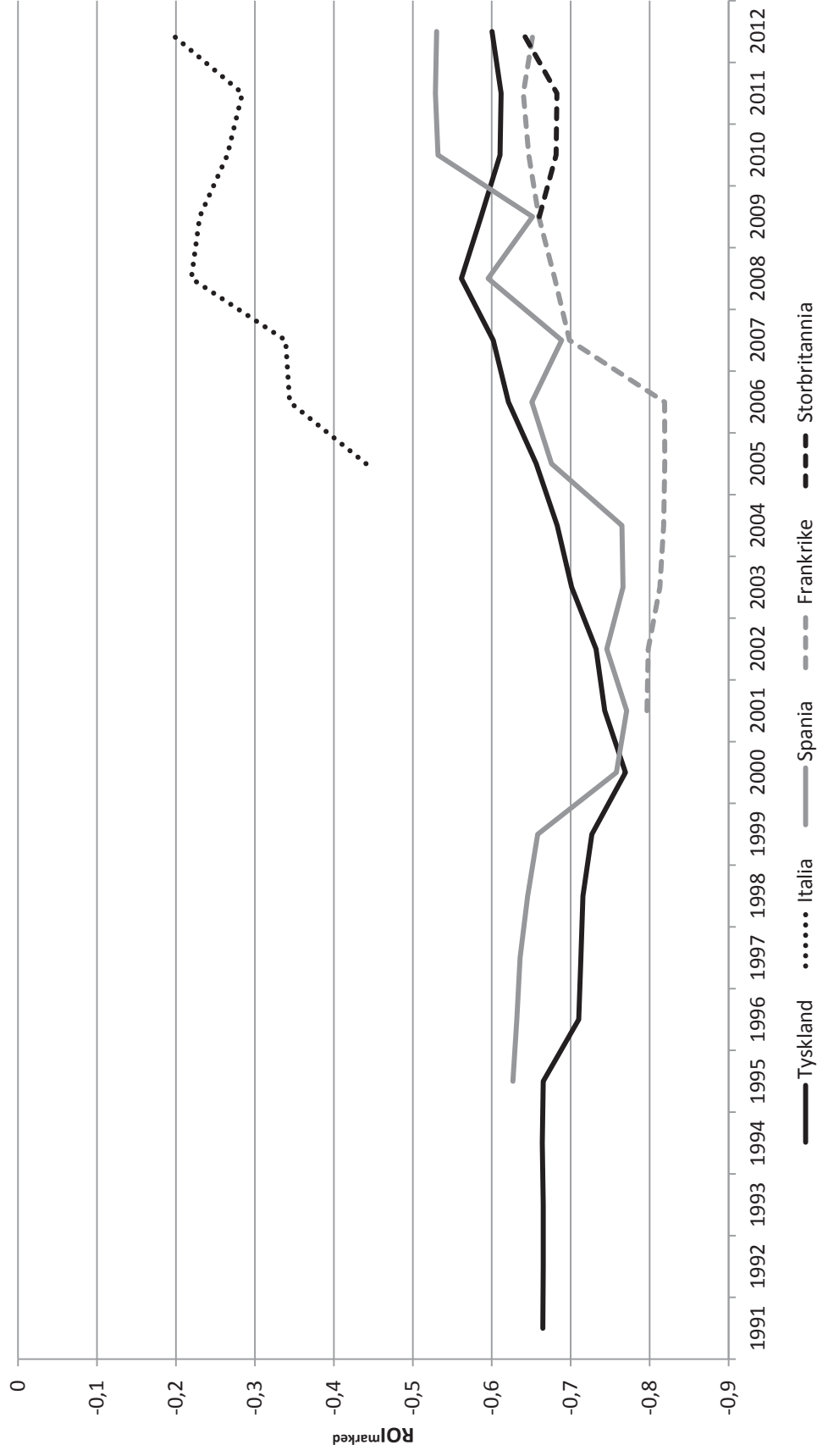
Figur 12.3 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for PV i årene FIT har vært implementert

12.8 ROI_{marked} landbasert vindkraft



Figur 12.4 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for landbasert vindkraft i årene FIT har vært implementert

12.9 ROI_{marked} biomasse



Figur 12.5 - ROI-utvikling i markedet uten FIT-ordning for biomasse til elektrisitetsproduksjon i årene FIT har vært implementert

