FNI Rapport 6/2010

Rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland

Sammenligning av faktorer som motiverer og modererer investeringer

Inga Fritzen Buan, Per Ove Eikeland og Tor Håkon Inderberg

FRIDTJOF NANSENS INSTITUTT
FRIDTJOF NANSEN INSTITUTE

Rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland

Sammenligning av faktorer som motiverer og modererer investeringer

Inga Fritzen Buan
Per Ove Eikeland
Tor Håkon Inderberg

Februar 2010

FRIDTJOF NANSENS INSTITUTT
FRIDTJOF NANSEN INSTITUTE

Copyright © Fridtjof Nansen Institute 2010

Title

Rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland: Sammenligning av faktorer som motiverer og modererer investeringer (Framework conditions for development of renewable energy in Norway, Sweden and Scotland: Comparison of factors that motivate and moderate investments)

Publication Type and Number

FNI Report 6/2010

Pages

125

Authors

Inga Fritzen Buan, Per Ove Eikeland and Tor Håkon Inderberg

ISBN

978-82-7613-586-2-print version
978-82-7613-587-9-online version

ISSN

1504-9744

Abstract

The report compares the national regulatory framework for investors in renewable energy (hydropower, wind power and biomass-based energy production) in Norway, Sweden and Scotland. Factors investigated include national support systems for renewable energy, aspects of the consents process, aspects of national area planning and conditions for access to the grid for producers of renewable electricity. The report observes differences in investment rates in renewable energy between the countries and discusses how the different factors in combination could explain why investment rates have turned out differently. The report observes variation in all factors between the countries and concludes that variation in national support systems, causing variation in profitability of investments, appears with the most significant effect on investment rates. When profitable investment exist, the report discusses how cumbersome consents processes, lack of set-aside areas for renewable energy investments in local planning and uncertainties concerning grid access can add risks and moderate the rate of investments.

Key Words

renewable energy, Norway, Sweden, Scotland, hydropower, wind power, biomass, national regulations, renewable energy support systems, consents processes, grid access, local planning

Orders to:

Fridtjof Nansen Institute
Postboks 326
N-1326 Lysaker, Norway.

Tel: (47) 6711 1900
Fax: (47) 6711 1910
Email: post@fni.no
Internet: www.fni.no

Innhold

Figurer v

Tabeller v

1 Innledning 1

1.1 Utvalg av land 1

1.2 Nærmere presentasjon av utvalget – energisystemene i Norge, Sverige og Skottland 2

1.2.1 Norges energisystem – utviklingstrekk og potensiale for fornybar energi 2

1.2.2 Sveriges energisystem – utviklingstrekk og potensial for fornybar energi 6

1.2.3 Skottlands energisystem – utviklingstrekk og potensiale for fornybar energi 12

1.2.4 Kort vurdering av sammenligningsgrunnlaget 16

1.3 Oversikt over rapporten 16

2 Analyseramme 17

2.1 Faktorer som sammenlignes på tvers av land og energikilder 18

2.1.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen 18

2.1.2 Nasjonale støtteordninger 22

2.1.3 Trekk ved nasjonal infrastruktur 22

2.1.4 Trekk ved nasjonal arealplanlegging - Nasjonal prekvalifisering av potensielle prosjekter 23

2.1.5 Andre faktorer 23

2.1.6 Samlede rammebetingelser 23

3 Design og metode 25

4 Norge 27

4.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosesser 27

4.1.1 Generelt om de norske konsesjonsmyndighetene 27

4.1.2 Før-søknadsfasen 31

4.1.3 Søknadsfasen 34

4.1.4 Søknadsbehandlingsfasen 35

4.1.5 Vedtaksfasen 38

4.1.6 Post-vedtaksfasen 39

4.2 Nasjonale støtteordninger 40

4.3 Nettsystemet 41

4.3.1 Kapasitet i nett 41

4.3.2 Kostnader for tilknytning og tariffer for bruk av nett 42

4.3.3 Planleggings- og konsesjonsprosesser for nett 43

4.4 Arealplanlegging (prekvalifisering) 45

4.5 Andre forhold 47

4.6 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge 47

5 Sverige 53

5.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen 53

5.1.1 Generelt om de svenske konsesjonsmyndighetene 53

5.1.2 Pre-søknadsfasen 58

5.1.3 Søknadsfasen 62

5.1.4 Søknadsbehandlingsfasen 63

5.1.5 Vedtaksfasen 67

5.1.6 Post-vedtaksfasen 68

5.1.7 Spesielt om revisjon av tidligere gitte vannkraftkonsesjoner 69

5.1.8 Foreslåtte og vedtatte endringer i det svenske konsesjonssystemet 70

5.2 Nasjonale støttesystemer for fornybar energi 72

5.3 Trekk ved nettsystemet 74

5.4 Trekk ved nasjonal arealplanlegging 78

5.5 Andre faktorer – trekk ved skattesystemet 80

5.6 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Sverige 80

6 Skottland 83

6.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen 83

6.1.1 Generelt om det skotske konsesjonssystemet 83

6.1.2 Før-søknadsfasen 86

6.1.3 Søknadsfasen 87

6.1.4 Søknadsbehandlingsfasen 88

6.1.5 Vedtaksfasen 90

6.1.6 Post-vedtakfasen 90

6.2 Nasjonale støtteordninger 90

6.3 Nettsystemet 93

6.4 Arealplanlegging 96

6.5 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Skottland 98

7 Analyse – hvordan har ulike rammebetingelser påvirket utbyggingstakt for fornybar energi 101

7.1 Trekk ved nasjonale støttesystemer som motiverende/modererende faktor 101

7.2 Trekk ved konsesjonsprosesser som motiverende/modererende faktor 103

7.3 Trekk ved nasjonal arealplanlegging som motiverende/ modererende faktorer 110

7.4 Trekk ved nettsystemet som motiverende/modererende faktorer 111

7.5 Overordnede politiske målsetninger 113

7.6 Rammebetingelser og utbyggingstakt 114

Referanser 117

Appendix I 121

Appendix II Liste over intervjuede personer 124

Figurer

1-1 Antall vindkraftverk igangsatt per år i Sverige, 1982-2007 9

1-2 Årlig installert effekt, vindkraft i Sverige, 1982-2007 9

1-3 Elektrisitet generert fra fornybare kilder, Skottland, 2000-2008 13

4-1 Konsesjonsprosessen med melding og KU 29

4-2 Konsesjonssøknad etter energiloven uten KU 30

5-1 Det svenske systemet for konsesjon etter miljøloven 55

Appendix I-1: Installert kapasitet småskala vannkraft i EU-25 fra 1990 til 2004. 122

Appendix I-2: Produksjon av vindkraft i EU-25 i perioden 1990-2005 122

Appendix I-3: Produksjon av elektrisitet basert på fast biomasse (bortsett fra kommunalt avfall) i EU-25, 1990-2005 123

Tabeller

1-1 Potensialet for vannkraftutbygging i Sverige 8

1-2 Installert effekt og antall vindkraftverk i respektive län, 2008 10

4-1: Størrelsesterskler i konsesjonsbehandlingen 28

5-1 Den svenske konsesjonsprosessen for B-virksomhet 58

5-2 Årlige gjennomsnittspriser i det svenske sertifikatmarkedet 72

5-3 Årlige inntekter til produsentene fra salg av sertifikater 73

5-4 Miljøbonus for svenske vindkraftprousenter 73

6-1 Faser i konsesjonsprosessen i Skottland 84

6-2 Vekter for ulike teknologier i det skotske sertifikatsystemet for fornybar energi 92

7-1 Størrelsesterskler for når konsesjon og konsekvensutredning er påkrevet 104

7-2 Tidsforløp i konsesjonsprosessene for energianlegg i Norge, Sverige og Skottland 106

Appendix I-1 Andel fornybar energi i prosent av totalt energikonsum Produksjon av fornybar elektrisitet (ikke vannkraft) som prosent av totalt energikonsum, 1997 og 2003, samt økning i prosent-andelen for perioden 121

1 Innledning

Fridtjof Nansens Institutt (FNI) har på oppdrag fra Energi Norge gjort denne utredningen om rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland. Målet med studien har vært å forstå hvorfor det har vært relativt lav utbyggingstakt av fornybar energi i Norge på 2000-tallet, gjennom systematisk sammenligning av norske rammebetingelser med betingelser i land med høyere utbyggingstakt.

Hovedspørsmålet som drøftes er:

Hvilken rolle spiller trekk ved konsesjonssystemet, relativt til andre rammebetingelser, for utbyggingstakten av fornybar energi i nasjonale energisystemer?

Energi Norge har ønsket en bred studie av rammebetingelser. Videre har de ønsket sammenligning på tvers av ulike produksjonsteknologier: vannkraft, vindkraft og fjernvarme/kraftvarme basert på biomasse.

Når trekk ved konsesjonssystemet er gitt en fremskutt rolle i analysen reflekterer dette et ønske fra Energi Norge, men også erkjennelse internasjonalt av at konsesjonssystemer kan utgjøre en betydelig barriere for utbygging av fornybar energi (Europakommisjonen, 2005). Til tross for dette finnes det lite systematisert kunnskap om konsesjonsprosesser på tvers av land og ulike energiteknologier, samt hvordan konsesjonsprosesser virker, alene og sammen med andre rammebetingelser, på utbyggingstakten av fornybar energi.

1.1 Utvalg av land

Europeiske land varierer betydelig i utbygging av fornybar energi. Tidlig utbygging var nærmest ensbetydende med vannkraft og biomassebasert desentralisert varmeproduksjon (vedfyring). De fleste land i Europa mangler vannkraftressurser, og fossile energikilder samt kjernekraft har derfor blitt dominerende teknologier. I land med vannkraftressurser var storskalakapasiteten hovedsakelig utnyttet allerede før 1970-tallet eller underlagt vern. Oljekrisen på 1970-tallet ga et midlertidig fokus på utvikling av nye fornybare energiteknologier, som ble tonet ned da oljeprisene sank igjen på 1980-tallet. Noen land tok likevel en lederrolle i videre utbygging av fornybar energi, slik som Danmark på vindkraft, og Sverige og Finland på biomassebasert fjernvarme/kraftvarme. Fra 1990-tallet og utover på 2000-tallet så flere europeiske land sterk økning i utbyggingstakt, med vindkraft i Tyskland og Spania som gode eksempler. Det siste tiåret, og særlig dets siste halvdel, har gitt nye land med markert økning i utbyggingstakten av ulike fornybare energikilder. For vindkraft gjelder dette Nederland, Storbritannia, Italia, Portugal, Hellas, Østerrike, Sverige, Frankrike og Irland. Raskere takt i installasjon av småskala vannkraft observeres fremfor alt i Spania, Sverige, Frankrike og Østerrike. Sverige, Tyskland, Spania, Storbritannia, Nederland og Danmark viser den største veksten i produksjon av elektrisitet basert på fast biomasse. Tabeller i appendiks 1 illustrerer disse utviklingtrekkene.

At mange land i senere år har sett markert økning i utbyggingstakt og andre henger etter gir et betydelig mulighetsrom for sammenlignende studier av rammebetingelser. På den andre siden finnes det grunner til at direkte sammenligning er vanskelig – i særdeleshet mot det norske energisystemet som skiller seg ut med sin allerede høye andel fornybar energi (vannkraft), men også store ressurspotensial for videre utbygging av vannkraft, vindkraft og biomassebasert energiforsyning.

Vi har derfor ønsket at studien skulle inkludere andre land med betydelige naturressurser (også vannkraft), i tillegg til flest mulig andre relevante likhetspunkter med Norge for sentrale samfunnsmessige forhold (politiske og kulturelle faktorer), basert på metoden om valg av case med størst mulig likhet.

Vi har derfor valgt Sverige og Skottland. Begge land har en betydelig andel vannkraft i sine energisystemer og stort uutnyttet potensiale for fornybar energi, inklusive for vannkraft selv om dette er langt mindre enn det norske. Begge land har sett en markant økning i utbyggingstakt for flere av de fornybare energikildene i senere år – høyere enn Norge (se punkt 1.2 nedenfor).

I tillegg deler landene andre viktige energipolitiske trekk med Norge, dog på hver på sin måte. Storbritannia, og derfor også Skottland, gikk foran i innføringen av markedsbasert omsetning av elektrisk energi i 1989. Norge fulgte etter i 1991 og Sverige i 1996 med overføring av ansvar for drift og investeringer til markedsaktørene. Storbritannia og Sverige tilhører begge den gruppen av land som mest aktivt søker å markedsføre konkurranse og handel med energi som en viktig løsning på Europas energiutfordringer. Her står de ofte opp mot politiske krefter fra andre viktige medlemsland som Tyskland og Frankrike. Sverige og Storbritannia har derfor også tilhørt den gruppen av land som har jobbet for støttesystemer for fornybar energi basert på markedsprinsipper, ved bruk av handelsinstrumenter for markedsaktørene. De deler her et syn som også står sterkt i den norske energibransjen og hos norske myndigheter.

Sverige vil i tillegg være et godt sammenligningsgrunnlag som naboland med store likheter i politisk system, kultur og med et energisystem sterkt knyttet til det norske gjennom det nordiske el-systemet. Skottland og Norge deler en lang historie som viktig base for produksjon og eksport av olje og gass.

1.2 Nærmere presentasjon av utvalget – energisystemene i Norge, Sverige og Skottland

1.2.1 Norges energisystem – utviklingstrekk og potensiale for fornybar energi

Det norske energisystemet er spesielt på grunn av den høye andelen elektrisitet i sluttforbruket (50 % i 2008, transportsektoren inkludert). Fjernvarme utgjorde kun 1 % av sluttforbruket av energi i 2008. Elektrisitetssystemet er også unikt i verdenssammenheng med den store andelen fornybar energi, i hovedsak vannkraft. I 2008 ble det produsert 142 TWh elektrisitet, hvorav 17 TWh ble eksportert. 98 % av produksjonen (140,5

TWh) var vannkraft, 0,9 TWh var vindkraft (0,6 %) og 1,2 TWh (0,9 %) ble produsert i varmekraftanlegg. Produksjonskapasitet fra vannkraftanleggene i et år med normal tilsig av vann var estimert til omlag 122,7 TWh.

I tillegg kommer produksjon av elektrisitet fra små gassturbiner for å drive olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen. Offshore kraftbehov beregnes av Norges Petroleumsdirektorat å være tilsvarende omlag 15 TWh/år, det meste produsert fra gassturbiner. I tillegg kommer annet direkte forbruk av olje og gass.

Grunnet høy vekst i forbruket og bruk av fossile brensler i olje- og gassvirksomheten samt i transportsektoren har andelen fornybare kilder i det norske energiforbruket sunket betydelig de siste 20 årene. I følge en UNDP-rapport fra 2007 hadde andelen fornybar energi i det norske energisystemet sunket fra omlag 53 % i 1990 til 41 % i 2005.[1] Dette tallet inkluderer forbruk og produksjon av energi på norsk sokkel. Hvis kun fastlandsproduksjon og forbruk tas med regnes fornybarandelen av konsumet i dag på omlag 60 %.

Norge har forpliktet seg til å implementere EUs direktiv for fornybar energi. Forhandlinger i 2009 og inn i 2010 vil avklare hvilket mål Norge vil bli forpliktet til å ta for den fornybare energiproduksjonens andel av energiforbruket. Ulike spekulasjoner er gjort. På oppdrag fra Energi Norge har analyseselskapet Point Cabon regnet ut at EUs metode for å fastsette nasjonale mål vil kunne bety at Norge må øke sin fornybarandel av fastlandsforbruket fra 60 % til omlag 76 % i 2020 (BI Center for Climate Strategy, Sintef og EBL, 2009:11).

VANNKRAFT

De virkelig store utbyggingene av norsk vannkraft var i hovedsak sluttført før 1990. Storskala utbygging ble i økende grad gjenstand for motstand i befolkningen og hos politikerne. Ulike verneplaner fra 1973 og fremover har gitt varig vern av rundt 390 definerte elvestrekninger med en vannkraftkapasitet tilsvarende en årsproduksjon på omlag 45 TWh. På midten av 1980-tallet vedtok Stortinget en samlet plan for videre konsesjonsbehandling av norske vannkraftressurser, med en kategori av prosjekter åpnet for umiddelbar konsesjonsbehandling og en annen kategori av mer konfliktfylte prosjekter der konsesjonsbehandling ikke skulle gis førsteprioritet.

Til tross for det nye planverktøyet stoppet utbygging av vannkraft mer eller mindre opp på 1990-tallet da energiloven innførte markedsbasert omsetning og prisene falt som følge av tidligere utbygget overkapasitet. Da økt etterspørsel hadde hentet inn store deler av overskuddet og prisene igjen steg var motstanden mot storskala utbygging fremdeles betydelig. I sin nyttårstale i 2001 annonserte statsminister Stoltenberg at perioden med storskala utbygging av vannkraft var over. Den økte utbyggingen fra

[1] Dagsavisen, 18. desember 2007, Norge en sinke på fornybar energi, www.dagsavisen.no/innenriks/article327676.ece)

2005 har derfor hovedsakelig vært knyttet til mindre anlegg samt opprustning av eksisterende anlegg.

Midlere produksjonsevne for vannkraft har steget med rundt 4,6 TWh i perioden 2000-2008 (fra omlag 118 TWh til 122,7 TWh). Produksjon av 3,7 TWh har blitt igangsatt i perioden 2005-2008 (tilsvarende 0,8 TWh/år). Sent i 2009 var 62 prosjekter med en kapasitet tilsvarende 1,3 TWh under bygging. Konsesjonsmyndigheten ga i løpet av 2009 konsesjon til 147 prosjekter med produksjonsevne på 1,8 TWh. Ytterligere mer enn 10 TWh er omsøkt og i ulike faser av behandlingen. Det antas at omlag 8 TWh av disse vil bli gitt konsesjon etter miljømessig vurdering (EBL, 2009).

Potensialet for videre utbygging av vannkraft i Norge er betydelig. Total økonomisk nyttbar vannkraft (store og små prosjekter) var per 2008 vurdert til omlag 205 TWh. 172 TWh er bygget ut eller varig vernet. Dette gir et videre potensiale på 33 TWh, hvorav rundt 10 TWh er under bygging, gitt konsesjon eller forventet å få konsesjon. Det er anslått at 23 TWh produksjonsevne utover det til behandling kan bygges ut innenfor kostnadsgrensen 4 kr/kWh.

VINDKRAFT

De første vindkraftanleggene i Norge som ble tatt i bruk var på Hamarøya og Frøya i 1989, to turbiner med sammenlagt effekt på 0,7 MW. Lite mer skjedde imidlertid før den store vindkraftutbyggingen på Hundhammerfjellet som startet rundt 2005, med 16 turbiner og installert effekt på drøyt 50 MW. Den neste store var Smøla der andre byggetrinn stod ferdig i 2008. Kapasiteten på vindparken Smøla I og Smøla II er på 150 MW med 68 vindmøller og, forventet produksjon er på rundt 450 GWh i året.

Per 21. oktober 2009 forelå det 33 gitte konsesjoner på vindkraft fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), med en samlet effekt på 1657 MW og en beregnet produksjon på omlag 3 TWh. (NVE, 2009e). 18 av disse er satt i drift, med til sammen 428,9 MW effekt installert med årlig produksjon omlag 1 TWh. Høsten 2009 kom det første offshore prøveanlegget Hywind i drift Ytterligere prosjekter med produksjonsevne 650 GWh fikk innvilget investeringsstøtte i 2009. Det ser ut til å være en trend at de minste vindmølleparkene generelt er de som har først blitt realisert, og det forventes en marginal økning de neste årene (NVE, 2009f). 14 konsesjonssøknader har blitt avslått av NVE.

Et politisk mål med vindkraften har vært å etablere 3 TWh årlig produksjon av vindkraft innen 2010 (Olje- og Energidepartementet, 1999). Dette målet er nå forlatt, men økt innfasing av vindkraft er fortsatt et erklært mål (Olje- og Energidepartementet, 2009a).

Det tekniske potensialet for vindkraft i Norge er stort. Det nevnes ofte et teknisk potensiale på 70 TWh landbasert vindkraft der 12 TWh i følge NVE/Enova kan bygges ut innenfor nåværende nettkapasitet. Konsulentselskapet Sweco Grøner har på oppdrag fra Enova anslått det tekniske potensialet for offshore vindkraft på norsk sokkel til 14000 TWh/år – hvorav 5% finnes på havdyp mellom 30 og 60 meter. NVE har anslått et

potensial på 90 TWh/år i kystområder med havdyp mindre enn 20 meter, og 165 TWh/år for havdyp mindre enn 50 meter (største kjente dybde for bunnfaste turbiner i dag) og 420 TWh/år for havdyp mindre enn 100 meter. Med en minsteavstand til land på ti kilometer (km), for å unngå visuell påvirkning, anslår NVE potensialet for havdyp ned til 20, 50 og 100 meter til respektive 20, 39 og 120 TWh/år. Med minsteavstand på 20 km til land er potensialet beregnet til 30 TWh/år. Det tekniske potensialet på land langs kysten er beregnet til omlag 245 TWh/år, hvorav to tredjedeler i Finnmark (Olje- og Energidepartementet, 2009b).

BIOMASSBASERT ENERGIPRODUKSJON

Forbruket av fjernvarme var 2,9 TWh 2008. Det er en økning på 5,8 % fra året før og en dobling fra nivået i 2000 som var 1,45 TWh. Fjernvarmeforbruket utgjorde kun 1,3 % av netto innenlandsk sluttforbruk av energi i 2008 (Statistisk Sentralbyrå, SSB, 2009)[2]

111 fjernvarmeanlegg hadde per 22. oktober 2009 konsesjon for drift, tilsvarende en effekt på 4,5 GW, med årlig produksjonskapasitet 6,2 TWh, (NVE, 2009b). NVE har ikke full oversikt over hvor mye av dette som er satt i drift, da det ofte er gradvise utbygginger og derfor delvis installert effekt etter prognoser over kraftpris og kundegrunnlag Statistisk Sentralbyrå rapporterer at brutto fjernvarmeproduksjon i 2008 var 3,7 TWh. Nettoproduksjonen var omlag 3,3 TWh, hvorav størstedelen kom fra forbrenning av avfall (44 %). Flisfyring utgjorde 14 %, elektrokjeler 17 %, oljekjeler 4%, gass 7%, varmepumper (10%) og spillvarme 4,6%). Forbruket av avfall, flis, gass og elektrisitet til fjernvarme har vært økende de senere årene mens forbruket av olje har vært entydig nedadgående. Bioenergiandelen, det vil si flis og avfall, i råvarer for fjernvarmeproduksjon var dermed 58 %. 0,75 TWh flis og 2 TWh avfall ble benyttet i produksjonen i 2008. I år 2000 var de tilsvarende tallene 0,1 TWh og 1,4 TWh, hvilket vil si at ytterligere 1,25 TWh biomasse har kommet til anvendelse for fjernvarmeproduksjon i denne perioden.

NVE hadde per 22. oktober 2009 45 søknader om fjernvarmeanlegg til behandling, med sammenlagt effekt 970 MW (1,7 TWh).

Årlig kraftproduksjon basert på biomasse er minimal, kun 170 GWh (1,4 promille av total elektrisitetsforbruk (NVE, 2009a). Hovedparten produseres i fjernvarmeanlegg.

Total anvendelse av bioenergi i Norge er rundt 15 TWh. Størstedelen av biomassen som per 2008 ble anvendt til energiproduksjon i Norge var knyttet til desentral varme (vedfyring, pellets og briketter i ovner, kaminer og kjeler) samt i skogsindustrien. Det tekniske potensialet for bioenergi i Norge er stort mens det økonomiske potensialet begrenses av prisen på alternativ oppvarming (strøm og olje) samt eventuelle støtteordninger for biomassebaserte oppvarmingsanlegg. Nobio anslo tidlig på 2000-tallet potensialet å være rundt 30 TWh.

[2] www.ssb.no/emner/10/08/10/fjernvarme/

Potensialet for fjernvarme anses som begrenset. Norsk Fjernvarmeforening har anslått potensialet frem til 2010 til 4 TWh/år og ytterligere 3 TWh/år frem mot 2020.[3]

1.2.2 Sveriges energisystem – utviklingstrekk og potensial for fornybar energi

Det svenske energisystemet har som det norske en relativt stor andel av elektrisitet. 33 % av totalt energikonsum i Sverige i 2008 i sektorene bolig, service og industri var elektrisitet (129 TWh alt konsum på 395 TWh), (Energimyndigheten (2009). Totalt konsum av elektrisitet var i 2008 144 TWh (inkludert overføringstap, anvendelse i transport og fjernvarmeproduksjon). Total el-produksjon i 2008 var 146 TWh (47 % vannkraft – 68,4 TWh, 42 % kjernekraft – 61, 3 TWh, og 11 % forbrenningsbasert – 14, 3 TWh, hvorav 7,7 TWh kraftvarme og 6,2 TWh industrielle mottrykksanlegg). Gjennomsnittlig normalproduksjon for vannkraft tilsvarer 67,5 TWh og for kjernekraft omlag 66 TWh). 70 % av forbrenningsbasert produksjon var basert på biomasse. Total produksjon av vindkraft i Sverige i 2008 var 2 TWh.

Det svenske energisystemet har i tillegg en stor fjernvarmesektor. I 2008 var totalt forbruk av fjernvarme 48 TWh. I produksjonen stod biobrensel for 71 %, (i hovedsak trebrensel). Ulike kilder stod bak den resterende produksjonen, brorparten fra varmepumper og spillvarme, og mindre andeler av olje, kull og gass.

Det svenske energisystemet har sett en gradvis utvikling de siste 20 år mot økende andel fornybar energi. I 1990 var kom 34 % av total energianvendelse fra fornybar energi. I 2008 var andelen steget til omlag 44 %. Sverige er forpliktet under EUs fornybardirektiv til å øke andelen fornybar energi til 49 % av energiforbruket i 2020, men har imidlertid satt 50% som nasjonalt mål.

VANNKRAFT

Svensk Energi (tilsvarende norske Energi Norge) anslår antall vannkraftverk i drift i Sverige til omlag 1800 – hvorav omlag 200 har en installert effekt på 10 MW eller mer. Svensk Vattenkraftförening (småkraftforening) anslår imidlertid at omlag 2000 småskalaverk, det vil si med en kapasitet under enn 10 MW, er i drift.

Utbygging av storskala vannkraftverk kulminerte på 1970-tallet da motstanden mot videre utbygging eskalerte. Svenske politikere satte i sine energiplaner tidlig på 80-tallet en grense for total utbygging på 66 TWh, dette av et totalt økonomisk utbyggbart potensiale på omlag 90 TWh (gjennomsnittlig middelproduksjon). 64 TWh var da allerede bygget ut, noe som betydde en slutt på storskala utbygging og at svensk energibransje satset videre på andre forsyningskilder (primært kjernekraft og fjernvarme). En rekke elver og elvestrekninger ble vernet og lagt inn i

[3] Nobio, udatert, *Veien til biovarme*, www.nobio.no/images/stories/Veien%20til%20biovarme.pdf

naturressursloven. I tillegg ble fire gjenværende uberørte elver i nord med sideelver besluttet ikke utbygget. Da naturressurloven ble samordnet med miljøloven i 1998 ble disse store vassdragene lagt inn i loven sammen med de andre som er vernet. Elvene deles inn i tre grupper:

- Fire gjenværende storelver i nord med sine avrenningsområder (definert som nasjonalelver)
- 21 elver, noen med nærmere angitte fallstrekninger og bielver
- Sju elver med angitte fallstrekninger

Vernestatusen til disse elvene er imidlertid ikke helt klar. Miljøloven sier at vannkraftverk samt vannregulering og overføring av vann til kraftformål ikke skal gjøres i disse elvene. Samtidig står det at for de to første grupperingene kan det utføres vannvirksomhet som kun forårsaker ubetydelig miljøpåvirkning. Det hører også til saken at det i 2004 ble gitt konsesjon til Skellefteå Kraft samt byggetillatelse fra kommunen i 2005 for modernisering av allerede en eksisterende kraftstasjon (Storforsens kraftstation) i Öreälven, en av elvene innskrevet i gruppe 2 i miljøloven og dessuten beliggende i et Natura 2000-område.[4] Ombyggingen inkluderte tunnel og ny turbin for fordobling av energiproduksjonen. Konsesjonen ble imidlertid gitt under forutsetning om at det alltid skal renne vann i det gamle elveleiet.

Da klimaspørsmålet kom på den politiske dagsorden fra slutten av 1980-tallet fikk fornybar energi økt oppmerksomhet, også videre utnyttelse av vannkraftpotensialet. Fokus var nå på småskala vannkraftprosjekter. Selv om motstanden mot videre storskala utbygging av vannkraft fremdeles er stor i den svenske befolkning har klimaproblemet aktualisert muligheten for at Sverige kan utnytte deler av det gjenværende potensialet, gjennom opprustning av eksisterende verk og gjennom gjenoppstart av en mange småkraftverk som har blitt lagt ned gjennom årenes løp, for eksempel verk som var knyttet til lokal næringsvirksomhet som har opphørt. I 1996 innførte Sverige et nasjonalt driftsstøttesystem (avsetningsgaranti og regulerte priser) for småskala el-produksjon (for verk med kapasitet mindre enn 1,5 MW). Dette ble senere erstattet med en direkte prisstøtte til kjøpere av småskala vannkraft, vindkraft og biobasert kraftvarme. Systemet opphørte da Sverige innførte el-sertifikatsystemet i 2003.

Den økning i vannkraftproduksjonen som siden er registrert (til dagens normalproduksjon på 67,5 TWh) utgjøres i første rekke av oppjustering av normalavrenning med 2 TWh på grunn av endret klima eller økt nedbør. Hva gjelder videre utbygging i perioden 2003-2008 anslår Energimyndigheten at det har skjedd en totaløkning på omlag 0,5 TWh, hvorav en halvpart er knyttet til nye anlegg, mest småskala, og andre halvpart er knyttet til oppjustering og utvidelse av eksisterende anlegg.

[4] Natura 2000 er hjørnestenen I EUs naturvern- og biodiversitetspolitikk og utgjøres av et nettverk av verneområder pålagt medlemsstatene å etablere under Habitatsdirektivet fra 1992 og Fugledirektivet fra 1979.

Hva gjelder videre potensiale for vannkraft i Sverige har Svensk Vattenkraftförening gjort en studie med fokus på småskala anlegg frem til år 2020 (i TWh), innenfor grensene 1,5 MW og 10 MW.

Tabell 1-1 Potensialet for vannkraftutbygging i Sverige

	0 – 1,5 MW	0 – 10 MW
Potensiale i 2 000 nedlagte verk	0,8	0,8
Effektivisering av eksisterende verk	0,2	0,3
Nye anlegg i små vassdrag	0,3	0,4
Nye anlegg i store vassdrag	0,5	1,2
Mulig ny produksjon	1,8	2,7
Eksisterende produksjon	1,7	4,3
Mulig framtidig produksjon	3,5	7,0
Mulig produksjon innen år 2020	2,5	5,5

Kilde: Svensk Vattenkraftförening, www.svenskvattenkraft.se

Dette anslaget inkluderer imidlertid fall i vassdrag inntegnet i miljøloven der videre utbygging kan være kontroversielt. Svensk Energi anslår grovt det tekniske potensialet for nyutbygging i Sverige til 200 TWh og det økonomiske potensialet til omlag 90 TWh, hvorav 65 TWh er bygget ut. Dette anslaget er ikke justert for nye nedbørsmønstre. Av det resterende økonomisk utbyggbare potensialet beregnes halvparten av kapasiteten å være i de fire nasjonalelvene og en fjerdedel å være i andre elvestrekninger innskrevet i miljøloven. Dette tilsier at omlag 6 TWh eventuelt kan realiseres utenom elver innskrevet i miljøloven.[5] Når det gjelder opprustning av eksisterende vannkraftverk, gjennom skifte av turbiner og generatorer samt endringer i strømningsveier, anslo en utredning i 2004 potensialet til å være 3 TWh (Miljödepartementet, 2009:67).

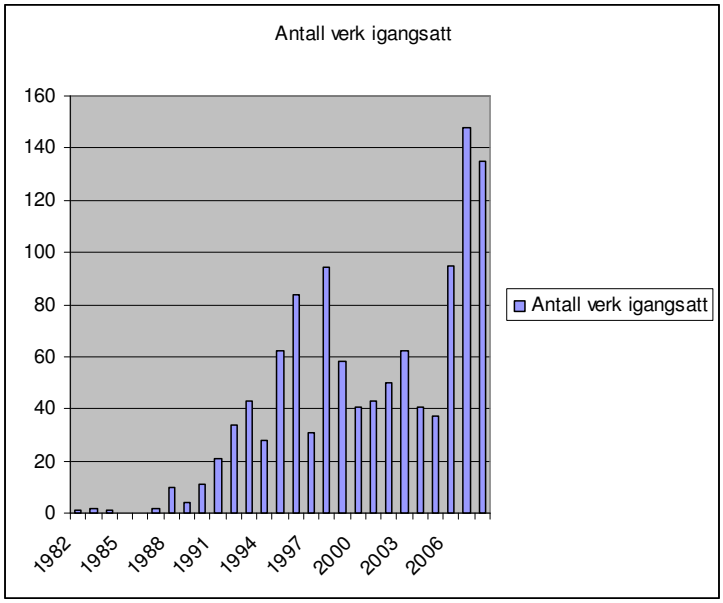
VINDKRAFT

Sverige var tidlig ute med demonstrasjonsanlegg for utprøving av vindkraftsteknologi, men utbyggingen var sparsom inntil nylig da takten skjøt fart. Potensialet for vindkraft i Sverige er betydelig. Vindkart for de ulike delene av Sverige er tilgjengelige og velutviklet, men den eneste rapporten som sammenlagt vurderer mulighetene er fra 1988 (Bostadsdepartementet (1988). Denne er imidlertid vurdert som bra siden den var framsynt med hensyn til utvikling i størrelse og effekt av turbiner. Denne rapporten fremstiller potensialet for landbasert vindkraft til mellom 35 og 70 TWh, avhengig av nærhet til bebyggelse. Potensialet offshore beregnes å være mer enn 100 TWh. På grunn av mer spredt bebyggelse i nord-Sverige er det også her det naturlige potensialet anses som størst. Nettforbindelsene nord-sør vil i såfall utgjøre en barriere.

[5] Intervju med Gun Åhrling-Rundström, Svensk Energi, ansvarlig for vannkraft og miljø, 23.11.2009

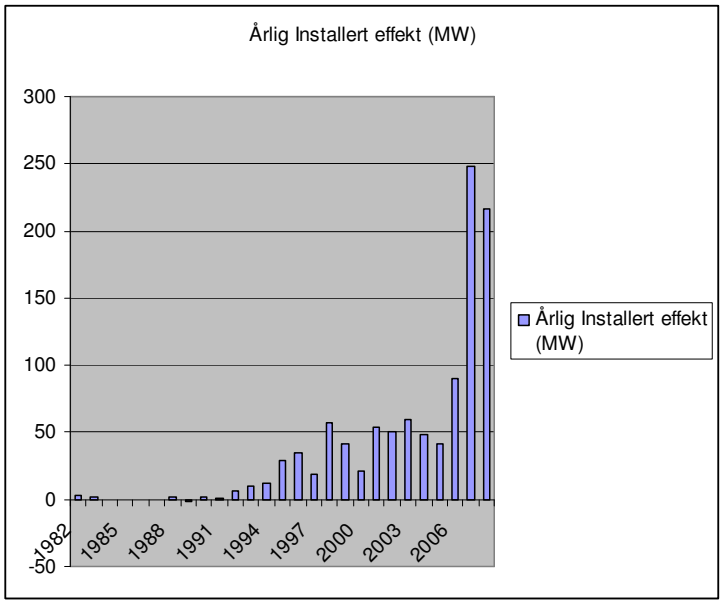
Den svenske riksdagen har satt 10 TWh vindkraft som planleggingsmål for 2015 og Energimyndigheten har foreslått 30 TWh som planleggingsmål for 2020. Energimyndighetene har gitt vindkraft høy prioritet i sin støtte til utbygging av fornybar energi. Figur 1-1 viser antall vindkraftverk igangsatt per år i perioden 1982-2007. Figur 1-2 viser installert effekt i den samme perioden. Den viser at de mange verkene installert på slutten av 90-tallet hadde beskjeden kapasitet mens verk igangsatt i senere tid var turbiner med høy kapasitet.

Figur 1-1 Antall vindkraftverk igangsatt per år i Sverige, 1982-2007



Kilde: Elforsk og Energimyndighetens årlige rapport om el-sertifikatsystemet

Figur 1-2 Årlig installert effekt, vindkraft i Sverige, 1982-2007



Kilde: Elforsk og Energimyndighetens årlige rapport om el-sertifikatsystemet

Mens årlig produksjon av vindkraft i Sverige i år 2000 var 447 GWh var dette steget til omlag 2000 GWh i 2008. 133 av landets 290 kommuner hadde installert kapasitet i 2008. Fordelt på län ser vi store ulikheter med Skåne og Västra Götaland med størst investeringer.

Tabell 1-2 Installert effekt og antall vindkraftverk i respektive län, 2008

Län	Installert effekt (MW)	Antall vindkraftverk
Skåne	276,7	252
Västra Götaland	204,6	258
Gotland	86,0	142
Dalarna	83,5	45
Halland	74,2	107
Kalmar	61,5	75
Norrbotten	60,5	38
Östergötland	60,3	77
Västerbotten	51,8	31
Jämtland	32,8	26
Blekinge	21,0	20
Västernorrland	10,3	17
Örebro	7,6	18
Jönköping	5,9	9
Värmland	4,0	7
Gävleborg	3,2	5
Kronoberg	1,4	2
Stockholm	1,2	4
Södermanland	0,6	1
Uppsala	0,6	3
Västmanland	0,1	1

Kilde: Energimyndigheten[6]

BIOMASSEBASERT ENERGIPRODUKSJON

De siste 20 år har Sverige sett en massiv økning i anvendelsen av biomasse til varme, gjennom utbygging av kommunale fjernvarmesystemer og anvendelse i industrien. Fjernvarme står i dag for omlag 50 % av varmemarkedet for boliger og andre bygninger. Sverige har omlag 1900 tettsteder og i underkant av 600 av disse har utbygde fjernvarmesystemer

[6] www.energimyndigheten.se/sv/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft1/Statistik/Installerad-effekt-och-antal-vindkraftverk-i-respektive-lan-ar-2007/

(570 i 2005), (Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, 2005: 104). Alle de store byene og tettstedene er bygget ut. Den videre vekst i fjernvarme skjer gjennom fortetning og utbygging av det eksisterende fjernvarmenettet, at fjernvarme etableres på mindre tettsteder, og at industri og flere småhus går over til fjernvarme. Totalt forbruk av fjernvarme var 47 TWh i 2007, opp fra 41 TWh i 2000, og 34 TWh i 1990. Mens biomasse stod for 10 TWh tilført energi til varmeproduksjon i fjernvarmeverkene i 1990 (25 % av total energitilførsel), var tallet 24 TWh i 2000 og 37 TWh i 2007 (69 %). Som redegjort for nedenfor var dette i stor grad forårsaket av endringer i beskatningen av fossilt brensel som gjorde disse ulønnsomme i fjernvarmeproduksjon og medførte massiv konvertering til biomasse som brensel i eksisterende og nye anlegg.

De siste fem årene har det vært vekst også i kraftvarmeproduksjon med biomasse som innsatsfaktor, i såvel fjernvarmeverkene som i industriell produksjon. Total el-produksjon i industriens mottrykkturbiner var i 2007 omlag 6 TWh, opp fra omlag 4 TWh i 2000. Total el-produksjon i fjernvarmeverkene var i 2007 7,3 TWh, opp fra 5,6 TWh i 2000. Industriens anvendelse av biomasse til varme- og el-produksjon var 60 TWh i 2007, 6 TWh anvendt til el-produksjon, en fordobling fra år 2000. Også i fjernvarmeanlegg økte anvendelsen av biomasse til el-produksjon (kraftvarme) fra 1,5 TWh i 2000 til over 6 TWh i 2007.

Total tilførsel av biomasse til energiproduksjon var 120 TWh i 2007, opp fra 97 TWh i 2000 og 67 TWh i 1990. Fordelingen på ulike biomassekilder viste at trebrensel, det vil si avvirkningsrester fra skog- og sagbruksindustrien, utgjorde den største andelen i fjernvarmeverkene, 21 TWh i 2007, opp fra omlag 14 TWh i 2000. Også bruken av organisk avfall så sterk vekst i denne perioden, fra 5,6 TWh i 2000 til omlag 10 TWh i 2007. Innen industrien var det i stor grad sagverksindustrien og papirmasseindustrien som anvendte biomasse til energiproduksjon i form av biprodukter fra primærproduksjonen, så som svartlut, og sagflis.

Det videre potensialet for anvendelse av biomasse til energiformål avhenger av såvel biomassepotensialet som potensialet for fjernvarme- og kraftvarmeproduksjon. Varmebehovet setter en naturlig øvre grense for hvor mye kraftvarme som kan bygges ut. Biomasse kan i tillegg anvendes i desentrale oppvarmingssystemer, det vil si ved-, pellets- og flisfyring i ovner, peiser og kjeler.

En rekke studier viser et betydelig biomassepotensial i Sverige, først og fremst fra avvirkningsrester fra skogbruk.

Når det gjelder videre fjernvarmeutbygging og kraftvarmeproduksjon finnes det fremdeles stort potensiale i Sverige. Svensk Fjärrvärme har anslått at det tekniske potensialet er at fjernvarme på lang sikt kan dekke 75 % av Sveriges oppvarmingsbehov på 80 TWh (Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, 2005). Dette anslaget er nok vel høyt under gjeldende økonomiske rammer. Et stort potensiale finnes imidlertid for konvertering av fjernvarmesystemene til kraftvarmeproduksjon. Ulike anslag er gjort, med 17 TWh frem til 2020 satt opp som realistisk (Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, 2005).

1.2.3 Skottlands energisystem – utviklingstrekk og potensiale for fornybar energi

Det skotske energisystemet er i stor grad basert på fossile brensler. I 2006, siste år med bearbeidede data, var energiforbruket i Skottland 172,8 TWh, hvorav 29,4 TWh (17 %) var forbruk av elektrisitet.[7] Elektrisitetsforbruket i Skottland lå jevnt, kun med en svak nedgang, på 28-29 TWh i perioden 2003-2008 (UK Government Department of Energy and Climate Change).[8] Det resterende 83 % av forbruket var fossile brensler (47 % oljeprodukter, 34 % naturgass og omlag 0,8 % kull). Direkte anvendelse av fornybar energi, det vil si biobrensel, til oppvarming var minimal, på under 1 % av det totale forbruket.[9]

Skottland produserer mer elektrisitet enn årlig forbruk og er nettoeksportør til resten av Storbritannia. Nettoeksporten var stabil på rundt 17 % av totalproduksjonen i årene 2000-2007. Som for energiforbruket for øvrig, er også produksjonen av elektrisitet i stor grad varmekraftbasert. I 2007 produserte Skottland 48,2 TWh elektrisitet. Kullkraft stod for 29 % (tilsvarende gjennomsnittet for perioden 2000-2005). Andelen produsert fra olje og gass var 26 % og har vært stabil i hele perioden 2000-2007. Kjernekraft sto for 26 % (ned fra 27 % i 2006) og fornybar energi 17 % av produksjonen.[10]

Vi ser likevel en stor økning de senere år i bruken av fornybar energi i elektrisitetsproduksjonen. Figur 1-3 viser utviklingen fra 2002-2008. Den viser den økte innfasingen av særlig vindkraft fra 2004. Mens produksjonen fra vind og bølger kun var 0,2 TWh i 2000 var bidraget i 2008 3,3 TWh. Vannkraft har i perioden 2004-2005 vist variasjon på grunn av lite nedbør. Produksjonen i 2008 var 4,7 TWh. Vi ser også at biobrensler, det vil si biogass og andre biobrensler, anvendt til el-produksjon så en økning fra 0,09 TWh i 2000 til omlag 1 TWh i 2008.

Som andel av brutto energiforbruk har fornybarandelen økt fra 12,2 % i 2000 til 22 % i 2008.

Den skotske regjeringen anslår potensialet for fornybar energi til 60 GW, tilsvarende tre fjerdedeler av den installerte kapasiteten i hele Storbritannia. Skottland har satt som mål at fornybar elektrisitet skal utgjøre 50 % el-konsumet i 2020, med et foreløpig mål på 31 % satt for 2011, tilsvarende omlag 5 GW kapasitet. Det anslås at sjansen for å nå målet er god, når 6 GW fornybar energi allerede er installert, gitt konsesjon eller i ulike faser av konsesjonsprosessen.

---

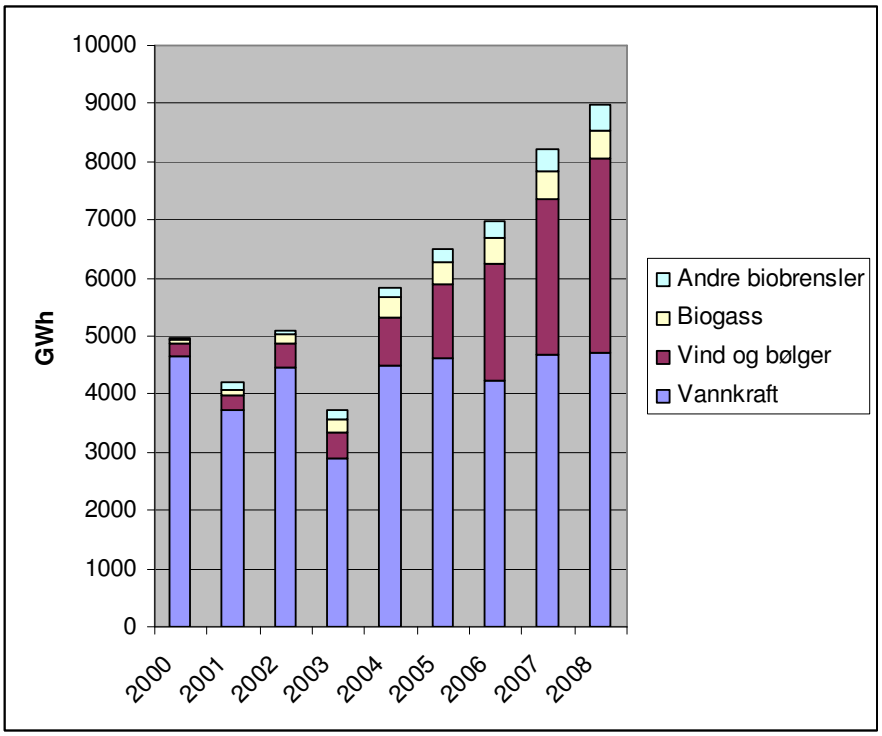
[7] http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.berr.gov.uk//files/file 48643.xls

[8] www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/regional/electricity/electricity.aspx Berr

[9] http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.berr.gov.uk//files/file 48643.xls

[10] Scottish Government, Electricity generation, updated May 18, 2009, www.scotland.gov.uk/Topics/Statistics/Browse/Environment/TrendElectricity)

Figur 1-3 Elektrisitet generert fra fornybare kilder, Skottland, 2000-2008



Kilde: The Scottish Government
(www.scotland.gov.uk/Topics/Statistics/Browse/Business/TrenRenEnergy)

VANNKRAFT

Figur 1-3 viser at den største andelen av fornybar elektrisitet i Skottland i 2008 fremdeles kom fra vannkraft. Situasjonen endret seg i 2009, da vindkraftproduksjonen var større enn vannkraftproduksjonen. Med 85 % av Storbritannias samlede vannkraftsressurser[11] har Skottland har lang historie med utnyttelse av denne energikilden. Investeringer i store vannkraftverk ble gjort på 1940- og 50-tallet,[12] men konflikter rundt miljømessige utfordringer gjør videre storskalautvikling vanskelig. Interessen for vannkraftinvesteringer ble vekket igjen etter år 2000 og i 2002 ble en ny 3 MW stasjon åpnet som var den første nyutbyggingen siden 1960-tallet. Kraftstasjonen på 100 MW i Glendoe, åpnet i 2009, var den første storskala utbyggingen i Storbritannia på flere tiår.

Skottland hadde per slutten av 2009 150 vannkraftverk, med en samlet kapasitet på 1488 MW, i tillegg til to pumpekraftverk, på til sammen 705 MW. Det er økende interesse for å bygge ut elvekraftanlegg og mindre reguleringsanlegg på mellom 100 kW og 1 MW. Økt interesse har imidlertid også kommet frem for videre utbygging av pumpekraftverk for å avhjelpe topplastsituasjoner. Southern and Scottish Energy, den ene av de

[11] Dette er det samlede potensialet, det vil si utbygget og mulig utbygget til sammen.
[12] http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy_in_Scotland#Hydro-electric_power

to store produsentene i Skottland, har foreslått å bygge to nye pumpekraftverk i Great Glen-området, som nå sonderes med myndighetene for å avklare omfang av miljøkonsekvensutredning. Selskapet planlegger å levere søknad om konsesjon i 2011. Hvert av verkene vil ha en kapasitet på mellom 300-600 MW som vil kunne generere mer enn 1 TWh per år. Utbyggingen vil, om realisert, bli den første storskala utbygging av pumpekraft i Storbritannia siden 1974.[13]

En studie gjort på oppdrag fra den skotske regjeringen gjennom Forum for Renewable Energy Development in Scotland fra 2008 beregnet det teoretiske potensialet, om all nedbør ble brukt til kraftgenerering i de 60 avrenningsområdene, til 5,4 GW (47,3 TWh). Det økonomiske potensialet ble anslått begrenset til vel 1000 anlegg med en samlet kapasitet på 657 MW. 480 MW av dette er utenfor hva som er utpekt som miljømessig sensitive områder eller naturarvområder. Utbygging innenfor slike områder er ikke forbudt, men behøver særlig vurdering av miljøkonsekvenser. Potensialet i slike områder er skalert ned fra 357 til 227 MW for å unngå omfattende miljøkonsekvenser.[14]

VINDKRAFT

Som vist i figur 1-3 har Skottland sett en kraftig vekst i installert vindkraftkapasitet de senere årene. Skottland har gode forhold for vindenergi, med hele 25 % av EUs vindkraftspotensiale. [15] Potensialet for produksjon er beregnet til 11,5 GW på land og 25 GW til sjøs.[16] Internasjonalt fører varierende vindhastighet til at vindkraftverk i gjennomsnitt over et år kun går på 25 % av makskapasiteten sin. I Skottland er dette tallet imidlertid hele 40 %, og det er særlig høyt på vest- og nordkysten. En skotsk vindpark satte i 2005 verdensrekord da den gikk på 58 % av sin kapasitet over et helt år.[17] I desember 2009 fantes det 1880 MW installert kapasitet og vindkraft har nå gått forbi vannkraft i produksjon av fornybar energi. I tillegg til kommersielle utbygginger finnes det også et antall vindparker eid av lokalsamfunn, spesielt i Highlands and Islands.[18]

Per 2009 var hele den installerte vindkraftakapsiteten i Skottland landbasert, bortsett fra et anlegg med to turbiner med til sammen 10 MW kapasitet bygget på Beatrice-oljefeltet i Nordsjøen. Anlegget Robin Rigg Offshore Windfarm på 180 MW fikk konsesjon i 2003 og er nå under oppføring. Det finnes også et demonstrasjonsanlegg for vindkraft på dypt hav, delfinansiert at skotske myndigheter.

---

[13] Scottish and Southern Energy, Press Release, Proposal to develop mew pumped storage schemes, www.scottish-southern.co.uk/SSEInternet/index.aspx?id=19708&TierSlicer1_TSMenuTargetID=1366&TierSlicer1_TSMenuTargetType=1&TierSlicer1_TSMenuID=6.

[14] Nick Forest Associates (2008) Scottish Hydropower Study – Final Report, www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/917/0064958.pdf.

[15] www.all-energy.co.uk/Wind.html

[16] A Scottish Energy Review. (November 2005) Scottish National Party Framework Paper. Edinburgh

[17] www.reuk.co.uk/Burradale-Wind-Farm-Shetland-Islands.htm

[18] www.hi-energy.org.uk/what-aboutwindenergy.html

Storbritannia for øvrig hadde åtte offshore vindparkverk i drift i 2009 med en samlet kapasitet på 690 MW, noe som gjorde at landet gikk forbi Danmark som verdensledende på feltet. Statsminister Gordon Brown sa da at denne utviklingen ville gjøre det mulig "for Nordsjøen å bli for vindkraft det den Arabiske Gulf er for oljeproduksjon". Skottland planlegger også store vindkraftparker offshore og ni ulike eksklusivitetsavtaler ble i 2009 inngått med selskaper for utnyttelse av ulike områder. Selskapene har prosjektert en kapasitet i disse områdene tilsvarende 6,4 GW. Med Robin Rigg Offshore Windfarm inkludert, er ytterligere 1,15 GW under bygging i Storbritannia samlet. Skotske myndigheter har stort engasjement i utviklingen av marin energi, ved deltakelse i opprettelsen av European Marine Energy Centre på Orknøyene, et senter som skal utvikle, teste og akkreditere marin teknologi for produksjon og leveranse av strøm fra bølgekraft, tidevann og offshore vind.

Landbaserte vindkraftverk nylig idriftssatt i Skottland er blant de største i Europa. Whitelee vindpark nær Glasgow, åpnet i 2008 og 2009, ble med sine 140 turbiner (2,3 MW) og samlet kapasitet på 322 MW den hittil største landbaserte vindparken i Europa. Vindparken Clyde sør i Skottland, som fikk konsesjon i juli 2008 og som skal stå ferdig i 2011, blir på 152 turbiner. Med Clyde og andre anlegg som har blitt gitt konsesjon og er under bygging, vil den samlede fornybare elektrisitetskapasiteten for Skottland (vann-, bølge-, tidevanns- og biokraft inkludert) utgjøre en kapasitet på 4,55 GW, nær målet på 5 GW satt for 2011.

BIOMASSEBASERT ENERGIPRODUKSJON

Som indikert ovenfor har biomassebasert kraftproduksjon i Skottland sett en økning på nær 1 TWh i perioden 2000-2008, hvorav halvparten kommer fra utnyttelse av metan fra avfallsdeponier. I mars 2008 åpnet Steven's Croft Power Station som det største skogsenergibaserte anlegget i Storbritannia. Dette biomassebaserte anlegget på 44 MW, som forbrenner en miks av rester fra skogsdrift og pil fra en spesiell plantasje, økte kapasiteten på biomassebasert kraftproduksjon i Skottland til 83 MW. Det er blitt beregnet at biomasseindustrien i Skottland kan bidra til å forsyne 450 MW elektrisitet fra trebaserte brensler innen 2020, og samtidig sysselsette over 2000 personer.[19]

Biomassebasert varmeproduksjon er ennå lite utviklet i Skottland, men har sett en viss økning de siste årene. Totalt ble det generert rundt 722 MWh varme fra primære biomassekilder med en installert kapasitet på 192 MW i 2009. I tillegg kom 52 MWh generert gjennom forbrenning av avfall. Hovedprodusentene var selskaper knyttet til trevirkeindustrien som gjorde dette for internt bruk. Et fåtall var svært små fjernvarmeverk (Sustainable Development Commission Scotland, 2009).

En rekke større utbygginger med statsstøtte er underveis og antallet små varmeanlegg er også økende. Anlegg under utbygging eller med konsesjon vil øke total mengde varme fra fornybare kilder vil til 1,6 TWh og inkludert andre prosjekter under utvikling vil dette dekke i underkant av

[19] www.all-energy.co.uk/Hydroelectricity.html

3% av varmebehovet. Den skotske regjeringen har imidlertid satt som mål at fornybare kilder skal dekke 11 % av varmebehovet i 2020 og kartlagt at ressursgrunnlaget er tilstrekkelig for dette, (Sustainable Development Commission Scotland, 2009).

1.2.4 Kort vurdering av sammenligningsgrunnlaget

Presentasjonen ovenfor viser at utbyggingstakten for fornybar energi sett samlet har vært langt høyere i Sverige og Skottland enn Norge i det første tiåret av 2000-tallet. Når de tre casene brekkes ned på ulike energikilder blir imidlertid bildet mer brokete. Norge har de siste årene sett en høyere utbyggingstakt for vannkraft enn de to andre landene, noe som i stor grad reflekterer tilgjengelige ressurser. Til tross for et betydelig mindre ressursgrunnlag har likevel Sverige sett en klar økning i årlig installert effekt i perioden og Skottland har satt igang utbygging av vannkraft på nytt etter full stopp siden 1960-tallet. Under ellers like rammebetingelser ville vi på basis av ressursgrunnlaget forventet en langt høyere årlig utbygging i Norge enn i de to andre landene.

Hva gjelder vindkraft er casene mer i tråd med den samlede utbyggingstakten for fornybar energi, noe som reflekterer at vindkraft er den energitypen med størst vekst i Sverige og fremfor alt Skottland. Norge henger igjen i utbyggingstakten mens de to andre landene har opplevet stor vekst de senere årene. Under ellers like rammebetingelser ville vi på basis av ressursgrunnlaget forventet høy utbyggingstakt i alle landene, høyere i Skottland og Norge enn i Sverige.

For biomassebasert energiproduksjon ser vi igjen betydelige forskjeller i ressursgrunnlag. Sverige har store ressurser, Norge betydelige ressurser og Skottland langt mer beskjedne ressurser. Sverige har også sett en massiv utvikling i biomassebasert energiutbygging. Skottland med sine beskjedne ressurser har likevel sett en markert utvikling opp mot nivået på norsk utvikling til tross for langt dårligere ressursgrunnlag, mesteparten av dette til elektrisitetsproduksjon.

Vår tre landstudier presenterer til sammen ni ulike case for datainnsamling om nasjonale rammebetingelser med rike muligheter for sammenlignende analyse. Siden Norge har et godt ressursgrunnlag for alle de tre energikildene forventer vi at den relativt beskjedne utbyggingstakten her vil reflektere rammebetingelser som er mindre gunstige relativt til dem i de andre landene.

1.3 Oversikt over rapporten

Kapittel 2 gir en oversikt over analyserammen – rammebetingelser for utbygging av fornybar energi som undersøkes i våre videre case-studier. Kapittel 3 gir en kort oversikt over forskningsdesign og metodiske betraktninger som ligger til grunn for utredningen. Disse kapitlene utgjør til sammen rapportens del 1. Del 2 starter med gjennomgang av rammebetingelser for fornybar energiutvikling i henholdsvis Norge (kapittel 4), Sverige (kapittel 5), og Skottland (kapittel 6). Hvert av landkapitlene avsluttes med en kort analyse av ulikheter i betingelser for utvikling av henholdsvis vannkraft, vindkraft og biomassebasert energiproduksjon. Kapittel 7 trekker analysen opp på landnivå der ulikheter i rammebetingelser sammenlignes og hovedkonklusjonene oppsummeres.

2 Analyseramme

En rekke faktorer kan tenkes å påvirke et lands utbyggingstakt for fornybar energi. Til syvende og sist er utbyggingstakten en funksjon av utbyggeres vilje og evne til å investere. I et deregulert marked, slik vi finner det i Europa, er investeringsevne og -vilje i stor grad motivert av prosjektlønnsomhet (kostnader og forventede inntekter), som igjen er påvirket av en rekke nasjonale og internasjonale forhold utenfor selskapenes kontroll, slik som markedspriser og priser på innsatsfaktorer. I tillegg vil selskapene måtte forholde seg til nasjonale rammebetingelser som virker mer eller mindre begrensende og som i større eller mindre grad er under politisk kontroll.

Denne studien er avgrenset til sammenligning av *nasjonale* rammebetingelser som anses som potensielt meget sentrale for å forstå nasjonal utbyggingstakt. Avgrensningen bygger i hovedsak på kunnskap generert gjennom denne og tidligere studier av barrierer og drivere av fornybar energi. I utgangspunktet vil tilgjengelighet av naturressurser til akseptable utbyggingskostnader være et sentralt nasjonalspesifikt forhold. Uten tilgjengelige ressurser kan vi heller ikke forvente utbygging. Vårt utvalg av land har imidlertid, slik presentasjonen i innledningskapitlet viser, tatt høyde for at godt potensiale for videre utbygging av fornybar energi finnes i alle de tre landene som sammenlignes.

Rammebetingelser som sammenlignes på tvers av landene i denne studien grupperes hovedsakelig i fire:

- Trekk ved nasjonale konsesjonssystemer som virker hemmende eller fremmende på utbygging;
- Trekk ved nasjonale støttesystemer for fornybar energi;
- Trekk ved nasjonale nettsystemer;
- Trekk ved nasjonal arealplanlegging.

Enkelte rammebetingelser vil virke direkte inn på prosjektlønnsomhet. Dess høyere de forventede nettoinntektene er, dess større vil motivasjonen for investeringer være. Andre faktorer vil moderere investeringsviljen ved at de skaper risiko for at prosjektideen ikke vil la seg gjennomføre på grunn av barrierer som oppstår underveis i realiseringen av prosjektet. Ved avbrudd i realiseringen vil selskapet stå overfor prosjektkostnader påløpt i tidlige faser av prosjektet, men uten inntekter realisert etter utbyggingen. Dess større uforutsigbarheten er for prosjektrealisering, dess høyere vil risikoen og dess mindre vil investeringsviljen være. Nedenfor presenteres de fire gruppene av rammebetingelser nærmere. Hver gruppe inneholder mer spesifikke faktorer som systematisk sammenlignes på tvers av landene og energikildene og drøftes med hensyn på hvordan de motiverer og modererer utbyggingsvilje gjennom effekt på lønnsomhets- og risikovurderinger.

2.1 Faktorer som sammenlignes på tvers av land og energikilder

2.1.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen

Utbygging og drift av energiinstallasjoner trenger i de fleste land konsesjon fra myndigheter på vegne av storsamfunnet. Utbygging gir inntekter og kostnader for enkeltindivider og samfunn. Konsesjonsprosessen er en institusjonalisert praksis innført for å gi ulike interesser en stemme i utbyggingssaker og for å veie ulike interesser som inntektsmuligheter for utbygger, grunneiere og lokalsamfunn, samt samfunnets miljø- og energisikkerhetsinteresser, mot hverandre. Grovt sett kan konsesjonsprosessen ses som en samhandling mellom tre parter: utbygger, berørte interesser (private og interesseorganisasjoner) og myndigheter på ulike nivåer satt til å forvalte ulike interesser.

I hvert landkapittel gis først en oversikt over sentrale trekk ved organiseringen av nasjonale konsesjonsmyndigheter, i forhold til i) grad av uavhengighet fra politisk inngripen og ii) grad av sentralisering eller desentralisering

GRAD AV UAVHENGIGHET FOR KONSESJONSMYNDIGHETEN

I administrativ politisk teori antas det at uavhengighet fra politiske myndigheter og særinteresser skaper større forutsigbarhet og mindre muligheter for politisk innblanding i enkeltprosjekter (Lijphart, 1999; Majone, 1996). Dette skaper igjen større forutsigbarhet, reduserte transaksjons- og samordningskostnader og potensielt økt evne og vilje hos utbygger til utbygging.

Ulike politiske og administrative tradisjoner i europeiske land har ført til ulik organisering av konsesjonsinstituttet. I enkelte land gis konsesjoner av det sentrale regjeringsapparatet med stor grad av usikkerhet knyttet til endringer i politiske strømninger. I andre land er forvaltningen organisert i ytre forvaltning med stor grad av uavhengighet fra politiske myndigheter. En tredje gruppe land organiserer konsesjonsprosesser innen det juridiske systemet, med domstoler som endelig konsesjonsmyndighet.

Denne studien sammenligner organiseringen av konsesjonsmyndigheten i de tre landene og diskuterer hvordan disse plasserer seg i forhold til politisk innblanding og risiko. Vi vil, alt annet likt, anta at politisk uavhengig organisering av konsesjonsmyndigheten vil gi mer forutsigbarhet for utbygger og således fremme utbyggingstakt av fornybar energi. På den andre siden vil politiserte konsesjonsmyndigheter skape uforutsigbarhet og kunne moderere investeringsviljen.

GRAD AV SENTRALISERING OG DESENTRALISERING AV KONSESJONSMYNDIGHET

Grad av sentralisering kan tenkes å påvirke såvel tidsbruk som beslutningsutfall i konsesjonsprosessen. En innsikt fra administrativ politisk teori er at jo mindre sentralisert en beslutningsstruktur er, jo mer åpnes det for lokale tilpasninger. Det er ikke entydig gitt hva hierarkisk plassering av konsesjonsprosesser vil ha å si for tidsbruk og andre transak-

sjonskostnader samt endelig utfall av konsesjonsprosessen, og denne faktoren vil i stor grad ha samspill også med andre faktorer. Desentralisering vil for eksempel kunne gi høy utbyggingstakt i de deler av landet som har stor aksept for utbygging og lav utbyggingstakt i de som har liten. Denne studien undersøker grad av sentralisering i de tre landene og hvorvidt ulikheter kan knyttes til observert utbyggingstakt.

KONSESJONSPROSESSEN

Konsesjonsprosesser vil alltid innebære en administrativ kostnad for utbygger, noe som må aksepteres gitt ulike interessers legitime rett til å bli hørt. Konsesjonsprosesser tar tid og krever oppfølging fra utbyggers side med bruk av menneskelige ressurser som kunne hatt en alternativ anvendelse. Generelt gjelder det, alt annet likt, at tidsbruken vil øke og forutsigbarheten gå ned dess flere ikke-sammenfallende interesser som skal høres i prosessen. Imidlertid kan også trekk ved selve organiseringen av prosessen ha effekt for konfliktnivå, forutsigbarhet, tidsbruk og kostnader. Ulike organiseringsmåter kan gi lik mulighet for alle berørte parter til å fremme sitt syn, men ha ulike effekter på administrative kostnader og forutsigbarhet for utbygger.

Generelt beskriver konsesjonsprosessen forhandlingssituasjonen mellom berørte parter fra tidspunktet der en prosjektidé blir lansert og frem til endelig vedtak for konsesjon eller avslag.

Prosessen starter gjerne med en *før-søknadsfase* der utbygger foretar en første uformell sondering av prosjektet og hvilken støtte dette har hos nærmest berørte interesser og myndigheter. I denne fasen får utbygger en første oversikt over interesser og konfliktnivå og kan eventuelt starte uformelle forhandlinger for å skape økt aksept for prosjektet. I *søknadsfasen* sendes søknad til konsesjonsmyndigheter innenfor gitte formelle krav om ulike former for tilleggsutredninger, så som konsekvensutredninger, utredninger om alternative utforminger, og andre.

I *søknadsbehandlingsfasen* jobber konsesjonsmyndigheten gjerne ut fra standardiserte, formelle prosedyrer og de ressurser de har til rådighet for å vurdere søknader med konsekvensutredning. Søknaden sendes på høring til berørte parter – en mer eller mindre omfattende gruppe av lokalt berørte parter og myndigheter, sentrale myndigheter og interesseorganisasjoner. I denne fasen etableres i tillegg til de formelle kontaktene også gjerne uformelle allianser som søker å påvirke utfallet. Dette kan inkludere politikere på ulike nivåer som søker å påvirke utfallet av konsesjonsprosessen.

Så følger en *vedtaksfase* der prosjektet blir godkjent for utbygging eller ikke, eventuelt med vilkår som settes for konsesjon. Vilkårene vil innebære ulike typer tiltak som kan redusere lønnsomheten til det opprinnelig prosjektforslaget.

Til slutt følger en *etter-vedtaksfase* der godkjente prosjekter klargjøres for utbygging. Denne detaljprosjekteringsprosessen klargjør for utbygger hvorvidt det fremdeles er grunnlag for utbygging etter at konsesjon med vilkår er mottatt, gitt forventninger om andre rammebetingelser.

Studien undersøker og sammenligner sentrale organisatoriske løsninger og substansielle krav som akkumulerer kostnader og risiko for utbygger gjennom disse ulike fasene av konsesjonsprosessen og vurderer disse i forhold til hvorvidt og hvordan de har påvirket, det vil si motivert og moderert, investeringsvilje og observert utbyggingstakt for fornybar energi i de tre landene.

FØRSØKNADSFASEN: UTBYGGERS TILTAK FOR Å SKAPE AKSEPT FOR UTBYGGINGSPROSJEKTET

Utbyggingsprosjekter vil alltid berøre et spesifikt geografisk område som bærer kostnadene hvis alternativverdien av området forringes og i ulik grad får tilbake inntekter og nytte fra prosjektet. Stor lokal motstand vil gjøre det politisk vanskeligere for myndigheter å gi konsesjon. Lokal aksept er dermed en viktig faktor for å redusere risiko for avslag i konsesjonsprosessen. Gode dialogprosesser fra utbyggers side kan påvirke lokal aksept for et prosjekt. Gjennom dialog kan det opprettes tillit samt at utbygger kan rydde opp i eventuelle misforståelser om negative effekter av prosjektet, og basert på dette foreta prosjektendringer som reduserer negative effekter lokalt. Likeledes kan dialog brukes til å avklare positive effekter og forhandle på lokalt nivå om kompensasjon, i form av overføring av inntekter, for faktisk å øke positive effekter lokalt.

Prosjektet sammenligner og vurderer på tvers av de nasjonale konsesjonssystemene roller og tiltak iverksatt av utbyggere for å skape lokal aksept for utbygging. Vi vil anta at, alt annet likt, vil konsesjonssystemer som gir utbyggere en sentral rolle i førsøknadsfasen og institusjonalisert praksis for god kompensasjon til lokalt berørte parter, som grunneiere og lokalsamfunn, å være mer fremmende for utbygging av fornybar energi.

SØKNADSFASEN: OMFANG AV KRAV TIL SØKNAD OG KONSEKVENSUTREDNINGER

Krav som stilles til utforming av søknad og søknadens tilleggsdokumenter, slik som konsekvensutredelsen, vil innebære kostnader for utbygger i forbindelse med tid og ressurser avsatt til arbeidet med søknaden. Vi forventer at omfang av krav som er kjent for utbygger i starten av et prosjekt vil kunne påvirke viljen til å sette i gang prosjektutvikling, særlig for prosjekter med marginal lønnsomhet. Hvis utbygger forventer at nye krav kan komme underveis i konsesjonsprosessen kan også viljen til prosjektutvikling bli redusert siden forutsigbarheten av prosessen svekkes.

Dette prosjektet dokumenterer og sammenligner likheter og krav knyttet til søknadsarbeidet i de tre landene, deriblant omfang av krav til tilleggsdokumentasjon, som konsekvensutredning, alternative utbyggingsplaner, dokumentasjon av bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, med mer.

SØKNADSBEHANDLINGSFASEN

Dette prosjektet fokuserer på tre spesifikke faktorer som virker inn på kostnader og risiko som bæres av utbygger.

Effektivitet i konsesjonsmyndighetens saksbehandling - tidsbruk

Konsesjonsprosesser som drar ut i tid vil skape risiko for utbygger ved at andre rammebetingelser kan endres i denne perioden, for eksempel kostnader av innsatsfaktorer, og på den måten gjøre prosjekter ulønnsomme eller mindre lønnsomme. Tidkrevende prosesser kan i seg selv være en kostnad for utbygger ved at ressurser må bindes til å følge utviklingen av et spesifikt prosjekt. Lang tidsbruk kan være forårsaket av manglende kapasitet eller uhensiktsmessig ressursbruk hos konsesjonsmyndigheten, som bytte av saksbehandler eller at jobben gjøres av uerfarne saksbehandlere. Dette prosjektet undersøker tidsbruken i behandlingen av søknader hos konsesjonsmyndigheten i de tre landene og hvordan denne er knyttet til kapasitet og ressursbruk.

Involvering fra andre myndigheter/lovverk

Utbygging av fornybar energi berører ulike private og allmenne interesser beskyttet av lovverk som igjen er administert av myndighetene. Det er naturlig å forvente at en mer kompleks prosess, som aktiverer ulike lovverk og myndigheter, kan medføre en mer tidkrevende og forutsigbar prosess. Flere vetopunkter vil finnes i systemet, og flere hensyn vil måtte tas. På den andre siden vil organisatoriske ordninger innrettet for bedre koordinering av lovområder og administrative enheter redusere tidsbruk og andre transaksjonskostnader for utbygger, og øke forutsigbarheten i konsesjonssystemet. Denne studien undersøker hvorvidt raskere utbyggingstakt i Sverige og Skottland var foranlediget av bedre koordinering mellom ulike myndigheter i konsesjonsprosessen sammenlignet med Norge.

Involvering fra berørte interesser

Berørte interesser spiller en sentral rolle for utbyggers valg av prosjekt og sjansen for at prosjektet og eventuelt tilstøtende nettutbygging til slutt vil bli ansett som legitime og få endelig godkjennelse fra sentrale konsesjonsmyndigheter. Berørte interesser omfatter grunneiere og andre lokale interessenter, samt nasjonale organisasjoner som representerer berørte interesser som miljøvern. Berørte interesser kan inngå i uformelle og formelle beslutningprosesser forut for og i løpet av konsesjonsprosessen.

Generell kunnskap fra forhandlingsteori er at økt deltakelse i beslutningsprosesser i første omgang reduserer effektiviteten av prosessen, men øker legitimiteten til resultatet. Effektiviteten til prosessen vil dermed antas å synke med antall berørte parter som formelt og uformelt gis adgang til påvirkning i prosessen, ved at både transaksjons- og koordineringkostnadene samt uforutsigbarheten øker. Denne studien vil undersøke hvordan berørte interesser gis anledning til å øve innflytelse i konsesjonsprosessen, herunder formelle høringsfrister og faktiske tidsrammer som settes for berørte parter til å fremme sine interesser, private såvel som offentlige høringsinstanser.

VEDTAKSFASEN – VILKÅR FOR KONSESJON

Etter endt behandling bestemmer myndighetene om utbygger får konsesjon eller ikke. Konsesjon kan gis på ulike vilkår som kan være mer eller mindre omfattende og tyngende for utbygger. Vilkår som gis kan inkludere kompensasjon til lokale interessenter og rettighetshavere for ulemper

og rettighetsavståelser. Som indikert ovenfor kan slike kompensasjoner gis allerede i førsøknadsfasen på frivillig basis og virke positivt på lokal aksept for utbygging og også minske konfliktnivået. Kompensasjoner kan imidlertid også være formelt definerte av lov og forskrifter som en kostnadspost utbyggere må ta hensyn til i sin kalkyle. Kompensasjoner kan gis til såvel private interesser som lokalsamfunn i form av fylker, kommuner og grender.

Vilkår gitt for konsesjon kan videre inkludere ulike avbøtende tiltak for å hindre eller rette opp naturskade, utslipp av forurensende stoffer og for å redusere effekter med potensielt helseskadelige effekter. Typisk er at det for utbygging av vannkraft settes vilkår om damhøyde og minstevannsføring i elver, fisketrapper og fiskeveier. For vindkraft vil typiske tiltak være støygrenser, og støydempende tiltak, og for forbrenningsanlegg av bioenergi vilkår om utslippsgrenser for ulike stoffer. For alle utbygginger vil typiske tiltak inkludere opprettelse av naturskade fra anleggsfasen og avfallshåndtering i prosjekt og driftsfase, ulike kontroll- og rapporteringssystemer.

Slike vilkår kan være mer eller mindre omfattende og gi ulike begrensninger for anlegg i driftsfase. Visshet om at svært strenge vilkår vil bli satt kan redusere viljen til å søke konsesjon. Det samme gjelder uforutsigbarhet om hvilke vilkår som vil bli satt for endelig konsesjon. Selv om det enkelte krav kan ha liten påvirkning på utbyggers vilje og evne til utbygging, kan det tenkes at de samlede krav kan ha en slik effekt. Denne studien undersøker om omfang av vilkår settes ulikt i de tre landene og kan vurderes å ha effekt på observert utbyggingstakt.

2.1.2 Nasjonale støtteordninger

Siden markedsprisen på energi gjennomgående er for lav for å rettferdiggjøre investeringer på rent privat-kommersielt grunnlag, opererer de fleste land med en eller annen for investerings- og/eller driftsstøtte for fornybar energi. Vanlige former er direkte statstøtte, ulike former for markedsbaserte støttesystemer som kvoter og sertifikater med pålegg om konsum av en viss andel fornybar energi, samt pålegg om andel fornybar energi kombinert med garanterte minstepriser til produsent, det vil si ulike former for feed-in tariffer. Denne studien dokumenterer endringer i slike støttesystemer og sammenligner støttenivået mellom landene. Vi forventer en høy investeringsvilje og innfasingstakt i land som har støtteordninger som gjør fornybare energityper mer konkurransedyktige relativt til andre energityper. Dette inkluderer også politikk som gjør fossile brensler mindre konkurransdyktige.

2.1.3 Trekk ved nasjonal infrastruktur

Utbygging av fornybar elektrisitet avhenger av tilgjengelig infrastruktur, det vil si nettkapasitet. Uregulerbar kraft, som vindkraftsproduksjon, er i særlig grad avhengig av et velutbygget nettsystem siden back-up-forsyning må sikres i perioder med dårlige vindforhold.

Manglende nettkapasitet kan utgjøre en risiko for å sette i gang prosjektering av fornybar energi, avhengig av driftsregimet for eksisterende nett. Prioritert innmating i perioder med høyt produksjonspotensiale kan være nødvendig for å gjøre marginale prosjekter lønnsomme.

Nettarifferingsregimene er en annen faktor som kan påvirke lønnsomhetsvurderingen av nye prosjekter. Betaling av anleggsbidrag for forsterkning av nett og høye tariffer for innmating og overføring av kraft kan utgjøre en betydelig kostnad for utbyggere, særlig hvis produksjonskapasiteten er lokalisert langt fra eksisterende nett og langt fra lastområder.

Hvis utbygging av fornybar energi forutsetter nyutbygging av nett innebærer dette nok en risiko for utbyggerne, knyttet til planlegging og konsesjonsprosesser for nye linjer. På den andre siden vil forutsigbarheten for nye prosjekter øke hvis landene har innført god koordinering i planlegging og konsesjonsutstedelse for produksjonsanlegg og nett.

Denne studien dokumenterer kapasiteten for nett i de tre landene, nettdriftsregimer, det vil si innmatings- og overføringstariffer, i de tre landene og hvilke koordineringsmekansimer som eventuelt er innført for å sikre at produsenter av fornybar kraft møter forutsigbarhet knyttet til nødvendig nettkapasitet.

2.1.4 Trekk ved nasjonal arealplanlegging - Nasjonal prekvalifisering av potensielle prosjekter

For å øke forutsigbarheten for utbygger i fremtidige konsesjonsprosesser og for å redusere transaksjons- og tidskostnader for utbygger vil det være fordelaktig med mest mulig informasjon om konfliktområder og mindre konfliktfylte områder for utbygging i forkant av prosjektplanleggingen. Nasjonal, regional og lokal areal- og reguleringsplanlegging er et instrument som kan sikre større forutsigbarhet for utbygger. Gode arealplaner har allerede kartlagt naturverdier og andre konflikter og avsatt prosjektområder der utbyggere ikke bør søke konsesjon på den ene siden, og på den andre siden områder karakterisert med kombinasjonen lave naturverdier, lite konflikt, og gode energipotensialer. Denne studien dokumenterer grad av pre-prosjektplanlegging i de tre landene og hvorvidt dette har virket inn på dokumentert utbyggingstakt.

2.1.5 Andre faktorer

I tillegg til faktorene fokusert ovenfor har studien åpnet for at datainnsamlingen kunne avdekke også andre faktorer vurdert av betydning for utbyggingstakt. Slike faktorer blir presentert til slutt i de respektive landkapitlene om Norge, Sverige og Skottland.

2.1.6 Samlede rammebetingelser

Som indikert i presentasjonen ovenfor vil effekten en enkelt faktor har på utbyggingstakt kunne forsterkes av at andre faktorer er til stede eller mangler. Kombinasjonen av sterke motiverende faktorer og få modererende faktorer vil gi sterke incentiver til investeringer. På samme måte kan det tenkes at mange modererende faktorer akkumulerer en sterk negativ effekt på investeringsvilje. Analysen til slutt søker å avdekke hvorvidt slike mer komplekse årsaksforhold må trekkes inn for å forstå den relative utbyggingstakten mellom energikilder og land.

3 Design og metode

Utredningen har anvendt *sammenlignende casestudie-metode*. Den analytiske strategien er sammenligning på *to måter*. For det første sammenlignes rammebetingelser for ulike typer energikilder innad i hvert land. For det andre sammenlignes rammebetingelser på tvers av land for de ulike energitypene. Gjennom denne tilnærmingen økes robustheten til konklusjonene som trekkes om likheter og ulikheter i rammebetingelser landene imellom, og hvorvidt og hvordan disse, hver for seg og samlet, har påvirket utbyggingstakten av fornybar energi i hvert av landene.

Alle tilnærminger har fordeler og ulemper. Sammenligning er en metode som effektivt kan få frem særegenheter og likheter mellom to eller flere forskningsobjekter. En av ulempene er at det ikke er mulig helt sikkert å konkludere med årsaksforhold – man må nøye seg med å sannsynliggjøre hva som skyldes hva, innenfor varierende grad av sikkerhet for konklusjonene som trekkes på grunnlag av analysene.[20] Dette skyldes at utvalget av case er lite (i utgangspunktet tre land) og potensielle forklaringsfaktorer mange (såkalt overdeterminering). Vi håndterer dette problemet på flere måter. Vi har forsøkt å redusere antall forklaringsfaktorer ved å velge case som har flere likhetspunkter. Videre har vi ved å splitte de tre landstudiene i tre ulike energiteknologier økt antallet case til 9, noe som øker muligheten for sammenligning og diskusjon av årsakssammenhenger. Men ikke minst tar vi en kritisk tilnærming i diskusjonen av hvilken betydning de enkelte faktorene synes å ha spilt relativt til andre. Fordelene ved tilnærmingen er imidlertid også viktige: problemstillingens natur, det vil si hva kan forklare utbyggingstakt, inviterer til en utforming av studien som gir rom for en rik kontekst. Selv om studien struktureres rundt faktorer satt opp på forhånd (rammeverket i kapittel 2) åpner den for å fange opp 'andre faktorer' som kan ha spilt en rolle for å forklare spesifikk utbyggingstakt i det enkelte land.

Studien hviler på flere typer datakilder. Den anvender offentlige dokumenter, rapporter og utredninger fra regjeringer, departementer og direktoratsnivå samt informasjon lagt ut på offentlige nettsider. Videre anvendes informasjon publisert på hjemmesidene til aktører i energibransjen. Vi har dessuten gjennomført omlag 30 semistrukturerte intervjuer med representanter for myndigheter og industri i de tre landene, varierende fra én til tre timer der disse har gitt sine inntrykk av hvilke rammebetingelser som virker motiverende eller modererende på investeringsvilje. Videre har studien anvendt andrehåndskilder som tidligere forskningsstudier publisert i vitenskapelige tidsskrifter og bøker. Mangfoldet av datakilder har gjort det mulig med krysskontroll av datakvalitet.

---

[20] Årsaken til at en sammenligning med få case – forskningsobjekter – i noen tilfeller blir sett på som svakere enn for eksempel statistisk analyse henger sammen med at det i mange tilfeller ikke er mulig å gjøre såkalt kontroll for tredjevariabel. Det betyr i praksis at det er vanskeligere å vite i en analyse med få case, om de sannsynliggjorte årsaksforholdene avdekket i analysene er forårsaket av bakenforliggende årsaker (spuriøse sammenhenger) eller variabler utenfor modellen.

Rapportens struktur er preget av valgene vi har belyst ovenfor. Utgangspunktet for studien er en rik kontekst i form av beskrivelse av energisystemene i de tre landene, belyst i kapittel 1. Videre er potensielle forklaringsfaktorer spesifisert i kapittel 2 med åpning for at også andre faktorer kan avdekkes i løpet av utrdningsprosessen. Resten av rapporten er i praksis styrt av behovet for å skape sammenligningsgrunnlag på tvers av land og energikilder.[21]

[21] Dette til tross for svakhetene til tilnærmingen nevnt ovenfor.

4 Norge

Som vist i innledningen så Norge en relativt lav innfasingstakt av fornybar energi på 2000-tallet, men har opplevd et visst taktskifte for vannkraftutbygging de siste par årene. Samlet sett har fornybarandelen av energiforbruket gått kraftig ned fra 1990 til i dag på grunn av økt bruk av fossilt brensel i olje- og gassproduksjonen og i transportsektoren. Norske myndigheter har så langt satt relativt beskjedne indikative mål for økningen i produksjon fra fornybar energi, men forhandler for tiden med EU om nasjonale mål under fornybardirektivet.

Dette kapitlet presenterer videre rammebetingelser for utbyggere av fornybar energi i Norge, slik de har fungert de senere år samt nylig vedtatte og planlagte endringer. Først presenteres trekk ved konsesjonsprosessen for vann- og vindkraft samt fjernvarme/kraftvarme basert på biomasse. Videre presenteres henholdsvis støttesystemer for fornybar energi, ulike aspekter ved nettkapasitet og kostnader for produsenter, samt rollen norske planmyndigheter har spilt for å avklare arealtilgang (såkalt prekvalifisering) for fornybar energi, alle viktige bakgrunnsfaktorer for å redusere usikkerheten eller øke forutsigbarheten for selskaper som bruker tid og ressurser på prosjektering av fornybar-anlegg.

4.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosesser

I Norge er energiloven utformet slik at alle anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av energi trenger konsesjon for å bygges og drives (Olje- og Energidepartementet, 1990). I tillegg er enkelte typer anlegg underlagt også andre konsesjonskrav etter andre lover. Dette kan for eksempel være konsesjon etter industrikonsesjonsloven, vannressursloven, vassdragsreguleringsloven, behandling etter plan- og bygningsloven, eller forurensningsloven.

4.1.1 Generelt om de norske konsesjonsmyndighetene

Konsesjonsmyndigheten er en samlebetegnelse på de organer som formelt er ansvarlige for behandlingen av en konsesjonssøknad. Disse inkluderer Stortinget, regjeringen, OED og NVE. Selv om andre fagdepartementer kan ha en viktig rolle i konsesjonsbehandlingen regnes de ikke inn under konsesjonsmyndigheten. I praksis er det som regel NVE som forestår konsesjonsbehandlingen og koordinerer med andre berørte organer. Hvem som forestår endelig konsesjonsvedtak varierer med energikilde og størrelse på utbygging. Regjeringen i Statsråd er vedtaksmyndighet for de fleste vannkraftprosjekter med konsesjons etter vassdragsreguleringsloven. NVE er vedtaksmyndighet etter vannressursloven for mindre vassdragsutbygginger, det vil si anlegg under 10 MW og som ikke innebærer magasinregulering. Tidligere ble også slike saker vedtatt av regjeringen. I 2008 ble vedtaksrett for minikraftverk, det vil si vannkraftverk under 1 MW, desentralisert til fylkeskommunen, men saksbehandling med innstilling ble bibeholdt i NVE. I så måte utgjorde endringen ingen reell desentralisering. NVE har konsesjonsvedtaksrett etter energiloven for vindkraft- og varmekraftanlegg som benytter biomasse, samt for konsesjon til nettutbygging. OED er klageinstans for alle konsesjonsssaker.

GENERELT OM KONSESJONSPROSESSENE

For søknader som krever konsesjon etter andre lovverk enn energiloven tilrettelegger OED saken for regjeringen i tilrådings form, men saken forberedes av NVE, som koordinerer arbeidet i meldings- og søkefasen (NVE, 1998). Saken legges av NVE ut til offentlig ettersyn og sendes på høring til lokale myndigheter og organisasjoner. OEDs tilråding utarbeides med utgangspunkt i søknaden fra utbygger, NVEs innstilling og berørte fagdepartementers syn. Vedtaket om utbygging fattes av regjeringen som kongelig resolusjon, med unntak av enkelte store eller kontroversielle saker som forelegges Stortinget som proposisjon.

De underliggende prinsippene for konsesjonsbehandlingen i Norge er at hensynene for og i mot en konsesjon skal gjøres på en helhetlig måte, og at allmenne interesser, som miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet, skal tas hensyn til. Andre hensyn som beredskap og særinteresser kan også veie tungt i vurderingen. Dette skal fanges opp igjennom rutinene for saksgang der prinsippet om at berørte interesser skal høres underveis i prosessen frem mot beslutning av konsesjon (Olje- og Energidepartementet, 2009a: 10).

Konsesjonsbehandlingen roterer rundt tre hovedhensyn: *samfunnsøkonomiske* vurderinger, vurderinger av *miljøpåvirkningene*, samt vurderinger av *teknisk og byggmessig art*. Dette er felles for alle energiproduksjonsanlegg og overføringslinjer det søkes konsesjon om.

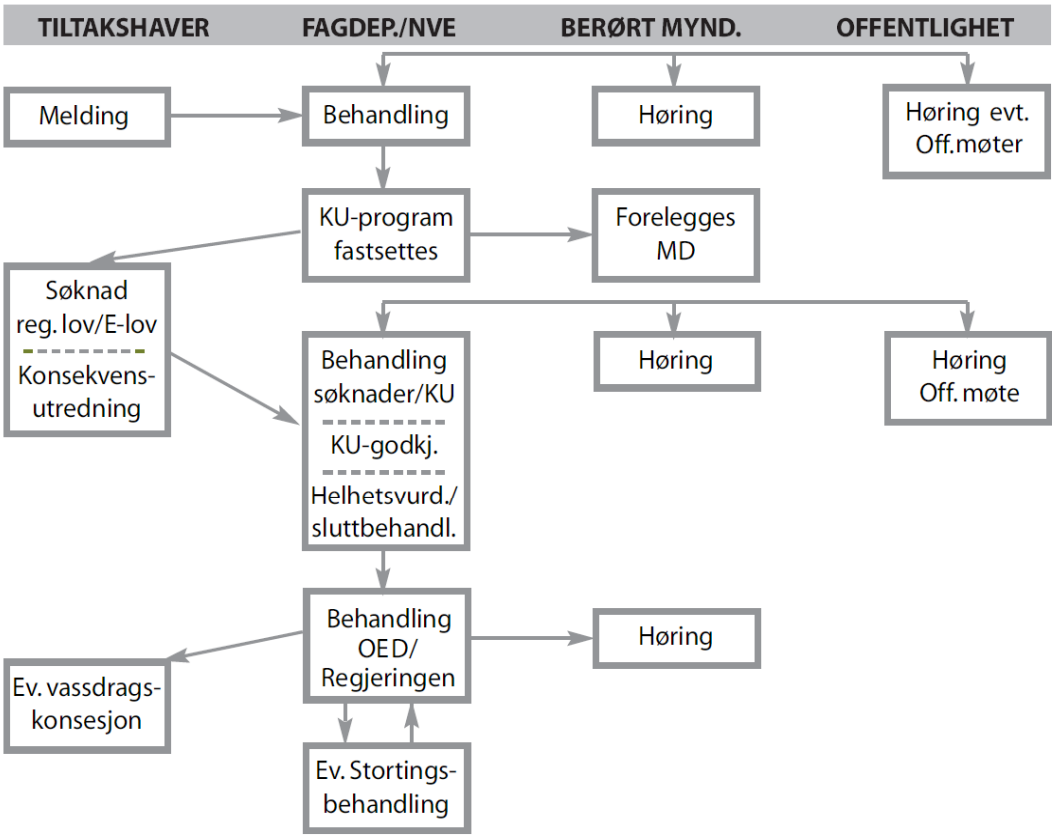
Konsesjonsplikt samt byggetillatelse fra kommunale myndigheter gjelder de fleste energianlegg i Norge. Grensene for hvilke anlegg som utløser konsesjonsplikt og krav om melding og konsekvensutredning vises i tabell 4-1.

Tabell 4-1: Størrelsesterskler i konsesjonsbehandlingen

	Vannkraft	Vindkraft	Fjernvarme
Grense for konsesjonssøknad	Tiltak som kan være til skade eller ulempe av betydning for allmenne interesser. NVE anbefaler at det blir søkt om konsesjon for kraftverk over 1 MW	Spenningsførende elementer >1000kV	>10 MW og eksterne kunder
Grense for konsekvensutredning og melding	>30-40 GWh / >10 millioner m3 damkapasitet <30 GWh behøver ikke melding	>10 MW installert effekt	150 MW forbrenning av mer enn 100 tonn avfall per dag

Saksgangen i konsesjonsprosessen er ulik for anlegg som utløser krav om melding og konsekvensutredning (KU) og de som ikke gjør dette. Fasene i en konsesjonssøknadsprosess med KU er: melding, utredningsprogram, søknad og konsekvensutredning, høring og vedtak (se figur 4-1). For prosjekter som søker etter energiloven uten KU, er saksgangen illustrert i figur 4-2.

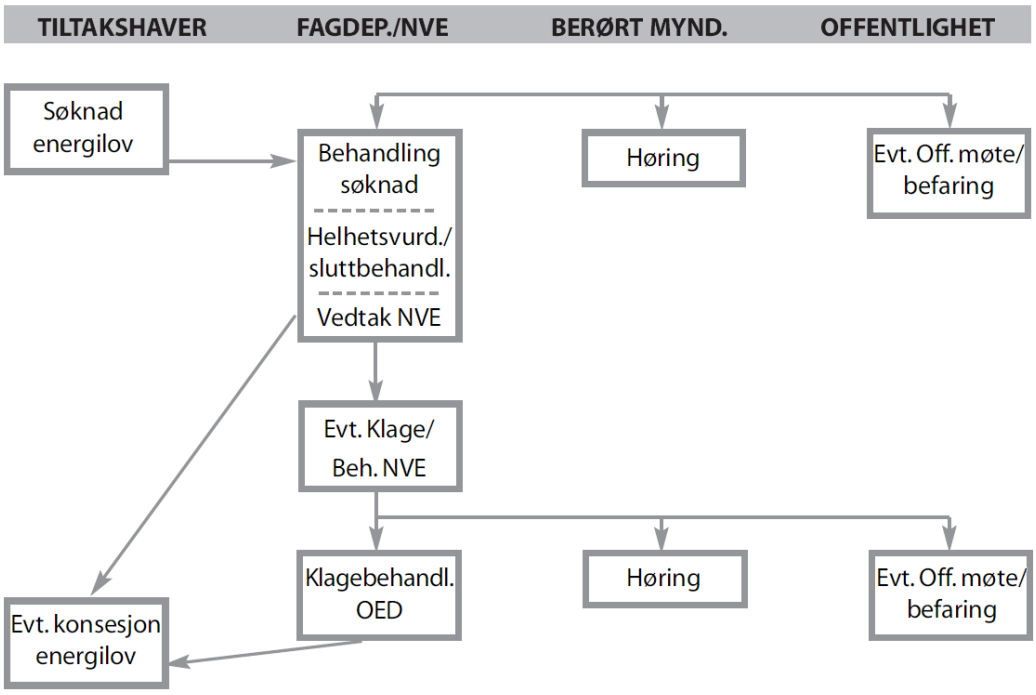
Figur 4-1 Konsesjonsprosessen med melding og KU



Større saker eller saker som medfører bestemte typer konsekvenser starter alltid med melding og konsekvensutredning (KU) etter plan- og bygningsloven. Saker som ikke skal behandles etter plan- og bygningslovens regler om melding og KU, starter med søknad etter vassdragsreguleringsloven og søknad etter energiloven om nødvendige konsesjoner for elektriske anlegg i tilknytning til kraftverket, inklusive kraftledning for tilkobling til eksisterende nett. Ved behandlingen etter vassdragsreguleringsloven kreves konsekvensutredning etter denne. For behandling av elektriske anlegg vises til figur 4.3.

Kilde: OED

Figur 4-2 Konsesjonssøknad etter energiloven uten KU



Figuren illustrerer saksgangen for konsesjonsbehandling av utbyggingssaker etter energiloven, og de vesentligste forskjellene fra saksgangen for utbyggingssaker etter vassdragslovgivningen, jf. figur 4.2.

For anlegg under grensen for KU-plikt sendes søknaden direkte inn til NVE uten den første meldingsrunden. Spesielle regler gjelder for fjernvarmeverk som anvender kommunalt avfall der berørt kommune er ansvarlig utredningsmyndighet. De fleste fjernvarmeanlegg i Norge kommer under grensen for KU, men konsekvenser må likevel avklares og beskrives som en del av konsesjonssøknaden. Kun Hafslunds fjernvarmeanlegg i Oslo, Trondheim Energis anlegg i Trondheim, Skagerak Varme sitt anlegg i Porsgrunn og Agder Energis anlegg i Kristiansand har nådd grensen for pålagt KU (NVE, 2009a).

GRAD AV UAVHENGIGHET OG DESENTRALISERING ELLER SENTRALISERING FOR KONSESJONSMYNDIGHETEN

Som vist ovenfor inkluderer konsesjonsmyndigheten i Norge formelt sett Kongen i statsråd (regjeringen), OED, NVE, og i noen tilfeller Stortinget. I praksis gjøres mesteparten av saksbehandlingen og innstillingen av NVE, men OED involveres også ved sin tilrådningsfunksjon og ikke minst som ankeinstans. For små vannkraftverk (10 MW uten regulering) har NVE vedtakskompetanse for konsesjon. NVE har innstillingsrett og kan anses som politisk uavhengig i enkeltsaker. NVE forholder seg stort sett til styringssignaler og politiske prioriteringer fra politisk nivå. Selv om denne studien ikke har gått dypt inn i selve vedtakene fra regjeringen er det rimelig å vise til at organiseringen gir en større mulighet til politisk påvirkning av enkeltsaker en hva tilfellet ville vært om saken ble behandlet av et direktorat. Våre intervjuer bekrefter også at dette skjer, for eksempel at det blir tatt andre hensyn enn det NVE forespeilet i sin innstilling, enten under konsesjonsbehandlingen eller i klagebehandlingen.

Personer intervjuet har også påpekt det prinsipielt uheldige ved de doble rollene til staten som eier av produksjonskapasitet, sentralnett og mye av regionalnettet og staten som konsesjonsmyndighet. Behandling på politisk nivå skaper større fleksibilitet for politiske hensyn, men vil også potensielt medføre mer uforutsigbarhet og inkonsekvens i behandlingen enn ved for eksempel domstols- eller ren administrativ konsesjonsbehandling.

Norsk konsesjonsbehandling er i stor grad sentralisert, både som følge av at selve søknadsbehandlingen skjer sentralt i NVE, men også på grunn av NVEs rolle i konsesjonsprosessen i utvidet forstand. NVE praktiserer en såkalt forvaltningsstyrt konsesjonsprosess, noe som betyr at tiltakshaver sender inn hele konsesjonssøknaden til NVE, som så foretar all koordinering og forestår hele prosessen videre. Dette berøres nærmere i neste avsnitt.

4.1.2 Før-søknadsfasen

MELDING

I Norge er før-søknadsfasen for nye prosjekter sterkt preget av å være en *forvaltningsstyrt* prosess gjennom systemet fastlagt for melding og fastsettelse av konsekvensutrednings-program. En melding er en tidlig varsling av et planlagt prosjekt som sendes av utbygger til NVE. Meldingen skal redegjøre for prosjektet, de tekniske planene, virkninger som er kjent på meldingstidspunktet og forslag til utredningsprogram for temaer som anses å måtte utredes videre (NVE, 1998). NVE kvalitetssikrer meldinger for å sikre at alle formaliteter i forhold til lover og bestemmelser er fulgt opp.

Meldingen skal bidra til å gi berørte parter informasjon om prosjektet, samtidig som disse får anledning til å komme med uttalelser og innspill. Den sendes derfor på høring til berørte kommuner, fylkesmenn, fylkeskommuner og berørte statlige forvaltningsorganer, i tillegg til organisasjoner som er høringsregistrert hos NVE. Hele meldingen og en forenklet versjon gjøres også tilgjengelig på internett for den offentlige høringen. Under meldingens høringsperiode arrangerer NVE et folkemøte lokalt der søker stiller for å orientere om planprogrammet og dette diskuteres. I denne fasen er de lokale påvirkningsmulighetene på søknad og KU størst (NVE, 1998). Høringsfristen er minst seks uker.

Arbeidet med planprogrammet er en viktig arena for å avklare problemstillinger og planbehov for KU, og er et fleksibelt verktøy for myndighetene for å få utredet viktige områder og mulige konflikter. For konsesjonsprosesser etter energiloven er det NVE som bestemmer innholdet i planprogrammet, forskriftene gir kun rammer for innhold og prosessen. I utgangspunktet skal forslaget til planprogram inneholde (Miljøverndepartementet, 2006):

- Forhold som en tar sikte på å belyse i planforslaget med konsekvensutredning
- Hvilke alternativer som skal vurderes

- Behovet for nødvendige utredninger
- Informasjons- og medvirkningstiltak, herunder særlige tiltak overfor spesielt berørte grupper

NVE sluttbehandler og fastsetter KU-program på bakgrunn av uttalelser fra folkemøtet og de formelle høringsinstansene innkommet til meldingen, tilsvar fra konsesjonssøker og egne vurderinger. Dette har hjemmel i plan- og bygningsloven og forelegges Miljøverndepartementet (MD). KU utføres av tiltakshaver, eller hvem tiltakshaver velger.

Når konsekvensutredningen er gjennomført kan tiltakshaver, om tiltakshaver fortsatt ønsker å gjennomføre tiltaket, utarbeide en søknad om konsesjon for tiltaket. I tillegg skal det utarbeides en brosjyre som presenterer prosjektet og oppsummerer konklusjonene fra konsekvensutredningen.

UTBYGGERS TILTAK FOR Å SIKRE LOKAL AKSEPT

Lokal aksept er en viktig faktor for realisering og positivt utfall av konsesjonsprosessen. Mange aktører kan være relevante her, men lokale grunneiere og spesielt kommunen skiller seg ut som de viktigste aktørene. Det hender at prosjekter som ikke har kommunen med seg får konsesjon, men det er langt fra vanlig. Kommunen er således en nøkkel for å få prosjekter realisert, og dette reflekteres i debattene rundt kraftutbygging. Ofte foregår de lokalt, og konsesjonsmyndighet opplever lite av det presset fra aktører som kommunen gjør. Mye av avstemmingen mellom interesser for og i mot utbygging skjer således på lokalplan, og kommunen stiller seg bak enkelte av disse med beslutningen om den stiller seg negativt eller positivt til konsesjonssøknaden.

Mange faktorer spiller inn på kommunens syn på et forslag til utbygging. Arbeidsplasser til kommunen og eventuelle skader og negative effekter av et mulig tiltak vurderes opp imot hverandre, sammen med andre fordeler og ulemper.

Ulike kompensasjonsordninger anvendes for å gi lokale berørte parter og kommuner et mer positivt syn på utbygging, men disse skiller seg fundamentalt mellom utbygginger av vannkraft og andre typer energianlegg. For vannkraftanlegg er svært mye av kompensasjonsordningene definert fra statens side gjennom lover og forskrifter og gis derfor som vilkår for konsesjon. Dette gjelder ordningene med konsesjonskraft og årlige konsesjonsavgifter til kommunen. Utbyggere kan også pålegges å betale næringsfond. NVE beregner avgiftsbeløp og fordelingen mellom de berørte kommunene. Avgiftssatsen indeksjusteres hvert femte år. Kompensasjonsordningene gjelder imidlertid kun større anlegg regulert etter vassdragsreguleringsloven. Små kraftverk bygd etter vannressursloven kan også pålegges å betale konsesjonsavgift dersom midlere årsproduksjon er over 40 GWh. Disse midlene tilfører enkelte kommuner viktige midler og har stor påvirkning på kommunenes syn på kraftutbygging. Tilsvarende kompensasjon gjennom forskrift finnes ikke for vindkraft- og bioenergibaserte anlegg eller for utbygget infrastruktur, det vil si strømnett.

I tillegg finnes ordninger som utbygger og lokale aktører mer eller mindre frivillig blir enige om, men der den endelige avgjørelsen kan bestemmes gjennom skjønnsretten. Disse vil ofte være forskjellige for de tre kraft-typene. Siden fjernvarme legger mindre beslag på arealer, som oftest er plassert i mer urbane omgivelser og har mindre grad av miljøpåvirkning, er kompensasjonsordninger i langt mindre grad utviklet innen utbygg-inger av denne energitypen enn tilfellet er for vann- og vindkraft.

For vannkraft har kompensasjon til eiere av fallrettigheter endret seg en del de senere årene. Ved større utbygginger tidligere ble verdier av fall-rettighetene beregnet med utgangspunkt i naturhestekrefter og var for-holdsvis moderate. Men i forhold til småkraft er dette mindre relevant, da et viktig parameter i utregningsmetoden er magasinstørrelse, som ofte er svært liten for småkraftanlegg. En dom i høyesterett i 2008 (Ulebergdom-men) presiserte at grunneier skal få del i verdien som utløses ved utbygg-ing, forutsatt at vedkommende kan vise at det er påregnelig at grunneier kunne ha foretatt en utbygging på sine områder. Flere utbyggere bruker etterhvert delvis standardiserte modeller for erstatningssummer for fall-rettigheter, men praksis varierer likevel. Krav til kompensasjon i tillegg til grunneierrettighetene utløses dersom noen kan påvise påvirkning eller ulemper som følge av inngrepet. Dette baseres som regel på rettslig skjønn.

I tillegg til dette er det ikke uvanlig med mer frivillige og andre minnelige ordninger, der kommunen eller ildsjeler i samarbeid med utbygger finner prosjekter som kan sikre brukere av området en viss kompensasjon. Ut-byggere er ofte ikke uvillig innstilt til konstruktive innspill, og det finnes eksempler på fasilitering av naturstier og friluftsområder, restaurasjon av fløtningsdammer, bygging av strender og lignende, i tillegg til mer van-lige avtaler som bygging og utbedring av veier og lignende.

Ved større utbygginger av vannkraft har en annen frivillig kompensa-sjonsordning blitt mer vanlig. Dette gjelder utbyggingsavtaler mellom kommunen og utbygger, som skal sikre kommunen erstatning tilsvarende den statlige ordningen med næringsfond (næringsfond avkortes i såfall mot denne ordningen). Denne ordningen åpner for muligheter til at annet enn kun reelle administrative kostnader for kommunen legges inn i av-talen, og kan dermed gi større kompensasjonsbeløp.

For vindkraft har det etterhvert manifestert seg mer eller mindre formelle kompensasjonsordninger, enten i form av utvikling av konvensjoner og forhandlingsmodeller, eller som følge av rettsavgjørelser. Det såkalte "Kjøllefjordskjønnet" etablerte en praksis for erstatninger for vindkraft. Før 2000 var det ikke ekspropriasjonsmuligheter for vind, men inspira-sjon av danske ordninger har bidratt til etablering av konvensjoner for er-statninger her i landet også. Det mest vanlige er at det etableres en tredelt erstatning:

- Erstatning for teknisk areal som varierer
- Betaling for installert effekt (NOK 70 000 per MW, justert etter 2007-kroneverdi)
- Årlig leie på 3500 NOK per produsert GWh

De to første betales som engangssummer, mens den siste etableres som en årlig leie, som da i realiteten blir et påslag i produksjonskostnadene for utbygger på 0,35 øre per kWh.

For fjernvarme er kompensasjonsordninger i liten grad vanlig, dersom man ser bort fra avståelse av grunn til varmeenheten. Intervjuer foretatt i NVE viser et inntrykk av at de nærmeste naboene ikke er ubetinget positive før utbyggingen, men at dette bedrer seg noe etter at fjernvarmeverket er bygget.

4.1.3 Søknadsfasen

KRAV TIL SØKNAD OG KONSEKVENSUTREDNING (KU)

For vannkraft og vindraft er dokumentasjonskravene omfattende, og er i hovedsak knyttet til KU og påvirkningene i miljøet rundt kraftverkene. I tillegg bygger søknaden på dokumentasjon på det samfunnsøkonomiske grunnlaget. Som tidligere nevnt vurderes konsesjonssøknaden etter tre hoveddimensjoner: *Samfunnsøkonomiske* vurderinger, vurderinger av *miljøpåvirkningene*, samt vurderinger av *tekniske og byggmessig art*. Dette er felles for alle typer konsesjonssøknader etter energiloven. For de tre energitypene som vurderes her vil de tre vurderingene likevel ha forskjellige utfordringer. Fjernvarme skiller seg noe fra vann- og vindkraft ved at det er mindre arealkrevende, samt at disse anleggene som regel befinner seg i mer urbane områder og derfor har mindre påvirkning på naturmiljøet. Dette må dokumenteres i søknaden, men er som regel en mindre del av konsesjonsmyndighetens vurdering. For fjernvarme har vurderingene i større grad kretset om de tekniske spesifikasjonene av anlegget, samt det samfunnsøkonomiske vurderingsgrunnlaget, som begge må dokumenteres grundig av utbygger. I en del tilfeller foreligger det konkurrerende søknader. Dersom det er flere konkurrerende anlegg skal det med høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet under ellers like forhold innstilles til konsesjon.

Vannkraft er ofte lønnsomt i utgangspunktet, men har likevel krav til dokumentasjon av det samfunnsøkonomiske grunnlaget for tiltaket som ansøkes. Vindkraft er i dag ikke lønnsomt uten støtte, og dokumentasjon for det samfunnsøkonomiske grunnlaget for utbyggingssøknaden er således viktig. Her er NVE i dialog med Enova, som har ansvar for eventuell investeringsstøtte, som må til dersom vindkraftanleggene skal være lønnsomme.

Når det gjelder konsesjonsmyndighetens vurderinger av de miljømessige påvirkningene skiller som nevnt vann- og vindkraft seg fra fjernvarme. De førstnevnte har en potensiell og ofte reell påvirkning på omgivelsene som må vurderes opp i mot fordelene av et tiltak. Dette skal dokumenteres uansett, men i forskjellig grad avhengig av om tiltaket er KU-pliktig eller ikke. For vindkraft består som oftest dokumentasjonen av visuell påvirkning, fuglepåvirkning, støyvurderinger og påvirkning på rein. For vann kreves det som regel dokumentasjon av biologisk mangfold knyttet til vassdraget. Dette er gjerne dokumentasjon av fiskebestand og påvirkning av disse og av planteliv som mose.

Den siste hovedkategorien av dokumentasjonskrav anleggene vurderes etter er det *tekniske og byggmessige*. Her varierer utfordringene mellom de tre energitypene og sikkerhetsmessige aspekter må dokumenteres ut fra hver konstruksjons spesifikasjoner.

4.1.4 Søknadsbehandlingsfasen

NVE sender søknaden og KU, dersom det er krav om en slik, samt en oppsummering av KU, samlet på høring til aktuelle høringsinstanser, samtidig som det kunngjøres i Norsk lysingsblad og lokalpresse. Høringsfristen settes normalt til rundt seks uker fra utsendelse. Ofte arrangerer NVE også et lokalt folkemøte. Høringen av søknad og evt. KU får inn synspunkter fra berørte interesser på de foreliggende planene og de forskjellige alternativene. I denne fasen er det åpent for alle å komme med begrunnede synspunkter på om, eventuelt hvordan, planene skal gjennomføres. Forslag til avbøtende tiltak er også mulig å gi innspill til. Enkelte offentlige instanser har ansvar for å vurdere søknaden og eventuelt KU i forhold til eget ansvarsområde. Dette kan være Direktoratet for naturforvaltning (DN), fylkesmennenes miljøavdelinger og fylkeskonservatorene (NVE, 1998). Til slutt får tiltakshaver anledning til å kommentere innkomne innspill fra høringsrunden. NVE kan også be om at enkelte aspekter belyses særskilt. NVE gjennomfører ofte befaring i området, eller et åpent møte ved større saker.

EFFEKTIVITET I BEHANDLINGEN - KONSESJONSMYNDIGHETS TIDSBRUK

Norsk konsesjonsmyndighet har mottatt kritikk for tidsbruk i konsesjonsbehandlingen. Den vanlige behandlingstiden etter mottatt melding har for vann vært på to til fem år, for vind to til seks år, og for fjernvarme en del mindre. Likevel er det mange eksempler på lengre tid etter innsendt søknad, og i våre intervjuer har det fremkommet saker der det har tatt to år å få tildelt saksbehandler. En foranliggende årsak var et taktskifte i innsendte søknader fra rundt 2002-2003 etter mange år men relativt lite aktivitet. I 2008 toppet kapasitetsproblemene seg i NVE og daværende avdelingsdirektør for konsesjons- og tilsynsavdelingen leverte sin oppsigelse i protest mot manglende bevilgninger. I etterkant av denne saken ble avdelingen tilført ekstramidler og nye stillinger for å fremskynde konsesjonsbehandlingen ble opprettet. NVE har i tillegg innført andre tiltak for å hanskes med den store mengden søknader, slik som prioriteringskriterier (NVE, 2009b). NVE har laget en liste med kriterier som søknaden blir sortert etter i stedet for behandling etter innsendt rekkefølge. De mest sannsynlige – eller ”viktigste” sakene får høyest prioritet, og blir således behandlet først (NVE, udatert). Med dette grepet forlater NVE delvis prinsippet om kronologisk behandling. De presiserer også at kriteriene kan endres over tid ”på grunnlag av politiske beslutninger, endrede rammebetingelser av hver sakstype eller endringer i bemanningssituasjonen” (NVE, udatert).

Til tross for den anstrengte kapasitetssituasjonen presiserer NVE at saksbehandlingen ikke synes å ha vært det viktigste hinderet for faktisk utbygging siden det hele tiden har ligget ferdige behandlede konsesjoner (rundt 3000 MW i dag) som ikke har blitt utbygd til tross for positivt vedtak.

NVE mener at for vind er tidsbruken mindre problematisk, mens det for fjernvarme kan forårsake problemer: "Større utsettelser pga. NVE kan forhindre rasjonelle varmeløsninger i områder der slik utbygging av større bygg med varmeløsninger er nært forestående." (NVE, 2009b:5). For vann kan tidsbruken være en reell forsinkelse. Likevel, NVE har for vind hatt en reell pause i behandlingen på et par år. Dette har oppstått som følge av arbeidet med automatisk konfliktvurdering, og sumvirkninger som skal vurderes for flere prosjekter sett i sammenheng. I denne perioden er det i liten grad truffet vedtak i det NVE har prioritert å jobbe for å standardisere utredningsprogrammet.

INVOLVERING FRA OFFENTLIGE MYNDIGHETER OG ANDRE BERØRTE PARTER

Tidsforløpet i konsesjonsprosessen er i stor grad betinget av omfang av utbyggingen, omfang av høringsuttalelser og konfliktnivået. Høringsfristen i Norge er ikke strengt lovregulert men praksis er at den settes til seks uker for berørte private parter og organisasjoner. Større, mer velorganiserte aktører ser ut til å håndtere høringsfristene i tilstrekkelig grad til å bli hørt.

Trekk ved involveringen fra visse andre myndigheter synes å være et gjennomgangstema for hvorfor mange konsesjonssøknader drar ut i tid og skaper uforutsigbarhet.

Hvem som er relevante myndigheter varierer mellom sakene. For vann- og vindkraft er det generelt flere som skal involveres og samarbeidet dem imellom har hatt varierende grad av effektivitet. Vi kan dele myndighetene som er involvert i konsesjonsprosessen inn i to deler, fagmyndighetene, eller sektormyndighetene med ansvar for hvert sitt fagområde på den ene siden, og myndighetene som er involvert etter geografisk relevans og forvaltningsnivå. De myndighetene som oftest er involvert i konsesjonsprosessen er:

Sektormyndigheter:

- Riksantikvaren (kulturminner og §9)
- Direktoratet for Naturforvaltning
- Statens forurensningstilsyn (SFT)[22]
- OED
- MD

Andre myndighetsinstanser som alltid er involvert i prosessen er:

- Kommunen
- Fylkesmannen
- Fylkeskommunen

[22] Fra 2010 endret navn til Klima- og Forurensningsdirektoratet

Samarbeidet mellom myndighetene kan fungere godt, men flere av intervjuobjektene peker på fragmentering som et problem. For sektormyndighetene har samarbeidet mellom NVE og den enkelte sektormyndighet vært preget av at myndighetsinstruksen gir disse ansvar for forskjellige mål. Sektormyndighetene har ikke fått tildelt felles oppgave om å sikre en viss måloppnåelse for utbygging av fornybar energi slik vi ser er tilfelle i en rekke andre land. Det samme gjør seg gjeldende på regionalt nivå der fylkesmannens miljøvernkontor har en viktig rolle som vakthund for naturvernverdier, men ingen instruks knyttet til implementering av nasjonale mål for fornybar energi, slik vi ser er tilfellet i enkelte andre land.

For å lette koordineringen mellom sektormyndighetene gjennomføres det i vindkraftsaker tematiske konfliktvurderinger som anvendes av NVE som grunnlag for konsesjonsbehandlingen. Alle prosjekter konfliktvurderes av sektormyndighetene som en del av NVEs ordinære høring av meldinger og søknader, og vurderingene skal oversendes NVE innen to uker etter ordinær høringsfrist. Målsetningen skal være å bidra til å finne vindkraftprosjekter som i størst mulig grad kan forenes med de ulike sektorinteressene. Temaene som inngår i konfliktvurderingene er:

- **Reindrift** - konfliktvurdering foretas av Reindriftsforvaltningen
- **Forsvaret** - konfliktvurdering foretas av Forsvarsbygg
- **Miljø og kulturminner** - konfliktvurderingen foretas av DN og Riksantikvaren

Prosjektene kategoriseres etter følgende generelle karakterskala:

- **Kategori A:** Ingen konflikt
- **Kategori B:** Mindre konflikt
- **Kategori C:** Middels konflikt, men mulig å redusere denne ved avbøtende tiltak som for eksempel mindre justeringer av parken som flytting eller fjerning av et mindre antall vindturbiner. Eventuelt et område med stor verdi, men stor usikkerhet om konfliktgrad, men hvor sektormyndighet tror konfliktgraden vil være stor (”føre var”).
- **Kategori D:** Stor konflikt, men mulig å redusere denne ved avbøtende tiltak som for eksempel omfattende justeringer av parken som flytting eller fjerning av et større antall vindturbiner.
- **Kategori E:** Svært stor konflikt. Avbøtende tiltak vil ikke kunne redusere denne.

DN og Riksantikvaren gir en samlet karakter for temaet Miljø og Kulturminner etter delvurderinger, noe som viser til samordning disse myndighetene imellom. Av 109 vurderte prosjekter (konsesjonssøkte og meldte) har disse myndighetene plassert kun sju prosjekter i kategori B og ingen i kategori A, noe som klart indikerer deres fremtredende rolle som motspiller for utbyggerne.

Søknadsbehandlingen kan også dra ut i tid på grunn av manglende fordeling av ansvar for hvordan overordnede politiske rammer skal omsettes i praksis. Miljøverndepartementet setter rammene for konsekvensutredninger men har i liten grad fulgt opp arbeidet med operasjonalisering av

hvordan overordnede rammer skal gjennomføres i praksis. NVE har derfor tatt på seg oppgaven å lage veiledere for utbyggerne. I konkrete saker er det likevel ikke uvanlig at miljømyndighetene ber om nye analyser og tilleggsdokumentasjon under selve søknadsbehandlingen av faktorer som de ikke mener er behandlet godt nok i konsekvensutredningen. Dette øker kostnadene for utbyggere i forhold til en situasjon der miljøkrav var godt definerte på forhånd.

Et konkret tilfelle der det i dag savnes spesifikke retningslinjer er knyttet til den nye loven om biologisk mangfold og hvordan denne i praksis skal implementeres som krav til forundersøkelser for utbyggingsprosjekter. En annen konkret situasjon har oppstått ved miljømyndighetenes krav om dokumentasjon av sumvirkninger når flere anlegg ønskes bygget i et spesifikt område. Ved opphopning av søknader for et visst område kan dette skape uendelige muligheter for sumvirkninger, uten at en håndterbar avgrensning er gjort på forhånd. Som indikert ovenfor har dette problemet vært knyttet til vindkraft. Det finnes imidlertid også eksempler på at krav til ny dokumentasjon har medført at søknaden fjernvarmeutbygging til store prosjekterte bygg har blitt trukket søknaden og en annen energibærer valgt.[23]

Flere av intervjupersonene har trukket frem rollen til Riksantikvaren og Fylkeskommunen som særlig problematiske. Disse myndighetene forvalter kulturminneloven der § 9 plikter utbygger eller det ansvarlige forvaltningsorgan å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner og der kartleggingen ikke nødvendigvis pålegges i forkant av et tiltak, som en del av KU, men i selve søknadsfasen. Fylkeskommuen kan kreve utredning av store tiltaksområder for kulturminnevern, noe som forsinker og fordyrer KU-prosessen med opp til et år siden slike undersøkelser må gjøres i sommerhalvåret når området er snøfritt, uansett ansett som unødig ressursbruk all den tid loven også har bestemmelser om automatisk vern og varslingsplikt hvis utbyggingen avdekker kulturminner (NVE, 2004). Fylkesmannen på sin side fremhever at ikke kun skade på kulturminner, men også tiltak som utilbørlig skjemmer dem visuelt omfattes av loven, noe som taler for forhåndsundersøkelser.

4.1.5 Vedtaksfasen

Etter endt behandling vil NVE gjøre en innstilling i saken. Denne prosessen varierer en del i tid, avhengig av hvilken type kraftverk det er snakk om. For det første vurderes det om utredningsplikten er oppfylt. Vesentlige mangler kan føre til krav om tilleggsutredninger. Dersom denne er oppfylt vurderes tiltakets ulemper opp mot fordelene, med utgangspunkt i foreliggende innspill, samt tiltakshavers kommentarer til disse. Hovedpunktene trekkes ut og det drøftes og konkluderes om tiltaket skal få konsesjon, eventuelt om denne skal gis for redusert tiltak. De samfunnsmessige fordelene skal klart oppveie ulempene dersom konsesjon skal gis.

---

[23] For enkelte småkraftprosjekter påpeker intervjupersoner at endringer i krav til miljøutredning forsinker og fordyrer prosjekter og at forsinkelsen kan bety at prosjekter som var lønnsomme ved planleggingstidspunktet ikke bygges ut fordi andre rammebetingelser som endrer seg underveis i prosessen gjør prosjektet mindre lønnsomt.

VILKÅR FOR KONSESJON

Samtidig fastsetter NVE vilkår for konsesjonen. Dette er vanligvis konsesjonstid, vilkårsrevisjon, konsesjonsavgifter (for vannkraft), sanksjonsbestemmelser, men også avbøtende tiltak som må utføres og spesielle hensyn. For vannkraft er manøvreringsreglementet som følger med en viktig del av vilkårene, men slike regler kan også gis for andre typer kraftverk. For vannkraft settes ofte vilkår om minstevannsføringer, det vil si varierende minstevannføring over året, tilpasset den naturlige variasjonen i vassdraget, høyeste og laveste regulerte vannstand for magasin og vannføring i elver, buffervolum og kjøretider. Videre kan det settes vilkår om terskler for å bevare vannspeil eller laksetrapper, utslipp av fiskeyngel, med mer, for å bevare fiskebestander og ivareta visuelt miljø. For vind er det gjerne tiltak for støyreduksjon, tiltak for å redusere visualitet, eller vern av kulturminner. For fjernvarme er det mindre vanlig med slike vilkår, men egen utslippstillatelse må søkes fra SFT. I denne utslippstillatelsen settes det krav til grenser for utslipp, krav til forbrenningsteknologi, utslippsmålinger, med mer.

OED sender NVEs instilling til en siste høringsrunde til berørte departementer og kommuner, og tiltakshaver kan kommentere den. Tiltakshaver mottar eventuelt tildelingsbrev og endelige vilkår fra OED. Den delen av konsesjonssøknaden som gjelder elektriske anlegg gis til slutt av NVE.

4.1.6 Post-vedtaksfasen

KLAGEBEHANDLING

Et konsesjonsvedtak kan påklages til OED og sendes til NVE for ny vurdering innen klagefristen. NVE oversender eventuell klage til OED for endelig avgjørelse. Svært mange saker påklages i Norge. NVE anslår at vindkraftvedtak konsekvent påklages, at 90 % av vedtakene i nettsaker samt mange av de store vannkraftsakene påklages. I perioder har også mange vedtak i fjernvarmesaker blitt anket. For mindre vannkraftutbyggingen og lokalnett er derimot klageomfanget langt mindre. 15-20 % av småkraftsakene ankes.[24]

I utgangspunktet var klageadgang knyttet til feil i saksbehandlingen (legalitetskontroll), og kunne utløses ved påpekning av at det forelå nye opplysninger som ikke var kommet frem i prosessen. Klageadgang var normalt ikke knyttet til konsesjonsmyndighetenes vurdering.

En rekke intervjupersoner peker på at ankemuligheten i konsesjonssystemet har utviklet seg til et politisk spill med stortingspolitikere i hovedrollen. I stedet for å signalisere prinsippielle føringer som gjerne er vedtatt av Stortinget i utgangspunktet, ses en tendens til at politikerne griper direkte inn i enkeltsaker og gir støtte til krav som ikke er i tråd med retningslinjene som er vedtatt. Stortingspolitikerne gir dermed kontinuerlig støtte til omkamp. De store utbyggingene av sentralnettsystemet brukes som eksempel. Her har Stortinget på den ene siden vedtatt at på grunn av samfunnsøkonomiske kostnader skal det føres en restriktiv

[24] Intervju med Rune Flatby, direktør konsesjonsavdelingen i NVE og Tormod Eggan, leder seksjon for nettkonsesjons, NVE, 2.2.2010.

praksis for kabling.[25] På den andre siden responderer politikerne på krav fra sine lokale valgkretser om at akkurat deres områder bør få kabling.

Andre intervjupersoner har påpekt at interessenter i noen tilfeller har anket systematisk, noe som fører til ytterligere forsinkelser utover den allerede lange saksbehandlingstiden. Enkelte av ankene har rettet kritikk mot NVEs vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet på grunnlag av input-verdiene som er valgt som grunnlag for modellene. Dette har ligget til grunn for en utstrakt anvendelse av klageadganden fra aktører som er mer indirekte berørt av slike fjernvarmeanlegg.

Det pekes av flere intervjupersoner på at tidsbruken knyttet til klagebehandling i OED er svært lang tatt i betrakning at saker allerede er grundig gjennombehandlet av NVE. Klager kan ligge til behandling hos OED i flere år.

4.2 Nasjonale støtteordninger

I 2001 opprettet den norske regjeringen forvaltningsbedriften Enova med mandat til å administerere statstøtten til energiprosjekter fra et energifond finansiert gjennom påslag i sentralnettariffen. Investeringsstøtten ble senere underkjent av EFTA-domstolen for ikke å være i overensstemmelse med EUs statsstøtteregler for beregning av maksimalt støttebeløp. EFTA-domstolen stilte seg også negativt til at støtten var innrettet selektivt med rom for skjønn fra Enova i å peke ut støtteberettigede prosjekter.

Systemet som eksisterer i dag vil bli videreført inntil det planlagte felles sertifikatmarkedet med Sverige eventuelt blir realisert. Investeringsstøtten gis som sagt etter skjønn fra Enova, som først fordeler årlig beløp tilgjengelig fra fondet mellom ulike tiltak etter vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, der enøk-tiltak så langt har fått mye av samlet støtte. Separate årlige tildelinger til vind og fjernvarme gis etter forholdsvis tilsvarende fordelingsmekanismer. I 2009 bevilget Enova 1,1 milliarder til vindkraftprosjekter og rammen for 2010 er satt til omlag en milliard. I perioden 2001-2009 ga Enova støtte til 19 prosjekter med produksjonsevne omlag 2 TWh. To prosjekter ble gitt støtte i 2008 og fire i 2009. I perioden 2001-2008 ga Enova støtte til 3,3 TWh fornybar varme.

Vindkraftprosjekter gis støtte i opp til 15 år. Prosjektet må ikke være lønnsomt uten støtte og må ha fått endelig konsesjon fra NVE og tilgang på tilstrekkelig nettkapasitet. Årlige midler fordeles etter rangering av søknadene etter lønnsomhet (nødvendig støttekrone pr kWh forventet årlig produksjon) og Enova kan velge å ikke dele ut midler et år hvis det er liten konkurranse om disse i en utlysningsrunde. Investeringsstøtten fra Enova skal være utløsende for at anlegget bygges. Utbygger må selv vurdere prisforutsetninger og avkastningskrav, men høyeste lovlige støtte beregnes ut fra følgende forutsetninger:

- Avkastningskrav: 8 % reelt før skatt

[25] NVE, udatert, Jordkabler i stedet for luftlinjer? www.nve.no/no/Bakgrunnsartikler/Jordkabler-i-stedet-for-luftledninger/

- Levetid: Byggetid + 20 år produksjon
- Kraftpris: Siste seks måneders gjennomsnitt av treårs forward tariff observert på Nord Pool ved dato for søknadsfrist
- Inntekt: Kraftpris ganget med forventet energiproduksjon

Enova anslår at den samlede støtten gjennomsnittlig er på rundt 20-25 øre per kWh for vindkraftanlegg, men at støtteandelen vil variere med forventet kraftpris som legges til grunn ved søknadstidspunktet.

Enovas program for fjernvarmeinfrastruktur skal utløse infrastrukturprosjekter som ikke er lønnsomme i utgangspunktet og kompensere for usikker utvikling i varmeetterspørselen. Investeringsstøtten organiseres som en anbudsordning for kjøp av tjenester av allmenn økonomisk interesse der tilbydere vil bli valgt og kompensasjonene fastsatt på grunnlag av konkurranse. De økonomisk mest fordelaktige tilbudene blir valgt i henhold til ulike rangeringskriterier (i prioritert rekkefølge):

- Høy leveringskapasitet per krone (kompensasjon)
- Høyt fremtidig vekstpotensial utover angitt leveringsområde
- Lav samlet fjernvarmekostnad levert sluttbruker

Med leveringskapasitet menes anleggets kapasitet for levering av fjernvarme og -kjøling til sluttbruker i henhold til angitt utstrekning og leveringsområde, det vil si anleggets tekniske leveringskapasitet (GWh/år) basert på effekt og brukstid. Ved beregning av fjernvarmekostnad levert sluttbruker, skal kostnaden på varme levert inn til nettet omfattet av tilbudet (varmeproduksjon og eksisterende overføringsnett) medregnes.

4.3 Nettsystemet

4.3.1 Kapasitet i nett

Det norske nettsystemet er delt inn i stamnett, regionalnett og lokalnett. Stamnettet (vanligvis med spenningsnivå 300 og 420 kV) overfører strøm fra landsdel til landsdel. Det eies og drives av Statnett, som også eier og driver kablene som forbinder Norge med utlandet. Regionalnettet med spenningsnivå 30 kV-130 kV og lokalnettet (normalt opp til 20 kV) eies av ulike selskaper. Mange eier både regionalnett og distribusjonsnett.

På et overordnet nivå kan ikke kapasitetsproblemer i sentralnettet forklare lav utbyggingstakt av fornybar energi. Statnett anslår at sentralnettet vil ha kapasitet til å ta inn 5000 MW ny landbasert vindkraftkapasitet (NVE, 2009b). Imidlertid har flaskehalser betydning for enkeltprosjekter. NVE viser her til at nesten 70 % av påviste norske vindkraftressurser ligger i Finnmark der nettkapasitet er et problem (NVE et al., 2007).

Kapasiteten i regionalnettet og lokalnettet har enkelte steder vært problematisk for innfasing av ny produksjon siden denne da vil fortrenge eksisterende produksjon. Fra januar 2010 innføres tilknytningsplikt for produksjon i Norge. Dette gir insentiver til utbygging også av regional- og lokalnett.

Det norske nettsystemet har vært gjennom en periodemed fokus på effektivisering av drift og kostnadsbesparelser etter dereguleringen i 1990, med den følge at investeringer i nett gjennomgående har vært lave. På denne måten har forbrukerne blitt tilgodesett med relativt lave tariffer for overføring av strøm. Statnetts investeringer i femårsperioden 1996-2003 var vel under 100 millioner NOK per år i gjennomsnitt. Fra 2004 frem til 2009 steg imidlertid investeringene betydelig som følge av arbeidet med ny kabel til Nederland. I lys av stor forbruksvekst i enkelte områder og generelt etterslep i oppgradering har Statnett i de senere år fremmet forslag om og gjennomført investeringer for å bedre forsyningssituasjonen i underskuddsområder. Statnetts nettutviklingsplan for 2009 har identifisert investeringsplaner for 25-40 milliarder NOK frem til 2020 avhengig av hvilken satsing som skjer i Norge knyttet til utbygging av fornybar energi. Med slike investeringer anser Statnett at ytterligere 5000 MW vindkapasitet kan fases inn i systemet (Statnett, 2009).

4.3.2 Kostnader for tilknytning og tariffer for bruk av nett

Netteiere har i Norge rett til å ta ut en tilknytningsavgift (anleggsbidrag) tilsvarende 100 % av kostnader for direkte tiltak i nettet som behøves for å tilslutte seg det nye anlegget (merkostnader), slik som nye kabler, luftledninger, transformatorer, brytere, m.m.. Generelt gjelder det at tilknytningsavgiften stiger med avstanden fra produksjonsanlegg til eksisterende nett og med nettnivå for tilknytningen. Sentralnettstilknytning er mest kostnadskrevende. Generelt gjelder også at anleggsbidrag i Norge beregnes etter "dybdeprinsippet", det vil si at utbygger forplikter seg til ikke kun å betale investeringer knyttet direkte til utbyggingen (for eksempel nye radiale nett) men også forsterkninger i overordnede, maskede nett.

Det er opp til netteier å beregne anleggsbidraget og dette varierer derfor mellom selskaper med den grad av uforutsigbarhet ulik praksis medfører for utbyggere av produksjonsanlegg. Variasjon vil også i praksis finnes for fordeling av kostnader mellom utbyggere som utløser behovet for investeringer og dem som ønsker tilknytning på et senere tidspunkt (såkalte terskeleffekter) siden sentrale retningslinjer ikke er utviklet. I noen tilfeller kan dette føre til at produksjon avventes realisert til nettinvesteringene er gjennomført.

Produsenter betaler nettleie, tariffer for bruk av overføringskapasitet, etter et punkttariffsystem der tariffen er uavhengig av transportavstand, men der tariffen delvis reflekterer kapasiteten i nettet ved tilknytningspunktet. Tariffen har derfor to ledd. Det variable energileddet gjensspeiler marginale tap aktørene påfører nettet ved innmating eller uttak. Tapet øker med høyere utnyttelse av nettet og kan bli stort når kapasitetsgrensene i nettet nærmer seg. Energileddet er lik produktet av en marginaltapssat, som beregnes ukentlig, og systemprisen på kraft. På kort sikt skal det variable leddet gi signal om hvilke kraftverk det vil være mest lønnsomt å kjøre på det gitte tidspunkt. På lang sikt skal forventninger om fremtidig nivå på energileddet gi investeringssignaler om hvor utbygging vil være mest lønnsomt.

Fastleddet legges til for å sikre Statnett full kostnadsdekning innenfor inntektsrammen. Fastleddet for produsenter har i mange år ligget på 0,56 øre/kWh, men ble i 2010 økt til 0,80 øre/kWh blant annet på grunn av planlagt høyere investeringstakt.

I Norge er tariffprinsippene like for regional- og lokalnett, og sentralnettariffens fastledd er normgivende også for fastleddet i regionalnettariffen.

Ulikheter i innmatingstariffer som følge av ulike marginaltapssatser kan virke konkurransevridende for ulike produsenter hvis marginaltapene er systematisk ulike mellom prisområder. Intervjuobjekter i denne studien påpeker imidlertid at ulikhetene over tid ikke har vært store nok til å virke konkurransevridende. Dette betyr imildertid også at lokaliseringssignalene gitt gjennom overføringstariffene ikke har hatt særlig styrke.

Størrelsen på anleggsbidrag og nettariffer kan overklages til NVE og videreklages til OED.

4.3.3 Planleggings- og konsesjonsprosesser for nett

Et problem som er kjent såvel nasjonalt som internasjonalt er manglende koordinering av nett- og produksjonsutvikling, det vil at det ikke bygges ut ny produksjon fordi nettkapasitet mangler samtidig som ny nettkapasitet ikke bygges ut fordi man avventer utbygging av produksjonsanleggene. Norge har innført nettilknytningsplikt for produksjonsanlegg fra 2010 for å understreke at nettselskaper plikter å føre an i dette koordineringsarbeidet.

Slik koordinering forutsetter også kommunikasjon mellom aktører på de ulike nettnivåene. I Norge er systemplananansvaret fordelt mellom ulike aktører. 17 regionalnettselskaper har ansvar for regionale kraftsystemutredninger som plikter å påpeke svakheter i nettet og planlagte utvidelser basert på informasjon fra distribusjonsselskaper, som på sin side er pålagt å utvikle lokale energiplaner. De regionale kraftsystemutredningene skal godkjennes av NVE.

Statnett utvikler sin egen kraftsystemutredning for sentralnettet basert delvis på disse regionale kraftsystemutredningene og delvis på egen analyse av behovet for ny overføringskapasitet. I tillegg til kraftsystemutredningen anvender Statnett en opsjonsmodell der alternative netturviklingsplaner baseres på ulike scenarier for produksjon og forbruk. Det videre koordineringsarbeidet for nettutvikling på nordisk nivå skjer innen Nordel-samarbeidet der Statnett er deltakende norsk part.

I følge NVE er det variasjon i kvaliteten på de regionale kraftsystemutredningene. Dette er ikke unaturlig siden disse igjen delvis bygger på lokale energiutredninger, som er evaluert å ikke fungere etter intensjonen (Sataøen, H., Aall, C., Sijstermans, R. og Mjøs, T. , 2007)

Systemet med lokale energiutredninger er av ny dato i Norge, innført først i 2003. Det pålegger de lokale nettleverandørene som eier og som har ansvaret for ledningsnettet å gjennomføre en årlig energiutredning for samtlige kommuner i sitt konsesjonsområde som skal kartlegge lokalt energiforbruk og gi grunnlag for lokale energiplaner for energiøkonomisering og utbygging av ny fornybar energi.

En evaluering foretatt i 2007 viste at energiutredningene vekker liten interesse lokalt og i liten grad bidrar til å bedre statstikkunderlaget for kommunal energiplanlegging. (Sataøen, H., Aall, C., Sijstermans, R. og Mjøs, T., 2007) Videre anså evalueringen at lokale energiutredninger i liten grad blir fulgt opp, og sjelden koordineres med andre kommunale planprosesser. De lokale energiutredningene blir i følge undersøkelsen sjelden behandlet av nettselskapene i etterkant av offentlige møter eller forelagt behandling i kommunestyre og formannskap. Evalueringen påpeker at kommunene jevnt over mangler kompetanse til å utnytte potensialet som ligger i de lokale energiutredningene. Andelen kommuner som har tilsatt en heltidsarbeidende kommunal miljøvernleder har sunket fra nesten 90 % på midten av 1990-tallet til under 20 % i dag samtidig som mange kommuner har mistet sin energikompetanse etter innføringen av energiloven i 1990.

Foruten koordineringsproblemer knyttet til selve planprosessene kan også konsesjonsprosessen for utbygging av nett utgjøre en barriere for utbygging av produksjonsanlegg, på samme måte som dem beskrevet ovenfor knyttet til konsesjon for selve produksjonsanleggene. NVE er konsesjonsmyndighet for nett i Norge og OED er klageinstans.

En typisk barriere er at manglende koordinering av nett og produksjon i systemplanleggingen forplanter seg inn i konsesjonsprosessene. NVE erkjenner at så har vært tilfelle i Norge og at konsesjonssaker hoper seg opp i systemet fordi de omsøkte anleggene berører områder med manglende nettkapasitet. For å påskynde konsesjonsarbeidet har NVE derfor søkt å fremskynde behandlingen av saker der det finnes ledig nettkapasitet, selv om disse ble omsøkt på et senere tidspunkt. NVE har, som vi så ovenfor, også innført et prioriteringssystem med fremskyndig av saker knyttet til områder med produksjonsunderskudd og søkt å koordinere konsesjonssaker for nett og produksjon i disse områdene.

Konsesjonsprosessen for nett er sydd over samme lest som den for produksjonsanlegg. NVE forestår den aktive koordineringen i alle fasene av prosessen med omfattende aktivitet i innledende runder for å imøtekomme lokal motstand mot utbygging. Tidsbruken for disse prosessene øker med utstrekning av planlagt nettutbygging og viktige sentralnettprosjekter kan oppleve svært lange ledetider gjennom konsesjonsapparatet. Mens lokalnettutbygginger med mindre utstrekning opplever tre års behandlingstid ser vi at enkelte sentralnettforbindelser har ligget i konsesjonssystemet i åtte til ti år. Som for utbygging av produksjonsanlegg hevdes det at systemet for innklaging av vedtak til OED er bakgrunn for en betydelig del av tidsbruken. Selv om NVE lager sin innstilling basert på retningslinjer gitt av nasjonale politikere (Stortinget og regjeringen) anser flere av intervjuobjektene at politikerne systematisk forlater disse retningslinjene og bygger opp om den lokale motstanden. Som eksempel nevnes det at nasjonale politikere har vedtatt retningslinjer som sier at fordyrende bruk av kabling skal unngås på sentralnettnivå. Ved lokal motstand og klage på vedtak støtter, i følge våre informanter, de samme politikerne aktivt opp om kablingskrav fra områder der de henter sin politiske støtte.

4.4 Arealplanlegging (prekvalifisering)

Utbyggingsplanlegging og konsesjonsprosesser kan underlettes ved at områder prekvalifiseres for utbygging gjennom arealplanlegging. Dette er særlig relevant for vind- og vannkraftutbygging som tar i bruk store og miljøsensitive arealer. Utbygging av fjernvarmeverk er mindre arealkrevende og ofte underlettet gjennom soner avsatt til næringsparker og industrivirksomhet.

Det viktigste planredskapet i Norge er plan- og bygningsloven som gir planoppgaver til kommunen (kommuneplaner), fylkeskommunen (fylkesplaner) og staten (rikspolitiske bestemmelser). Fylkeskommunen har et særskilt ansvar for å utarbeide regningslinjer for bruken av arealer og naturressurser i fylket når det gjelder spørsmål som får vesentlige virkninger ut over grensene for en kommune eller som den enkelte kommune ikke kan løse innenfor sitt område og som må ses i sammenheng for flere kommuner i fylket.

Kommuneplanen skal inneholde en langsiktig del som omfatter mål for utvikling, retningslinjer for sektorplanlegging og en arealdel for forvaltningen av arealer og andre naturressurser. Den skal også inneholde en kortsiktig del som omfatter samordnet handlingsprogram for sektorenes virksomhet de nærmeste år.

I tillegg skal kommunene utarbeide reguleringsplan for de områdene i kommunen hvor kommuneplanens arealdel pålegger dette for utbyggingsprosjekter sant for områder hvor det skal gjennomføres større bygge- og anleggsarbeider. Reguleringsplaner skal ellers utarbeides i den utstrekning som er nødvendig for å trygge gjennomføringen av oversiktsplanleggingen etter loven. Reguleringsplanen er en detaljplan med tilhørende bestemmelser som regulerer utnytting og vern av grunn, vassdrag, sjøområder, bebyggelse og det ytre miljø i bestemte områder i en kommune.

Norge har en lang historie med vannressursplanlegging på riksnivå. Flere omfattende verneplaner for vassdrag og en samlet plan for behandling av ikke-vernede vassdrag har innskrenket mulighetsområdet, men samtidig gitt større forutsigbarhet knyttet til hvor det ikke bør planlegges nye vannkraftprosjekter. For Norges vindressurser er det ikke utviklet en tilsvarende nasjonal plan, et arbeid som i mange år har vært diskutert, men der ulike interesser har satt foten ned.

For fylkesnivået har statlige myndigheter laget retningslinjer for utarbeidelse av regionale planer for vindkraft og småkraft (småskala vannkraft) der det skal foretas regionale vurderinger og prioriteringer for å bidra til den mest egnede lokaliseringen av anlegg. Statlige myndigheter oppfordrer også kommunene til å aktivt bruke kommuneplanens arealdel for å tilrettelegge for en bærekraftig utbygging av småkraft (vannkraft). Videre sier loven at konsesjonsmyndigheten i behandlingen av småkraft og vindkraft skal vektlegge de regionale og kommunale planene ved sin behandling av søknader. Av de 19 fylkeskommunene i Norge har per slutten av 2009 kun tre respondert med utviklede vindplaner. Personer intervjuet påpeker at utarbeidede planer er mangelfulle for videre satsing på vindutbygging ved at ”gode vindforhold” har fått en liten plass relativt til andre

hensyn. NVE opplyser at en av planene har svært liten grad av sammenfall mellom avsatte områder til vindkraft og prosjekter konsesjonssøkt.[26] Det er også påpekt at områder utpekt av kommuner som ønsker utbygging av vindkraft ikke er tatt tilstrekkelig hensyn til i fylkesplanen, der kommuneplanen til Bjerkreim og fylkesdelsplanen for Rogaland nevnes som eksempel. Fylkesmannen i Rogaland har påklaget Bjerkreim's kommunedelplan for vindkraftutbygging med at den ikke tar nok hensyn til konflikterende interesser[27].

Med enkelte unntak, har få kommuner klarlagt områder for energiproduksjon i sine kommuneplaner. Situasjonen har derimot ofte vært at kommunen gir dispensasjon fra gjeldende plan eller krav til reguleringsplan for energiproduksjonsanlegg (for mange vannkraftanlegg og til en viss grad for vindkraftanlegg). Kommuner som er enig i lokaliseringen har sett det som unødvendig å håndtere en reguleringsplan for tiltaket parallelt med en søknad om konsesjon for tiltaket etter energi- og vannressurslovgivningen. Det er derfor ikke plikt å utarbeide reguleringsplan for anlegg for produksjon av elektrisk energi. Enkelte kommuner har imidlertid ønsket reguleringsplaner og pålagt utbygger å betale for utarbeidelsen.

I 2008 vedtok Stortinget endringer plan- og bygningsloven for å underlette planleggingen av energianlegg. Endringene trådte i kraft i juni 2009. De innebar en samordning av plan- og konsesjonsprosessene ved at tidligere dobbelbehandling av konsekvensutredninger ble avskaffet. Videre vil det ikke lenger være pliktig å utarbeide reguleringsplan for produksjonsanlegg, og kommunen kan ikke lenger pålegge tiltakshaver å betale for utarbeidelse av slike planer, men må selv bære kostnadene. Der det allerede foreligger arealdel til kommuneplan eller reguleringsplaner som er til hinder for gjennomføringen av tiltak, kan kommunen velge å sørge for nødvendig planendring, eller alternativt gi dispensasjon. For å sikre gjennomføring der kommunen ikke legger til rette for tiltaket gjennom planendring eller dispensasjon, er det bestemt at statlige myndigheter, ved OED, har adgang til å bestemme at endelig konsesjon gis virkning som en statlig arealplan. Dette innebærer at konsesjon for produksjonsanlegg kan gis virkning som en statlig plan.

Omfattende endringer ble gjort for plan- og konsesjonsprosessen for sentralnett der det ble innført unntak for behandling etter plan- og bygningsloven. Tiltak kan nå gjennomføres uavhengig av eventuelle regionale planbestemmelser. Unntaket er ment å få virkninger for rettslig bindende arealbruk fastsatt i så vel eldre som nyere planer og tilhørende planbestemmelser. Endringen gis også virkning for allerede iverksatte konsesjonsprosesser.

---

[26] Stavanger Aftenblad, Fylkesmannen klager på staten, 28.1.2010, www.aftenbladet.no/energi/fornybar/1152476/Fylkesmannen_klager_paa_staten.html.
[27] Fylkesmannen i Rogaland, www.fylkesmannen.no/hoved.aspx?m=4474&amid=1310450

Lovendringene forenklet med andre ord prosessen knyttet til utbygging av energianlegg. For produksjonsanlegg og nettutbygging på lokal- og regionalnivå vil det fremdeles være nødvendig å avklare arealbruken med kommunene, selv om behandling etter plan- og bygningsloven ikke lenger er pliktig. Kommunene har i sine arealplaner definert rundt 80 % av Norges areal som landbruks-, natur-, og friluftsområder (LNF-områder) og en omfattende omregulering vil være nødvendig for videre utbygging, særlig av vindkraft. Om dette ikke skjer sikrer lovendringen muligheter for statlige myndigheter å gripe inn for å sikre gjennomføring av konsesjonsgitte anlegg. Slik inngripen vil imidlertid kunne innebære store politiske kostnader.

4.5 Andre forhold

SKATTESYSTEMET

Flere intervjupersoner har påpekt at skattesystemet på ulike måter påvirker lønnsomhet og dermed inngår i vurderinger av samlede rammebetingelser i beslutninger om utbygging. *Eiendomsskatt* fastsettes frivillig av og betales til kommunene. Den varierer mellom kommuner og kraft-typer. Maksimumsbeløpet er sju promille av verdien på eiendommen og skatten forventes ikke alene å være utslagsgivende for lønnsomheten. For vannkraftverk betales *grunnrenteskatt* som ilegges med begrunnelse i at innsatsfaktoren, vann, er en fellesressurs som er kostnadsfri for vannkraftprodusentene. Skattesatsen er 30 % toppbeskatning på anlegget og innslagspunktet er 5,5 MW installert effekt. Dette fører til en klar tilpasning ved at enkelte anlegg bygges til 5,5 MW – men ikke større. Vanlig *utbytteskatt* er noe alle bedrifter betaler, og som ligger på 28 prosent for utbytte av overskudd. Den siste relevante skattetypen for vannkraft er *naturressursskat*. som beregnes av et gjennomsnitt av siste syv års produksjon, der det fordeles 1,1 øre/kWh til kommunen, og 0,2 øre/kWh til fylkeskommunen. Naturressursskatten er uavhengig av selskapets lønnsomhet.

4.6 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge

Et generelt funn her er at god prosjektlønnsomhet er den viktigste *motiverende* faktor for utbyggere av fornybar energi i Norge, pekt på av stort sett alle intervjuobjektene fra både selskaper og forvaltning. Den ulike utbyggingstakten observert for de tre energitypene reflekterer ulik grad av lønnsomhet. Store deler av det gjenværende vannkraftpotensialet i Norge er regnet som lønnsomt å bygge ut uten støtte, mens fjernvarme anses å være i grenseland. Vindkraft er avhengig av Enova-støtte for å kunne drive i overskudd med dagens kraftpriser.

Statsstøtten gjennom Enova-systemet har derfor vært en viktig motiverende faktor for fjernvarme- og vindkraftprosjekter som faktisk *har* blitt bygget ut. På den andre siden virker innretningen av det norske støttesystemet *modererende* på faktisk investeringsvilje og utbyggingstakt. Prosessen med å få statsstøtte er preget av uforutsigbarhet på grunn av begrenset antall prosjekter som kommer gjennom nåløyet hvert år og på grunn av at prosjektene ordnes etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Ved prosjektstart er det umulig for selskaper å vite hvor i køen prosjektet vil komme, hvorvidt prosjektet vil bli gitt støtte eller eventuelt når støtten vil bli gitt.

Enova-støtten krever imidlertid konsesjon fra NVE og tilgang til nett for å utløses.Nettselskapene avventer derimot utbygging av nett inntil prosjekter har fått støtte. Dermed forsterker støttesystemet koordineringsproblemer og uforutsigbarhet for utbyggere av vindkraftanlegg. Når den langsomme norske utbyggingstakten av fornybar energi skal forklares kommer manglende prosjektstøtte til vindkraft opp som viktigste forklaringsfaktor. Dette understøttes av at NVE har rundt 3000 MW ferdig behandlede vindkraftkonsesjoner med positivt vedtak, uten at dette bygges ut, hvilket er en klar indikasjon på at et nytt støttesystem må på plass dersom man skal forvente raskere utbyggingstakt av vindkraft i Norge.

Et neste tema undersøkt er trekk ved konsesjonsprosessen. Konsesjonsprosessen vil motivere utbyggere av fornybar energi hvis den er forutsigbar og ikke skaper unødige kostnader for utbygger. Den vil kunne moderere utbyggernes investeringsvilje hvis prosessen er preget av stor grad av uforutsigbarhet og store omkostninger. Denne studien viser at mange utbyggere har opplevd uforutsigbare konsesjonsprosesser som har gitt unødige kostnader. Det fremheves at den lange tiden det tar fra et prosjekt meldes inn til endelig vedtak fattes er en viktig kilde til uforutsigbarhet og kostnader. Under konsesjonstiden bindes ressurser i selskapet som kunne hatt alternativ anvendelse. Videre fremheves det at kombinasjonen av lang tidsbruk og skiftende rammebetingelser er problematisk fordi prosjekter som i utgangspunktet var lønnsomme kan bli mindre lønnsomme når konsesjon endelig innvilges.

Vår studie viser videre at tidsbruken er omfattende for mange prosjekter, i særlig grad for vindkraftanlegg, større vannkraftprosjekter og større nettutbyggingsprosjekter. Siden den viktigste forklaringsfaktoren for manglende vindkraftutbygging er et svakt støttesystem betyr imidlertid trekk ved konsesjonsprosessen relativt mer som modererende faktor for vannkraft- og nettutbygging.

Studien peker på ulike faktorer som forsinkende på konsesjonsprosessen. Såvel utbyggere som konsesjonsmyndighet påpeker at mangel på et overordnet politisk mål for utbygging av fornybar energi fører til at ulike sektormyndigheter setter frem krav til prosjektet uten at de behøver å stå til ansvar for hvovidt fornybar energi realiseres eller ikke. Sektormyndighetene forvalter ulike legitime målsetninger men blir aldri tvunget til å vurdere disse i lys av et overordnet mål for utviklingen av mest mulig lønnsomme fornybar energiprosjekter. Sektormyndigheter har en viktig rolle i forvaltningen av ulike interesser men ukoordinerte krav fremstillet i løpet av konsesjonsprosessen bidrar til å øke arbeidsbyrden til konsesjonsmyndighet og redusere gjennomstrømingen av saker.

Konkret ses dette gjennom krav stilt til *innhold i konsekvensutredning*. Vi finner at innholdet i KU er omfattende og at det til tider dekker inn mer enn det som behøves for den enkelte utbygging. Dette kan vanskeliggjøre tilgjengeligheten av innholdet i KU, og bringer inn unødvendige kostnader for selskapene. Enkelte KU kan bære noe preg av resirkulering, og det

kunne være en fordel å gjennomgå kravene til både KU og KU-program. En annen faktor som fremheves er den lange tidsbruken knyttet til klagebehandling og den økte uforutsigbarheten som knyttes til politisk innblanding i enkeltsaker i denne fasen av konsesjonsprosessen.

Andre trekk ved konsesjonsprosessen undersøkt er hvorvidt konsesjonsvilkår anses som svært kostnadsdrivende og dermed modererende for investeringsviljen. Denne studien viser omfattende bruk av konsesjonsvilkår men at kun marginale prosjekter blir skrinlagt på bakgrunn av disse. Snarere viser studien at enkelt av vilkårene kan ha en viktig funksjon i å fremme utbygging av fornybar energi. Også lokalsamfunn må motiveres i utbyggingssaker, for at de skal akseptere lokal forringelse av lokale naturverdier knyttet til utbyggingen. Konsesjonsvilkår som pålegger avbøtende tiltak eller foreskriver finansiell kompensasjon til berørte parter synes å øke lokal aksept for utbygging og dermed sjansene for et positivt konsesjonsvedtak. Et konsesjonsvedtak går sjelden på tvers av kommunens syn, og de omfattende sidebetalingene til kommunen i vannkraftsaker synes å være et viktig bidrag til å forklare aksept og dermed utbyggingstakt. Denne konklusjonen styrkes av at tilsvarende kompensasjonsordninger ikke finnes for vindkraftanlegg og utbygging av linjer som synes å ha langt mindre grad av kommunal støtte, sistnevnte i særdeleshet. Lokal aksept blir dermed en motiverende faktor for utbygging av fornybar energi mens mangel på sådan vil moderere utbyggingstakten.

Tilsvarende kan det konkluderes at det er viktig å forhandle om avbøtende tiltak og ulike typer kompensasjon også med andre berørte parter. Det synes tydelig at de kraftselskaper som har vært aktive i uformelle prosesser med berørte parter i forkant av konsesjonsprosessen opplever mindre motstand fra disse i den formelle konsesjonsprosessen. Dette er spesielt tydelig for vann- og vindkraft, men tilsynelatende noe mindre viktig for fjernvarme.

Vi har videre behandlet arealplanlegging som en potensiell motiverende faktor der den faktisk fungerer som prekvalifisering av arealer med god lønnsomhet for utbygging av fornybar energi og alternativt, som modererende faktor der den ikke fungerer. Vi ser at rikspolitisk planlegging gjennom Samlet plan for vassdrag virker motiverende som instrument for prekvalifisering av vannkraftprosjekter. Samlet plan anvendes aktivt av enkelte utbyggere når prosjekter velges ut for konsesjonssøknad. Plansystemet for vindkraft er derimot langt svakere. Fylkeskommunen er anmodet om å utarbeide regionale planer for vindkraft, men ultimo 2009 var dette i liten grad fulgt opp. Kun tre av 19 fylker hadde utarbeidet fylkesdelsplaner for vindkraft og disse er vurdert til i varierende grad å ta hensyn til gode vindområder relativt til andre hensyn. Når det gjelder avsettelse av områder i kommuneplanleggingen er dette i liten grad fulgt opp av norske kommuner. Dermed er konklusjonen at arealplanleggingsregimet i Norge virker mer modererende enn motiverende på utbyggere av fornybar energi.

Videre har studien vurdert hvorvidt tilgjengelig nettkapasitet, systemer for frembringelse av ny kapasitet samt tariffsystemet for nettilknytning virker motiverende eller modererende på utbygging av fornybar energi.

På aggregert nivå har kapasiteten i sentralnettet så langt vært tilstrekkelig for videre utbygging. Statnett anslår for eksempel at det ennå er kapasitet i nettet til 5000 MW ny vindkraft (NVE, 2009b). Derimot finnes det kapasitetsproblemer på alle nettnivåer knyttet til spesifikke prosjekter. For småkraftprosjekter (vannkraft) har kapasitetsproblemer hittil vært lite problematisk, men en stor mengde prosjekter antas å bli utløst hvis ny sentralnettlinje kommer på plass mellom Sima og Samnanger. For vindkraft finnes flere områder i Norge som mangler nettkapasitet. For å håndtere kapasitetsproblemer har NVE i senere tid konsentrert seg om å gi konsesjon til prosjekter i områder med ledig nettkapasitet og har wsatt i gang en prosess for å få til bedre koordinering av konsesjonsprosesser for vindkraft og sentralnett. Alt i alt er det klart at manglende nettkapasitet er en modererende faktor for videre utbygging av fornybar energi i Norge.

Studien har også vurdert kostnader for utbygger forbundet med tilknytning og bruk av nett. Den viser at slike kostnader har hatt liten betydning for utbyggingstakten, imidlertid med unntak for mindre prosjekter. Manglende retningslinjer for hvordan terskelvirkninger løses — for eksempel i tilfeller hvor første prosjekt som tilknyttes bærer alle kostnader og andre prosjekter i områder blir gratispassasjerer på oppjusterte nett — kan i visse tilfeller ha ført til en avventende holdning hos investorer. Alt i alt synes imidlertid nettkostnader så langt i liten grad å ha moderert utbyggingstakten. Likevel, Norge har fra 2010 innført tilknytningsplikt for produksjon, noe som kan komme til å øke nettkostnadene for konsumenter. Alene vil tiltaket underlette koordineringsproblemer mellom utbyggere av produksjonsverk og nett ved at sistnevnte gis et klart signal om å innta førerollen for investeringer – nettselskapene skal være i forkant av utviklingen. På den andre siden, nettselskapene vil kunne ta full kostnadsdekning fra produsentene for såvel investeringer i radiale ledninger som videre forsterkning av maskede nett. Sistnevnte kan bety at større prosjekter ikke vil bli realisert på grunn av anleggsbidrag.

Til syvende og sist er det summen av rammebetingelser som bestemmer hvorvidt utbygging av fornybar energi vil skje eller ikke. Når rammebetingelsene summers opp ser vi ulikheter mellom de enkelte energikildene. Vannkraft er i stor grad uavhengig av ekstra støtte for å bli bygget ut mens vindkraft og bioenergibaserte fjernvarmesystemer er avhengig av støtte. Det norske selektive investeringsstøttesystemet synes så langt å ha gitt sterkere prioritet til fjernvarmeprosjekter enn vindkraftprosjekter.

Videre nyter vannkraft i Norge godt av at arealer til en viss grad er prekvalifisert gjennom planleggingssystemet, noe vindkraftutbyggere i liten grad har fått drahjelp fra. Fjernvarmesystemer tar ofte i bruk mindre kontroversielle arealer og møter derfor ikke samme motstand.

Konsesjonssystemene for de ulike energikildene er noenlunde parallelle, men småskala vannkraftprosjekter synes å gå raskere gjennom konsesjonsprosessen enn større utbygginger av vannkraft og vindkraft fordi de er mindre kontroversielle og oppfattes som å gi lavere miljøvirkninger. Større vind- og vannkraftutbygginger møter begge betydelig motstand i ulike deler av samfunnet. Vannkraftutbygging synes mindre kontrovers-

ielt blant lokale berørte aktører enn sentrale miljøorganisasjoner og miljømyndigheter mens motstand og støtte til vindkraftutbygging er mer jevnt fordelt på ulike nivåer. Sentralnettutbygging synes å aktivere størst motstand. Til en viss grad synes den lavere lokale motstanden mot vannkraft å reflektere at det norske konsesjonssystemet gir lokale aktører (kommuner og grunneiere) langt bedre lokal kompensasjon enn tilfellet er for vindkraft- og nettutbygging, der kompensasjonssystemer er langt mindre utviklet.

Fjernvarme kan i forhold til vind- og vannkraft være mer sårbart for tidsforsinkelser i konsesjonsprosessen, fordi denne energitypen ofte er avhengig av å koble seg opp mot andre systemer som store industribygg. Ved forsinkelser risikerer man at større aktører velger andre løsninger. Dette kan til en viss grad bøtes på av lokal tilknyttingsplikt, men dette er en kommunal avgjørelse. Klagemulighetene i konsesjonssystemet har ovenfor fjernvarmesaker også blitt brukt av konkurrerende aktører, noe som i noen grad har forsinket konsesjonene.

Hva gjelder nettkapasitet finner vi også interessante forskjeller. Fjernvarmeproduksjon motiveres gjennom støttesystemet ved at også infrastrukturen gis investeringsstøtte. Dette er ikke tilfelle for vindkraft. Vann- og vindkraftutbygging er avhengig av at kapasitet finnes i nett eller at nettselskaper foretar investeringer der kapasiteten er begrenset. Det norske nettsystemet har ledig kapasitet i enkelte områder, men også betydelige flaskehalser, noe som rammer såvel vann- som vindkraftprosjekter. Imidlertid synes vannkraftprosjekter samlet sett i mindre grad å ha møtt kapasitetsgrenser enn vindkraft, siden en stor andel har vært småkraftprosjekter med mindre behov for nettopprustning.

5 Sverige

Som vi så i innledningen har Sverige hatt en jevn høy innfasingstakt av fornybar energi de siste par tiår. Politiske målsetninger om reduksjon av oljeimport (et spørsmål om energisikkerhet), folkeavstemningen om avvikling av kjernekraft og ambisiøse klimamål har vært bakenforliggende faktorer. Bioenergi har sett en jevn vekst i hele perioden mens raskere utbyggingstakt også ses for vindkraft i senere tid sammen med en mindre økning i utbygging av vannkraft. Samlet sett vokste fornybarandelen av energiforbruket fra 34 % i 1990 til omlag 44 % i 2007. Sverige er forpliktet under EUs fornybardirektiv å øke andelen fornybar energi til ytterlige 49 % i 2020. Sverige er videre pålagt et mål om 17 % reduksjon i klimagassutslipp under EUs samlede mål på 20 % reduksjon i 2020. Svenske politikere har satt listen høyere. I februar 2009 vedtok regjeringen som nasjonalt mål 40 % reduksjon i klimautslippene i 2020 i forhold til 1990-nivå, der to tredjedeler skal oppnås i Sverige gjennom økning i andelen fornybar energi og energieffektivisering samt stopp i avviklingen av kjernekraften. Det langsiktige målet for ny fornybar energi i elsertifikatsystemet ble økt fra 17 TWh i år 2016 til 25 TWh i år 2020, i forhold til 2002, før sertifikatsystemet ble innført. En ny planramme for vindkraft ble satt til 30 TWh i 2020, hvorav 20 TWh på land og 10 TWh offshore, opp fra 10 TWh satt i 2003.

Som indikert ovenfor har investorer hatt klare og kvantitative langsiktige mål å forholde seg til gjennom sertifikatsystemet. Dette kapitlet presenterer videre rammebetingelser for utbygging av fornybar energi Sverige, slik de har fungert de senere år, samt nylig vedtatte og planlagte endringer. Først presenteres trekk ved konsesjonsprosessen for vann- og vindkraft samt fjernvarme/kraftvarme basert på biomasse. Videre presenteres henholdsvis støttesystemer for fornybar energi, ulike aspekter ved nettkapasitet og kostnader for produsenter, samt rollen svenske planmyndigheter har spilt i å avklare arealtilgang for fornybar energi (prekvalifisering), alle viktige bakgrunnsfaktorer for å redusere usikkherheten eller øke forutsigbarheten for selskaper som bruker tid og ressurser på prosjektering av fornybar-anlegg.

5.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen

5.1.1 Generelt om de svenske konsesjonsmyndighetene

Bygging og drift av de fleste energianlegg i Sverige må ha konsesjon etter miljøloven (Miljøbalken). Denne loven trådte i kraft i 1998 og slo da sammen en rekke tidligere særlover på miljøområdet og forenklet tidligere ordning med konsesjon fra mange lovverk. Generelt gjelder det også at energianlegg må ha byggetillatelse fra kommunen etter den svenske plan- og bygningsloven (Plan- och Byggnadslagen) samt at kommunen kan kreve detaljplan for utbyggingsområdet. Länsstyrelsen er første ankeinstans og forvaltningsdomstolene (länsrett, kammarrett, regjeringsrätt) videre ankeinstanser i byggesaker. Ankeinstans for detaljplan er den svenske regjeringen.

Videre behøves det nettkonsesjon for å bygge og drive sterkstrømledninger knyttet til nye energianlegg (for videre presentasjon se del 5.3). Sverige har de senere år hatt i gang en utredningsprosess (Miljöprocessutredningen) ment å bridra til å forenkle konsesjonssystemet for å sikre raskere utbyggingstakt for fornybar energi. De første endringene trådte i kraft i august 2009. Nye regler ble innført for vindkraftprosjekter der krav om kommunal byggetillatelse og detaljplan faller bort hvis konsesjon er gitt etter miljøloven. En videre presentasjon av nylige endringer følger i relevante avsnitt.

GENERELT OM MILJØKONSESJON

Det svenske miljøkonsesjonssystemet er bygget opp rundt tre ulike virksomhetstyper (A-, B,- og C-virksomheter) med delvis ulik saksgang i konsesjonsprosessen. Energianlegg behandles som A-, B-, eller C-virksomhet avhengig av type primærenergi som anvendes og størrelse på anlegget eller omfanget av miljøkonsekvensene. Alle energianlegg som omfatter vannvirksomhet (vannkraft, offshore vindkraft og kabler lagt i vann) behandles som A-saker, uavhengig av størrelse på anlegg. Unntak fra krav om konsesjon gjelder vannvirksomhet som åpenbart ikke skader verken allmenne eller enkelte interesser, eller dersom vannvirksomheten gjelder opprettholdelse av vannets dybde og leie eller umiddelbar tilbakeføring av vassdrag til tidligere leie etter spesielle hendelser. I slike tilfeller må utbygger sende melding til tilsynsmyndigheten, det vil si länsstyrelsen.

Vindkraftanlegg behandles som B- eller C-saker, avhengig av anleggenes størrelse og miljøkonsekvenser. For vindkraft gjaldt før august 2009 disse grensene for type konsesjonsbehandling:

i) Småskala anlegg mindre enn 125 kW kapasitet trenger kun tillatelse fra kommunens bygningsnemnd etter Plan- och Bygglagen, ingen miljømelding påkrevet og muligheter for å søke om forhåndsbeskjed som kommunen er bundet av om byggesøknad sendes innen to år.

ii) Mindre anlegg med effekt mellom 125 kW og 25 MW på land og 1 MW i vann (offshore eller beliggende i innsjøer) behandlet som C-virksomhet

iii) Større anlegg over disse grensene behandlet som B-virksomhet.

Som ledd i den omfattende Miljöprocessutredningen ble nye grenser for vindkraft vedtatt av Riksdagen i august 2009.

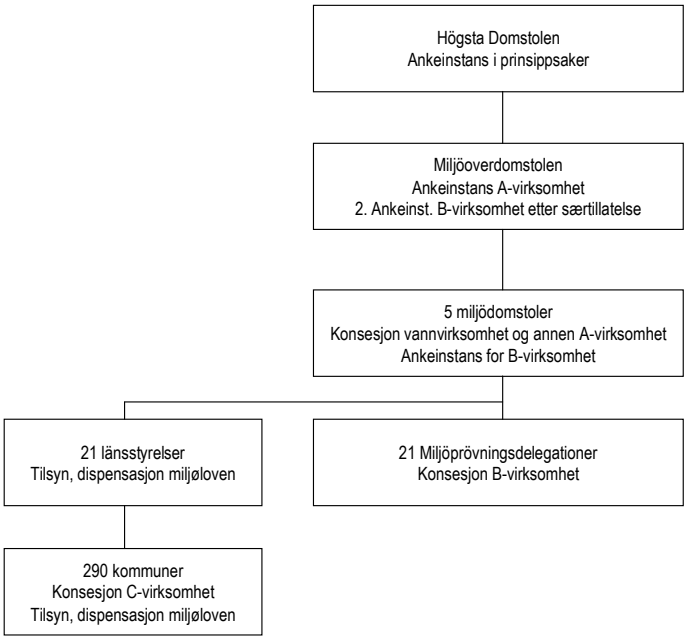
For forbrenningsanlegg, slik som fjernvarme/kraftvarme-anlegg basert på biomasse, er grensene for A-, B- eller C-virksomhet gitt av forordning 1998:899. Inntil nylig var disse grensene:

- A-virksomhet – anlegg med total installert effekt over 200 MW
- B-virksomhet – anlegg over 10 MW opp til og med 200 MW
- C-virksomhet – anlegg over 500 kW opp til og med 10 MW (når anvendt brensel er annet enn kun fyringsolje eller brenselsgass)

Nye regler innført som følge av EU-direktiv setter grensen for A-virksomhet til anlegg over 300 MW og B-virksomhet over 50 MW opp til og med 300 MW. C-virksomhet gjelder anlegg fra 500 kW opp til og med 50 MW (når anvendt brensel er annet enn kun fyringsolje eller brenselsgass).

Figur 5-1 gir en oversikt over hvem som utsteder konsesjoner etter miljøloven og hvem som er ankemyndighet for de ulike typer virksomhet.

Figur 5-1. Det svenske systemet for konsesjon etter miljøloven



For A-virksomheter gis konsesjon gjennom det juridiske systemet. Sverige har en lang tradisjon med domstolsbehandling av vannkraft. Vanndomstoler ble etablert som del av vannloven fra 1918, men ble erstattet med generelle miljødomstoler da loven ble samordnet med andre miljørelaterte lover i Miljøbalken i 1998. Fem regionale miljødomstoler, etablert hos tingretten, behandler konsesjonssøknader med miljøkonsekvensutredninger for saker knyttet til sine geografiske områder. Miljødomstolens leder er dommer i tingretten, og domstolen har i tillegg et miljøråd og to miljøsakkyndige. Nok en tingrettsdommer og et miljøråd kan inngå. Miljøråden skal ha teknisk eller naturvitenskapelig utdanning og erfaring fra miljøsaker. En av de miljøsakkyndige skal ha erfaring fra spørsmål knyttet til Naturvårdverkets virksomhetsområde og den andre erfaring fra kommunal eller industriell virksomhet. Første ankeinstans er en særskilt miljøoverdomstol (Miljööverdomstolen ved Svea Hovrätt i Stockholm). Denne har jurister og miljøråder som medlemmer, sistnevnte med teknisk eller naturvitenskapelig utdanning og erfaring med miljøsaker. Dom kan avsies med minst fire medlemmer til stede. Andre ankeinstans er Høyesterett (Högsta Domstolen). En særskilt tillatelse er nødvendig for behandling på dette nivået.

I tillegg finnes det lovhjemmel for at store industriverk av regionalpolitisk betydning med omfattende miljøkonsekvenser obligatorisk skal prøves av Regjeringen. I praksis har dette omfattet kjernekraft og store infrastrukturprosjekter. Hensikten med denne ordningen er at ansvaret legges på et nivå med innflytelse og politisk ansvar. Regjeringen har også mulighet til å forbeholde seg retten til prøving av tillatelse i enkeltsaker, slik som ved virksomhet i Natura 2000-områder. I tillegg kan regjeringen på begjæring fra kommunefullmektig påberope seg retten til å prøve tillatelser for ulike typer vannvirksomhet, slik som vannkraftverk større enn 20 MW.

B-virksomheter gis konsesjon gjennom den statlige forvaltningen på regionnivå. Førsteinstans i konsesjonsbehandlingen er en særskilt miljöprövningsdelegasjon (MPD) hos den mest nærliggende av de 21 länsstyrelsene (tilsvarende fylkesmannen, statens regionalt forlengede arm). Søknaden og miljøkonsekvensbeskrivelsen behandles og innstilles først av länsstyrelsens miljöavdeling, mens personalansvaret for selve konsesjonsmyndigheten (MPD) ligger hos länsstyrelsen sentralt. MPD skiller seg fra øvrig virksomhet ved länsstyrelsen ved sin selvstendige beslutningsfunksjon – ingen utenfor delegasjonen har beslutningsrett i konsesjonssaker, tilsvarende prosedyren anvendt i domstolsavgjørelser. Konsesjons- og tilsynsoppgaver er klart organisatorisk adskilt hos länsstyrelsen. MPD er sammensatt av en leder som er jurist og en miljøsakkyndig som har teknisk eller naturvitenskapelig bakgrunn. Ankeinstans i B-saker er Miljødomstolen med Miljööverdomstol og Högsta Domstolen som videre ankeinstanser. For å få en sak videreanket til andre ankeinstans kreves særskilt tillatelse.

C-saker gjelder energianlegg av mindre størrelse som ikke har betydelig miljøpåvirkning og derfor ikke trenger konsesjon etter miljøloven. Utbygger må her sende skriftlig miljømelding til kommunens miljønemnd. Kommunen kan pålegge miljøkonsekvensbeskrivelse men dette er høyst uvanlig. Kommunen er tilsynsmyndighet for slike virksomheter. Den skal gi statlige og kommunale myndigheter, organisasjoner og enkeltpersoner mulighet til å ytre seg om saken på saklig grunnlag. Kommunens beslutning kan påklages til länsstyrelsen, deretter til Miljødomstol og til slutt til Miljøoverdomstolen. Statlige miljømyndigheter har ikke rett til å bli hørt i meldingssaker, fastslått av Høyesterett. Systemet med melding passer først og fremst for saker der det ikke finnes andre tunge interesser knyttet til naturmiljø og reinnæring. Om slike andre interesser likevel finnes kan det være best for utbygger å søke konsesjon til länsstyrelsen etter Miljøloven på frivillig basis. Da vil saken bli behandlet som B-virksomhet, en mer omfattende prosess men også med den fordelen av risikoen for å støte på ubehagelige overraskelser er langt mindre hvis man får konsesjon siden länsstyrelsen har da besluttet hvilke vilkår som skal gjelde – en trygghet som meldingssystemet ikke gir. For eksempel kan berørte naboer når det ikke er gitt konsesjon påklage virksomheten også i produksjonsfasen og i tilfeller ende med at produsent likevel må søke konsesjon (Energimyndigheten, 2007, Vindkraft – bygga och ansluta större vindkraftverk). Vindkraftverk kan normalt ikke settes opp i strandsonen (100-meters beltet) og dispensasjon må i såfall sendes länsstyrelsen. Hvis anlegget berører et Natura-2000 område utløses konsesjonsplikt etter Miljøloven selv om anlegget størrelsesmessig er under grensen for B-virksomhet. De aller minste anleggene, dem under grensene for C-

virksomhet, trenger kun byggetillatelse fra kommunens byggenemnd etter plan- og bygningsloven.

Forslaget til nytt miljøkonsesjonssystem, som forventes antatt i 2010, søker å forenkle og harmonisere behandlingen av ulike typer virksomhet. Det er foreslått at dagens ordning med miljødomstol som konsesjonsmyndighet for A-saker opphører og at fem uavhengige regionale konsesjonsmyndigheter opprettes på länsnivå med tilstrekkelige ressurser og kompetanse for å behandle både A- og B-saker. Miljødomstolen er foreslått videreført som ankeinstans for sakene.

GRAD AV UAVHENGIGHET OG SENTRALISERING ELLER DESENTRALISERING FOR KONSESJONSMYNDIGHET

Vi ser av ovenstående presentasjon at det svenske konsesjonssystemet er preget av stor grad av uavhengighet fra politisk inngripen i enkeltsaker. Vannkraftsaker kjøres gjennom domstolsapparatet (bortsett fra for større utbygginger der regjeringen vil gi endelig tillatelse etter at saken er behandlet av miljødomstolen). Søknader om vindkraft- og biomassebaserte anlegg behandles av länsstyrelsens miljøenhet men selve beslutningen tas av en særskilt uavhengig instans, miljöprövningsdelegationen, som finansieres av länsstyrelsen sentralt.

Vi ser også en stor grad av desentralisering av konsesjonsmyndigheten i Sverige. Større saker behandles av myndigheter på regionnivå (5 miljødomstoler, 21 länsstyrelser). Mindre saker overlates til kommunene.

KORT SKISSE AV MILJØKONSESJONSPROSESSEN

Selve miljøkonsesjonsprosessen har mange felles trekk for A- og B-saker, men med en viss variasjon. Konsesjonsprosessen for C-saker er mindre omfattende. Som illustrasjon viser tabellen nedenfor den typiske konsesjonsprosessen for vindkraftverk som faller under B-virksomhet

Tabell 5-1 Den svenske konsesjonsprosessen for B-virksomhet

Samråd

Prosessen innledes med et møte med länsstyrelsen om hvordan samrådet skal gjennomføres

Steg 1: Samrådsunderlag

Utbygger sender samrådsunderlag til länssytelsen, ansvarlig kommunal nemnd når kommunen er tilsynsmyndighet og særlig berørte parter. Dette skal inneholde opplysninger om lokalisering, gjeldende planforhold, omfang, utforming, forutsette miljøkonsekvenser.

Steg 2: Samråd og redegjørelse for samråd

Når virksomhet innebærer betydelig miljøpåvirkning skal utbygger innkalle til samråd med en utvidet krets av andre statlige myndigheter, kommuner, enkeltpersoner og organisasjoner (f.eks. Naturskyddsföreningen) som kan antas å bli berørte

Länsstyrelsen angirr retning og omfang av miljøkonsekvensabeskrivelse som grunnlag for samrådet

Utbygger noterer uttalelser som kommer frem i samråd

MKB

Steg 3: Miljøkonsekvensbeskrivelse

Utbygger lager og bekoster miljøkonsekvensbeskrivelse

Søknaden

Steg 4: Søknaden

Søknaden sendes til länsstyrelsen i antall eksemplarer som länsstyrelsen eller miljødomstolen krever. Søknadsbehandler er länsstyrelsens enhet for miljøvern. Denne sender meddelelse om innkommet søknad til Naturvårdsverket og kommunen

Steg 5: Eventuelt behov for komplettering

Länsstyrelsen sender søkanden til kommunen for å gi dem muligheter til å kreve tilleggsopplysninger og kan selv også kreve dette av utbygger

Steg 6: Kunngjørelse og høring

Länsstyrelsen kunngjør søknaden og opprettelse av miljøkonsekvensbeskrivelse i lokalavisen og henter inn uttalelser fra ulike høringsinstanser. Hvem som helst har rett til å sende uttalelse

Steg 7: Kommunisering av inkomne synspunkter

Uttalelser skal sendes länsstyrelsen vanligvis innen 3-6 uker. Utbygger har mulighet til å gi tilsvar og endre søknaden

Steg 8: Offentlig møte

Etter behov holdes et offentlig møte som annonseres i lokalavisen

Steg 9: Konsesjonsvedtak

En særskilt miljøprøvningsdelegasjon fatter vedtak og beslutter om MKB oppfyller kravet i miljøloven. Beslutningen kunngjøres i lokalavis

Steg 10: Evt. Anke

Den som berøres av vedtaket, f.eks. Naboer og visse miljorganisasjoner (med minst 2000 medl. og som har eksistert i minst 3 år) har rett til å klage vedtaket til miljødomstolen innen 3 uker. Klage sendes Länsstyrelsen som videresender den og saksgrunnlaget.

5.1.2 Pre-søknadsfasen

TIDLIG SAMRÅD

Utbyggere som søker konsesjon for energianlegg i Sverige legger mye vekt på førsøknadsfasen og det å skape dialog med berørte parter. Tidlig samråd med berørte parter og myndigheter før søknad kan sendes konsesjonsmyndigheten er lovpålagt gjennom miljøloven. Store energianlegg vil gjerne berøre mange private parter direkte og innebære mulige konflikter med alternativ arealbruk. Lokale og sentrale forvaltningsmyndigheter med arealinteresser vil derfor ønske å sikre at utbygging skjer slik at ikke deres interesser blir skadelidende.

Som indikert i figuren ovenfor starter prosessen vanligvis med flere informasjonsrunder om prosjektet. Først kontaktes länstyrelse, kommune og berørte privatpersoner skriftlig for en kort informasjonsrunde med et enklere underlag for planene (utforming og plassering av kraftverk, kabler og adgangsveier, forventet el-produksjon og miljøpåvirkning). Länsstyrelsen og andre berørte har tre uker på å gi sine første synspunkter, også på hva som bør være innholdet i miljøkonsekvensbeskrivelsen, som utbygger gis anledning til å svare på. Etter dette starter den formelle samrådsprosessen. Om länsstyrelsen finner at utbyggingen medfører betydelig miljøpåvirkning vil den be utbygger om et utvidet samråd i tillegg til berørte parter, kommune og länsstyrelse. A- og B-virksomhet anses normalt å gi betydelig miljøvirkning med krav om utvidet samråd. Vannkraftprosjekter som gjelder opprustning og utvidelse av eksisterende anlegg kan av og til bedømmes til ikke å gi betydelig miljøpåvirkning mens nye prosjekter normalt fører til krav om utvidet samråd. Ulike länsstyrelser har imidlertid ulik praksis på området. Generelt synes länsstyr-

elsene i sørlige Sverige å oftere kreve utvidet samråd enn länsstyrelsene i nord[28]

I et utvidet samråd involveres flere statlige myndigheter, kommuner og en bredere almennhet som også inkluderer frivillige organisasjoner (fiskeorgansisasjoner, naturvernorganisasjoner). Hvilke berørte parter som tas med på samråd varierer med type utbygging. Länsstyrelsen (ulike enheter), kommuner og berørte private interesser inviteres gjerne med i alle typer saker.

I vindkraftsaker er det vanlig å inkludere Energimyndigheten, Boverket, Naturvårdsverket, Forsvaret og Luftfartsstyrelsen), men også andre hvis disse blir berørt, slik som Sjöfartsverket, Fiskeriverket, Vägverket og Jernbaneverket (Banverket). Teleselskaper og Post- og Telestyrelsen er også organisasjoner som bør inviteres. Ifølge Vattenfall inviterer selskapet typisk 15 sentrale myndigheter til samråd i brevs form. Ikke alle besvarer henvendelsen.[29] Det er også vanlig at utbygger avholder folkemøter med visuell utstilling av det planlagte verket.

Det er utbygger selv som kaller inn til samrådet og det legges ofte med et utkast til miljøkonsekvensutredning som grunnlag. Utbygger sammenstiller synspunkter fremkommet i samrådsprosessene og sender skriftlig redegjørelse til länsstyrelsen. Utbygger gis mulighet til å kommentere alle svar, synspunkter og spørsmål fra berørte parter. På bakgrunn av samrådet fastsettes program for miljøkonsekvensbeskrivelse, hvorvidt flere parter skal tas inn i samråd og hvorvidt kulturminneloven stiller krav til prosjektet (länsstyrelsen kan kreve en særskilt kulturminneutredning som søker må betale).

Etter endt samråd ferdigstiller prosjektøren miljøkonsekvensutredningen som legges til konsesjonssøknaden. Konsesjonsmyndigheten (miljødomstolen eller länsstyrelsen) kan sende søknaden ut til fremtidige høringsinstanser for en vurdering av om tilleggsinformasjon er nødvendig. Berørte kommuner blir ofte forelagt søknaden for å vurdere om den kan anses som komplett. Deretter kunngjøres komplett søknad og konsekvensutredning i lokalavis.

Samrådsprosessene kan ta lang tid, avhengig av hvor store konflikter som er knyttet til et spesifikt utbyggingsprosjekt. Vannkraftprosjekter møter en betydelig skepsis selv om motstanden er ulikt fordelt geografisk. Kommunene har ulikt syn, og det finnes nylige eksempler der kommunen hadde sagt ja til utbygging, men der folkelig motstand likevel har stoppet planene. Dette var for eksempel tilfellet da Vilhelmina kommune i 2008 valgte rådgivende folkeavstemning om Vattenfall's planer for overføring av vann fra Voimån til ny kraftstasjon som ga et flertall på 52 % mot planene. Prosjektet er illustrerende en meget omfattende samrådsprosess som involverte nedsettelse av flere komiteer med deltakere fra ulike kommunale instanser og utarbeidelse av forstudier av positive og negative effekter. Prosessen skape betydelig aksept for utbygging på politiske nivå men likevel utilstrekkelig for aksept fra lokalbefolkningen. Vattenfall har

[28] Intervju med Bengt Blomqvist, juridisk rådgiver, E.ON Vattenkraft, desember 2009

[29] Intervju med Agnetha Wieslander, juridisk rådgiver, Vattenfall Vindkraft, Sverige, 12. november 2009.

gjort omfattende forstudier av postitive og negative effekter til mal for den tidlige fasen av prosjektutvikling. På regionalt nivå er de fleste länsstyrelsene negative til videre utbygging av vannkraft. Det finnes imidlertid store regionale forskjeller, og for ombygging og utvidelsesprosjekter er det en positiv holding hos enkelte länsstyrelser. Installasjon av nye turbiner har det generelt ikke vært knyttet problemer til. På nasjonalt myndighetsnivå er Naturvårdsverket, Fiskeriverket og Kammarkollegiet, som representerer allmennhetens interesse i Miljødomstolen, skeptiske til videre utbygging, også mot småskala anlegg. Sterk motstand finnes også i miljøorganisasjoner og friluftsorganisasjoner, slik som Svenska Naturskyddsföreningen (tilsvarende Norges Naturvernforbund) og Sportsfiskarna.

For vindkraft er det store geografiske forskjeller men størst skepsis i befolkningstette områder i sør-Sverige. Blant grunneiere er det i dag betydelige inntektsmuligheter fra utleie av grunn og interessen er her stor for vindkraftutbygging. Det er store forskjeller i holdninger mellom kommunene. Noen har vært sterke pådrivere og akseptert omfattende utbygging (for eksempel Gotland og enkelte kommuner i Skåne) mens andre har uttalt at det ikke vil være plass til vindkraft, gjerne kommuner med turisme som kjernekativitet, slik som Åre. Det er også betydelig forskjell mellom länsstyrelsene, selv om disse har fått sterke signaler fra den svenske regjeringen å jobbe for økt utbygging. Blant statlige myndigheter finnes skepsis i enkelte deler av Naturvårdsverket og Kammarkollegiet. Forsvarsverket har generelt vært skeptisk til utbygginger som kan komme i konflikt med verkets militære installasjoner, særlig offshore men får tilsendt alle søknader også for landanlegg. På den andre siden har Energimyndigheten og Naturvårdsverket fått sterke styringssignaler for å bidra til at Sverige når sine klimamål og mål for fornybar energi (med egne ambisiøse vindkraftmål). Det finnes derfor også en sterk drivkraft for vindkraft i deler av sentralforvaltningen. Miljøbevegelsen er generelt positive til vindkraft.

Utnyttelse av bioenergi til energiformål har generelt vært lite konfliktfylt i Sverige. I stor grad er det avfall (avvirkningsrester fra skogsindustrien, kommunalt avfall) som har vært benyttet som innsatsfaktor i varme og elproduksjon og selve produksjonsanleggene kommer ofte i liten konflikt med allmenne interesser siden disse lokaliseres til tomter typisk avsatt til industriformål. Miljøbevegelsen har vært en sterk pådriver for utnyttelse av bioenergi i Sverige.

ANDRE TILTAK FRA UTBYGGER FOR Å SKAPE DIALOG OG AKSEPT FOR UTBYGGING

Som ledd i prosessen med å skape aksept i lokalbefolkningen og hos grunneiere anvender utbyggere også muligheten til direkte involvering gjennom finansiell kompensasjon og tilbud om medeierskap, sistnevnte særlig knyttet til utbygging av vindkraft. Slik kompensasjon anses som viktig både for å få tidlig aksept og for å motvirke at grunneiere på et senere tidspunkt anker positiv beslutning om konsesjon.

Det finnes ingen bestemmelser i konsesjonsreglene om at medeierskap skal tilbys men det er en ikke en uvanlig fremgangsmåte i Sverige, særlig for mindre omfattende lokale utbygginger. Omlag 10 % av utbygd vindkraft eies av kooperativer, en annen modell som øker lokal aksept. Deleiere setter inn penger og bekoster installasjon og kan så kjøpe elektrisi-

teten billigere enn markedsverdien. Denne modellen er nå mer usikker siden Skatteverket fra 2009 vil skattlegge gevinsten til store protester fra lokale vindkrafteiere.

Finansiell kompensasjon til grunneiere er vanlig og grunneiere opplever overføring av store årlige summer fra utbyggerne, særlig i områder med gode vindforhold. Dette har enkelte deler skapt klodyke-stemning i enkelte deler av Sverige, som Öland. Der har utbyggerne tilbudt grunneiere å velge mellom fast årlig erstatning i størrelsesordning 100-150 000 SEK per år (i 25 år) eller 3-4 % av årlig inntekt per verk av 2 MW størrelse. Også tilgrensende naboer tilbys erstatning.[30] 5 % av årlig inntekt er ikke uvanlig kompensasjon til grunneiere ved gode vindforhold, 3 % der vindforholdene er mindre gunstige.[31] Interessen i enkelte områder for utbygging har hatt karakter av kamp om å komme først til mølla.

Også for vannkraft ser vi omfattende finansiell kompensasjon av grunneiere. I motsetning til vind, er kompensasjonsordningene her spesifisert av statlig forskrift. Forhandlinger om kompensasjon skjer i forkant av søknader og må dokumenteres der. Kompensasjonsbeløp behandles parallelt med selve miljøkonsesjonen og settes opp som vilkår for den endelige konsesjonen. Vannkraftutbyggere blir også normalt pålagt å betale kompensasjon til et fond hos länsstyrelsen (bygdeavgift) som igjen går til fordeling til berørt lokalsamfunn samt en fiskeavgift til Fiskeriverket. Svenske kommuner er ikke særskilt tilgodesett med kompensasjon for utbygging av energianlegg. Ingen krav finnes om kommunale fond og heller ikke skattesystemet forfordeler svenske kommuner der energianlegg er lokalisert.

TIDSBRUK OG KOSTNADER FOR UTBYGGER I FØR-SØKNADSFASEN

Tidsbruken for den samlede før-søknadsfasen varierer med konfliktnivået. For vannkraft, der den tidlige samrådsprosessen er sterkt forhandlingspreget anslås samlet tidsbruk fra første informasjonsrunde settes i gang, gjennom samrådsprosessen inkludert skriving av søknad og miljøkonsekvensvurdering til å ta normalt omlag ett år.[32] Kostnader knyttet til denne delen av prosessen (inkl. søknad og miljøkonsekvensutredning) anslås av E.ON Vattenkraft i gjennomsnitt å være omlag en million SEK.

En oversikt over tidsbruken viser at den første samrådsprosessen i vindkraftsaker er kortere enn for vannkraft (Miljödepartementet, 2008). Normalt sett gjøres denne innen tidsintervallet to til fem måneder. Arbeidet med å skrive søknad og opprette konsekvensutredning tar normalt tar fra to til fire måneder. Selve miljøkonsekvensutredningen utgjør en administrativ kostnad. En generell undersøkelse blant svenske virksomheter (ikke kun vindkraftvirksomhet) viste at kostnadene for utarbeidelse av miljøkonsekvensutredning kunne variere fra mellom 50 000-100 000 kroner opp til over en million kroner.

---

[30] Ölandsbladet, 24.1.2008, **Markägarna gör miljonvinst på vindkraft: "Lite som Klondike"**.

[31] Intervju med Olof Karlsson, viceordförande, Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, 26.10.2009.

[32] Intervju med Bengt Blomqvist, juridisk rådgiver, E.ON Vattenkraft, desember 2009

5.1.3 Søknadsfasen

KRAV TIL KONSESJONSSØKNAD OG MILJØKONSEKVENSBESKRIVELSE

Konsesjonssøknader og konsekvensutredninger for A- og B-virksomhet inneholder mange like elementer. Søknaden skal inneholde opplysninger, tegninger og tekniske beskrivelser som er nødvendige for at domstolen eller länsstyrelsen skal kunne bedømme virksomhetens art og omfang. Den skal videre gi opplysninger som behøves for å bedømme hvordan reglene for hensyn til allmennheten skal etterleves (Miljøllagens kapittel 2). Herunder skal det gis opplysninger om hva som kan bidra til utslipp, hvilke typer utslipp som kan forutses og størrelsen på disse samt forslag for tiltak som behøves for å beskytte miljøet og avhjelpe uleiligheter fra virksomheten, slik som tiltak for å bøte på endringer i naturområder, redusere utslipp eller effekter av utslipp og redusere mengde avfall (for eksempel bruk av smøremiddel). Videre skal søknaden inneholde forslag til hvordan virksomheten skal overvåkes og kontrolleres samt et ikke-teknisk sammendrag.

Miljøkonsekvensutredningen skal identifisere, beskrive og muliggjøre en samlet bedømmelse av direkte og indirekte effekter på mennesker, dyr, planter, grunn, vann, luft, klima, landskap, kulturmiljø, grunn og vannforvaltning samt annen ressursforvaltning.

MKB-dokumentet skal beskrive virksomheten, lokalisering, utforming og omfatning. Den skal gjøre rede for tiltak for å unngå, redusere eller avhjelpe skadelige virkninger, redegjøre for alternative lokaliseringer (vanskelig for vannkraftverk) og for alternative utforminger av virksomheten (for eksempel ulike plasseringer av kraftstasjonsbygninger). Nullalternativet skal alltid gjøres rede for, det vil si betydningen av at den søkte virksomhet ikke igangsettes. Dokumentet skal også ha et ikke-teknisk sammendrag.

Spesielle krav settes til søknader om vannkraftanlegg. Opplysninger som må inkluderes er blant annet hydrologiske verdier for vassdraget samt forslag til hvordan virksomheten skal kontrolleres og hvilket system som har vært anvendt for å beregne reguleringshøyder. Søker skal også redegjøre for eldre dommer knyttet til planlagt virksomhet og arealer som berøres av selve byggingen. En utførlig beskrivelse av den tekniske løsningen med måltegninger skal legges ved.

Søker skal også sette opp en liste over 'sakseiere' – eiendommer som berøres av planlagt vannvirksomhet og opplysninger om eventuelle erstatningsbeløp som søker vil betale for skade og inngrep på eiendommene. Dette kan i visse tilfeller dreie seg om et hundretalls personer. Som redegjort for nedenfor fatter domstolen alltid beslutning om ulike tidsfrister og størrelsen på erstatninger. Det er derfor viktig for utbygger at han selv foreslår tidsfrister og størrelser på erstatning i sin søknad.

Bestemmelsene i miljøloven med særlig betydning for søknader for varme- og kraftvarmeanlegg er kravet om å dokumentere bruk av best mulig teknologi (BAT), beste lokalisering og husholdering med energi og råvarer.

KRAV TIL SØKNAD OM C-VIRKSOMHET, MELDING OG BYGGETILLATELSE FRA KOMMUNEN

Mindre vindkraftanlegg og biobaserte energianlegg behandles som C-virksomhet med krav om miljømelding som behandles av kommunen. Meldingen skal først og fremst inneholde tekniske tegninger og beskrivelser men kommunen kan fra sak til sak også beslutte at den skal inneholde en miljøkonsekvensbeskrivelse.

5.1.4 Søknadsbehandlingsfasen

BEHANDLING AV VANNKRAFT I MILJØDOMSTOLEN

Som sagt ovenfor, vannkraftanlegg behandles som A-virksomhet (uavhengig av størrelse på anlegget) og miljøkonsesjon gis av miljødomstolen. Prosjekter vurderes etter miljøloven (i hovedsak kapittel 11) og etter loven om spesielle bestemmelser for vannvirksomhet.[33] Miljøloven setter krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet for vannkraftprosjekter, noe som ikke gjelder for andre industrielle virksomheter definert som A-saker (slik som kjernekraft) og heller ikke for B- og C-saker (slik som vindkraft og bioenergianlegg). Vannvirksomhet får kun drives eller igangsettes hvis fordelen fra allment og private interessers synspunkt overstiger kostnadene. Miljødomstolen har ved flere anledninger avslått konsesjon for vannkraftverk med begrunnelsen at krafttilgangen er for liten til å veie opp for forventet miljøskade, også befestet i Høyesterett etter anke (Miljödepartementet, 2009). Høyesterett har imidlertid fastslått at inntekter fra sertifikatsystemet kan regnes med på inntektssiden i det samfunnsøkonomiske regnskapet.

Et annet særtrekk ved vannvirksomhet er krav om rådighet over vannet innen området der virksomheten skal bedrives. Søker skal påvise at han innehar mer enn 50 % av fallrettigheten som skal benyttes i vannkraftproduksjonen (utbyggnadsvitsord). Har han det kan han benytte hele fallstrekningen. Dette gjelder selv om noen vil anvende vannkraft i fallstrekninger som inngår i ulike vassdrag, hvis det teknisk og økonomisk sett er nødvendig for å realisere kraftverket. Hvis søker med mer en 50 % av fallretten ikke får retten til å disponere all grunn og fallretter av nødvendighet for den planlagte virksomheten, så fins muligheter for å begjære tvangsrett til resterende deler.

Etter at Domstolen har fått rett antall eksemplarer av søknaden (oftest 15 eks.) starter undersøkelsen. Hvis domstolen finner at søknaden er fullstendig skjer en kunngjørelse av saken og utsendelse av søknaden til høringsinstanser (länsstyrelse, kammarkollegiet, kommuner, fiskeriverk, naturvårdsverk med flere) og berørte parter. Alle som regnes som saksseiere har talerett i miljødomstolen. Dette gjelder berørte grunneiere, myndigheter og organiserte interesser med mer enn 2000 medlemmer (slik som Sveriges Naturskyddsförening). Ingen tidsfrister gjelder for høringsinstansene.

[33] Lag (1998:812) med särskilda bestämmelser om vattenverksamhet.

Søker gis deretter mulighet til å svare på høringsuttalelsene. Etter avsluttet skriftlig tilsvar utlyser domstolen ofte en hovedforhandling som oftest legges til et sted nær området det søkes konsesjon for, for å kunne gjennomføre befaring. Selv om hovedforhandling ikke må gjennomføres hvis høringen viser liten grad av konflikt er det høyst uvanlig for vannkraftutbygginger at hovedforhandling ikke avholdes.

Hovedforhandlingene avsluttes med at domstolen som reglen angir tidspunkt for når dommen skal kunngjøres, vanligvis med en frist innen to måneder. I større utbyggingssaker eller kontroversielle saker kan domstolen innhente regjeringens synspunkter før dommen faller.

BEHANDLING AV B-SAKER HOS LÄNSSTYRELSEN

Selve saksbehandlingen i B-saker utføres typisk av en person knyttet til länsstyrelsens miljøenhet. I tillegg til offentlig kunngjøring sender länsstyrelsen søknaden på høring, typisk til kommunestyret og kommunens miljø- og bygningsnemnder, länsstyrelsens kultur-, naturvern- og plan- og boligenheter, samt statlige myndigheter som Energimyndigheten, Naturvårdsverket, Vegverket og Forsvaret.

Den som har noe å innvende må komme med skriftlige synspunkter normalt innen tre uker. Fristen kan også være seks uker og i sjeldne tilfeller lengre. Hvis länsstyrelsen finner det nødvendig kan den tilordne offentlig møte der berørte parter kan fremme sine synspunkter på søknaden.

Ifølge länsstyrelsen i Skåne, länet med høyest produksjon av vindkraft i Sverige, varierer responsen sterkt fra sak til sak, fra ingen ytringer opp til 20-30 – avhengig av om det finnes lokale foreninger knyttet til motstand mot vindkraft. Responsen fra statlige myndigheter varier også. Naturvårdsverket kommer sjelden med ytringer. Naturvårdsverket er splittet i syn på vindkraft. De som forvalter tradisjonelle naturvernspørsmål er ofte mer tvilende enn dem som forvalter klimahensyn og regjeringsoppdraget å fremme utvikling av vindkraft. Splittelsen fører til at Naturvårdsverket sjelden ytrer seg i spesifikke vindkraftsaker, kun hvis området som blir berørt er særlig følsomt, slik som Natura 2000-områder. Naturvårdsverket går sjeldent aktivt imot vindkraftprosjekter.

Det gjør derimot ofte Kammarkollegiet som motsetter seg vindkraft på grunn av hensyn til fisk (havmøller) og landskapsbildet. Kammerkollegiet setter ofte krav til at det settes opp ulike alternative løsninger. For havmøller har Forsvaret ofte satt krav om at møllene må plasseres slik at de ikke påvirker sine anlegg.

Länsstyrelsen i Skåne poengterer at den endelige beslutningen ikke knyttes til antall motstandere, kun til de saklige grunnene som ytres. Kommunen derimot vil ha vanskeligere for å stå mot lokal motstand (politikerne ønsker å bli gjenvalgt).

Før saken kommer til beslutning hos Miljöprövningsdelegationen med innstilling länsstyrelsen skal også redegjøre for kommunens krav i henhold til plan- og bygningsloven og sammenstille svarene fra de myndigheter som har hatt saken på høring samt gi en innstilling.

Beslutningen sendes skriftlig til søker og dem som har ytret seg skriftlig samt kunngjøres i lokalavis med informasjon om hvordan beslutningen kan ankes.

Hvis nødvendig beslutter samtidig länsstyrelsens kulturminneenhet om konsesjon og vilkår i henhold til kulturminneloven. Miljöprövningsdelegationen beslutter ikke i kulturminnespørsmål.

BEHANDLING I KOMMUNEN AV MILJØMELDING OG BYGGETILLATELSE

Behandlingen av C-saker i kommunen skjer i ulike instanser. Miljømeldingen behandles av kommunens miljønemnd og byggetillatelsen (etter plan- og bygningsloven) av kommunens byggenemnd.

Miljønemnden sender meldingen umiddelbart til länsstyrelsen. Kommunen gir anledning for særskilt berørte private parter, statlige og kommunale myndigheter å gi sin uttalelse. Høringsinstanser for slike småverk har i første hånd vært forsvaret, luftfartsmyndigheten og teleoperatører. Normalt har disse instansene ikke hatt innsigelser for vindkraftverk med totalhøyde under 40 meter.

Kommunen sender også ut byggesøknaden på høring til alle statlige og kommunale myndigheter samt organisasjoner og private berørte parter. Kommunen må informere allmennheten om byggesøknaden, for eksempel gjennom kunngjørelse i lokale aviser. Kommunen kan også ordne møter med berørte parter og befare området. Når denne utredningsdelen er ferdig gir eller avslår kommunen byggetillatelse, eventuelt på visse vilkår på bakgrunn av relevante innvendinger. Hvis ingen relevante innvendinger har kommet inn, godkjenner kommunen meldingen. Oppstart av bygging, gitt byggetillatelse, må vente til det har gått seks uker fra meldingens innlevering.

I motsetning til konsesjon for A- og B-virksomhet er samrådsprosessene i større grad styrt av myndighetene enn av utbygger selv. Likevel er det viktig at utbygger inngår i dialog med berørte parter siden byggetillatelse kan påklages av dem som berøres. Påklage av vedtaket må gjøres innen tre uker (søker og berørte parter).

TIDSBRUK FOR BEHANDLING AV SØKNADER OG ADMINISTRATIVE KOSTNADER FOR UTBYGGER

Vannkraft

Saksbehandlingstiden for vannkraftprosjekter i Miljødomstolen anslås av E.ON Vattenkraft å ta i gjennomsnitt ett år.[34] Vattenfall anslår at prosessen ofte tar et og et halvt år, men har opplevd at enkle saker går på under ett år.[35] Med omlag 1 års tid for før-søknadsfasen inkludert innebærer dette en normaltid for prosjekter fra prosjektideen presenteres til ferdigbehandling i miljødomstolen på 2-2,5 år.

---

[34] Intervju med Bengt Blomqvist, juridisk rådgiver, E.ON Vattenkraft, desember 2009

[35] Intervju med Agnetha Wieslander, juridisk rådgiver, Vattenfall Vindkraft, Sverige, 12. november 2009.

Kostnadene ved domstolsbehandling dekkes av utbygger. Bestemmelsene innebærer at søker betaler en grunnavgift der laveste avgift er 1500 kr for byggekostnader opp til 100 000 kr. Om for eksempel byggekostnadene havner innen intervallet fem til ti millioner SEK, blir grunnavgiften 30 000. I tillegg kommer en avgift på 0,1 øre/kWh per beregnet årsproduksjon. Søker må også betale kostnader knyttet til domstolens kunngjøring av saken og eventuelle motparters 'skäliga omkostnader i ett miljömål'. Dette kan innebære store beløp siden antall sakeiere kan være stort, såvel private som myndigheter på kommunalt, läns-, og statlig nivå. Bestemmelsen om at utbygger må dekke sakskostnader for alle berørte parter, private og offentlige, er særskilt for vannvirksomhetssaker.

B-virksomhet (vind og biomassebaserte energianlegg)

Tidsbruken til länsstyrelsen ved behandling vindkraftsøknader med miljøkonsekvensbeskrivelse tar normalt fra 6-10 måneder (Miljödepartementet, 2008). Dette betyr at saker som ikke påklages normalt må påregne mellom 11 og 19 måneder fra oppstart av samråd med berørte parter til endelig beslutning. Intervjuer med länsstyrelsen i Skåne, området med mest omfattende utbygging av vindkraft i Sverige, samsvarer med dette bildet. Gjennomsnitt behandlingstid for vindkraft på land hos Miljöprövningsdelegationen her er omlag ett år, med noen saker ferdigbehandlet etter tre måneder og andre etter to år.

Den relativt korte behandlingstiden hos selve konsesjonsmyndigheten i vindkraftsaker tyder på relativt effektive prosesser. Länsstyrelsen i Skåne synes å observere en utvikling mot færre innsigelser og anke fra naboer. Dette vurderes som resultat av at prosjektører har blitt mer profesjonelle i sine tidlige samrådsprosesser. Systemet med kompensasjon til berørte parter har også satt seg bedre. Så og si alle søknader får endelig konsesjon, nok en indikator for at de fleste søkere har gjennomført grundige samrådsprosesser på et tidlig tidspunkt.

Også selve saksbehandlingen synes å gå relativt effektivt. Ifølge länsstyrelsen i Skåne tildeles søknaden saksbehandler umiddelbart etter at den har kommet inn. Variasjon eksisterer mellom länsstyrelsene i ressurser, men regjeringen har i sitt reguleringsbrev bedt om at vindkraftsaker prioriteres. Selve høringsprosessene for vindkraftsaker synes også å være effektivt organisert ved at sakene primært høres internt i de ulike fagavdelingene hos länsstyrelsen. Søknaden med konsekvensutredning sendes ut til kommunene som kan vurdere om den anses som komplett og om hvorvidt det bør settes særlige vilkår. Søknaden sendes ikke til andre nasjonale myndigheter men disse gis som andre berørte parter rett til å ytre seg etter at søknaden er utlyst i lokalpressen.

Responsen varier fra ingen ytringer opp mot 20-30, om det finnes lokale foreninger knyttet til vindkraftmotstand. Blant statlige myndigheter er det ulik erfaring. Länsstyrelsen i Skåne opplyser at Naturvårdsverket sjelden ytrer seg sjelden i spesifikke vindkraftsaker.[36]

[36] Intervju med Charlotte Jönsson (rådgiver) Göran Fagerström (miljösakkunnig i miljöprövningsdelegationen) og Jon Larsen (rådgiver), hos Länsstyrelsen i Skåne, 13.11.2009.

C-virksomhet

Behandlingen i kommunen av C-virkomhet med miljømelding synes ofte å gå relativt raskt, slik som vindkraftverk under 25 MW) der en vanlig behandlingstid er rundt fire måneder og de fleste tar mindre enn seks måneder, hvis kommunen i utgangspunktet er positive til utbygging (intervju Vattenfall).

INVOLVERING FRA OFFENTLIGE MYNDIGHETER OG ANDRE BERØRTE PARTER

Som indikert ovenfor synes konsesjonsprosesser i Sverige i noen grad å være preget av at ulike sektormyndigheter er koordinert rundt felles mål for utbygging av fornybar energi. Dette gjelder fremfor alt på bioenergi- og vindkraftområdet og i mindre grad på vannkraft der styringssignalene til sektormyndighetene er svak. I 2005 ble en tverrdepartemental statssekretærgruppe nedsatt for å koordinere interesser på statlig nivå knyttet til vindkraft med mål å bygge ned hindre for videre utbygging. En viktig oppgave var å påvirke styringen av berørte myndigheter via dialog og koordinerte forandringer i reguleringsbrev og instruksjoner. Gjennom arbeidet til denne gruppen har ulike statlige myndigheter fått en tydeligere rolle i sin instruksjon knyttet til å fremme utbyggingen av vindkraft, inkludert sektordepartementene og direktoratene (slik som Energimyndigheten, Naturvårdsverket og Boverket – sistnevnte er sentralmyndigheten for arealplanlegging og bygging). På regionalt nivå har länsstyrelsene fått en tydeligere rolle i sine reguleringsbrev fra regjeringen om å fremme regional utvikling av vindkraft. Også kommunene har fått sterke signaler fra regjeringen om å fremme utbygging av vindkraft gjennom statlige midler avsatt til kommunene for planlegging av områder til vindkraft.

Den betydelige myndighetskoordineringen indikeres også gjennom arbeid foretatt av 15 ulike myndigheter i Sverige som nylig resulterte i en egen offisiell webplass for helhetlig informasjon til utbyggere, myndigheter og privatpersoner om konsesjonsprosessen knyttet til vindkraft [37]

De klare styringssignalene til sektormyndighetene har ifølge konsesjonsmyndigheten hos länstyrelsen i Skåne gitt seg utslag i at enkelte av disse, slik som Naturvårdsverket, i liten grad gir uttalelser i høringer om vindkraft. Effektiv sektorkoordinering skjer i stor grad mellom fagetatene innen länsstyrelsen som også berøres av de statlige styringssignalene.

5.1.5 Vedtaksfasen

VILKÅR SOM SETTES FOR MILJØKONSESJON

For vannkraft gjelder at ulike konsesjonsvilkår er forskriftsbelagt og fremkommer av dommen i Miljødomstolen. Dommen setter alltid bestemmelser om tid konsesjonen gjelder for, tidsfrister for igangsetting og avslutning av byggearbeider (10 år maksimum), samt tidsfrist på å fremstille klager om uforutsette skader. Dommen spesifiserer videre krav til teknisk utforming, besiktelse og kontroll (med målefrekvens og vurderingsmetode). Dommen spesifiserer også krav om erstatning til grunneiere, avgifter (bygdeavgifter og fiskeavgifter), samt hvordan betalingen skal skje. Formler for utregning av bygdeavgift til länsstyrelsen som går

[37] www.vindlov.se

inn i fond som lokalt berørte kan søke penger og fiskeavgift til Fiskeriverket er nedfelt i loven Lag 1998:812 om særskilte bestemmelser for vannvirksomhet. Dommen spesifiserer videre vilkår om utslipp og best mulig teknologi som trenges for å hindre eller begrense skade på grunn av forurensning, vilkår om håndtering av kjemiske produkter, avfallshåndtering, samt vilkår knyttet å unngå naturskade. Sistnevnte er ofte krav til gjenværende minimumsvannføring og maksimale reguleringshøyder, krav om fiskeveier og produksjonsavbrudd for å sikre ålevandring. Dommen spesifiserer også det tap av vann som konsesjonshaver må godta uten erstatning og hvilke saksomkostninger som konsesjoner er skyldig å betale.

For vindkraft setter länsstyrelsen alltid visse konsesjonsvilkår, slik som:

- støygrense – maks 40 decibel
- maks skyggebelastning åtte timer per år (også for rekreasjonsområder)
- vanlig å kreve et fond for å tilbakestille anleggsområde
- vilkår om hvordan området skal tilbakestilles
- vilkår om at virksomheten skal drives som fastlagt i konsesjon[38]

Det settes ingen vilkår knyttet til kompensasjon til berørte parter, dette er et privatrettslig forhold mellom utbygger og berørte parter.

For offshore vindkraftvirksomhet, som reguleres som vannvirksomhet (slik som vannkraft), kan andre mer omfattende vilkår settes, for eksempel til kontrollprogram i anleggsfasen og periodisk måling av støy.

5.1.6 Post-vedtaksfasen

KLAGE PÅ VEDTAK

Svært mange konsesjonsvedtak for energianlegg i Sverige påklages videre. Miljødomstolens beslutning i vannkraftsaker kan påklages til Miljööverdomstolen. Det kreves særskilt tillatelse fra Miljööverdomstolen for å få antatt klagen. Erfaringer de siste år er at de fleste vannkraftsaker ankes. Gjennomsnittlig behandlingstid anslås av E.ON Vattenfkraft å være omlag ett år. Kammarkollegiet er ansett å være den mest ivrige til å anke saker men miljøloven gir alle sakeiere denne retten. For å anke videre til Högsta Domstolen (Høyesterett) må denne først gi tillatelse. Saker som ender der er gjerne dem som skal prinsippvurderes. Per i dag har E.ON en sak anket inn for høyesterett om revisjon av tidligere gitt konsesjon som er av stor prinsipiell betydning, se nedenfor.[39]

Länsmyndigheten i Skåne påpeker imidlertid en viss nedgang i *vindkraft*-prosjekter som påklages, men at det er store geografiske ulikheter. I enkelte kommuner påklages alle prosjekter mens andre kommuner opp-

[38] Intervju med Charlotte Jönsson (rådgiver) Göran Fagerström (miljösakkunnig i miljöprövningsdelegationen) og Jon Larsen (rådgiver), hos Länsstyrelsen i Skåne, 13.11.2009.

[39] Intervju med Bengt Blomqvist, juridisk rådgiver, E.ON Vattenkraft, desember 2009

lever mindre grad av påklaging. Länsmyndigheten mener å se en nedgang i saker påklaget ettersom utbyggere har blitt mer profesjonelle i gjennomføring av de tidlige samrådsprosessene der potensielle konflikter kan ryddes av veien før saken kommer til konsesjonsbehandling. For offshore vindkraftanlegg har imidlertid alle anlegg så langt blitt påklaget. I sjeldne tilfeller ankes det videre til Miljööverdomstolen – sjelden siden det kreves spesiell tillatelse for å bruke denne ankemuligheten – det må finnes saklige grunner for at dette skal skje.[40]

Vindkraftsaker som ankes til miljødomstolen må normalt påregne seks måneders ekstra behandlingstid. Ankes saken videre til Miljööverdomstolen må ytterligere 6-12 måneder behandlingstid påregnes, og skulle saken gå til Høyesterett kan det normalt påregnes nok et års behandlingstid. Tilsvarende erfaring fra länsstyrelsen i Skåne er at behandlingstiden hos miljødomstol sjelden er kortere enn tre måneder, men oftest under ett år.

Det påpekes at det vil forekomme ulikheter i tidsbruk mellom de ulike miljødomstolene i ankesaker for vindkraft, forklart ved regionale forskjeller i ressurser og kompetanse. For offshore vindkraft har påklage ledet til svært lang behandlingstid men også her finnes prosjekter som har kommet gjennom konsesjonsprosessen på relativt kort tid. Mens Vattenfalls Lillgrund-prosjekt ble påklaget i flere omganger og tok totalt 13 år for å komme gjennom konsesjonsprosessen, tok Trolleboda-prosjektet kun to til tre år.

5.1.7 Spesielt om revisjon av tidligere gitte vannkraftkonsesjoner

Total mengde utbygd fornybar energikapasitet påvirkes også av hvorvidt eksisterende vannkraftkapasitet blir redusert gjennom revisjon av vilkår satt i tidligere dommer. Miljøloven forkortet tiden for mulig revisjon av vanndommer fra 30 til ti år (I 1983 ble denne grensen redusert fra 55 til 30 år). Den som forlanger revisjon skal imidlertid påvise at nytten av endringen, for eksempel av redusert kraftproduksjon i et vannkraftverk, er større enn skaden. De seneste 3-4 år har ulike aktører i Sverige vært aktive i å søke revisjon for gitt vannkraftkonsesjoner. Den mest aktive har vært Kammarkollegiet, den statlige myndigheten som er satt til å forvalte allmenne interesser i saker om vannvirksomhet.[41] I perioden 1994-2008 har Kammarkollegiet gjennomført ca 200 omprøvingssaker for vanndommer (ikke alle har vært knyttet til vannkraft), (Energimyndigheten, 2008:14).

Ved revisjonen kan bestemmelser om tillatt produksjon (eller lignende bestemmelser om virksomhetens omfang) samt vilkårene satt for virksomheten omprøves. Revisjonen må imidlertid være rimelige og holdes innen rammene for den opprinnelige konsesjonen. Nytten av tiltak skal veies mot kostnadene og vilkårene kan ikke endres på en måte slik at virksomheten ikke lenger kan drives eller at driften bli betydelig for-

[40] Intervju med Charlotte Jönsson (rådgiver) Göran Fagerström (miljösakkunnig i miljöprövningsdelegationen) og Jon Larsen (rådgiver), hos Länsstyrelsen i Skåne, 13.11.2009.

[41] Intervju med Bengt Blomqvist, juridisk rådgiver, E.ON Vattenkraft, desember 2009

verret. Allerede i endringene av daværende vannlov i 1983 ble det innført forskrift om at miljødomstolen skulle sette grenser i den enkelte dom om hva utbygger vederlagsfritt kunne måtte godta av fremtidig innskrenking av produksjonsevne ved revisjon av vilkår om minimumsvannføring. I Miljøloven av 1998 ble dette skjerpet slik at produsenter må tåle et minimumstap på 5 %, i enkelte tilfeller helt opp til 20 % tap uten kompensasjon. Det går et skille mellom vanndommer vedtatt før og etter 1983. Eldre vannkraftkonsesjoner skal ikke underlegges krav om mer enn 5 % bortfall av produksjon uten kompensasjon mens verk gitt konsesjon etter Vannloven av 1983 og Miljøloven av 1998 har grenser satt mellom 5-20 %). Eldre og nye saker skiller seg også i muligheter for revisjon på bakgrunn i endringer i omgivelsene. Konsesjoner etter eldre lovgivning kan revideres kun om det har skjedd endringer etter 1983.

Tidligere lovgivning (Vattenlagen av 1919 og 1984) gav muligheter for utbygger i ettertid å få godkjent avvik fra gitt konsesjon knyttet til utbyggingen av et vannkraftverk (lagligförklaring). Slike avvik kunne for eksempel bestå i at man under utbyggingen oppdaget av det var mer lempelig å plassere kraftverket annerledes eller å gi damutbyggingen et annet utseende enn den man fikk konsesjon for. Miljøloven gir fortsatt slike muligheter men er langt mer krevende og minner om en ny konsesjonssøknad. I dag medfører ofte avvik fra konsesjon anmeldelse med mistanke om miljøforbrytelse. Vannanlegg satt opp før miljøloven kan også godkjennes (lagligförklaras) av Miljødomstolen, da med utgangspunkt i lovgivningen som eksisterte på det tidspunkt virksomheten ble startet.

5.1.8 Foreslåtte og vedtatte endringer i det svenske konsesjonssystemet

Som del av den svenske Miljøprosessutredningen har ulike tiltak vært diskutert for å forenkle konsesjonsprosessene og øke utbyggingstakten for fornybar energi. I august 2009 innført nye regler for konsesjonsprøving av vindkraftanlegg i Sverige. Den såkalte dobbeltprøvingen fra konsesjonsmyndighet og kommune (byggetillatelse) ble opphevet, slik at vindkraftverk som har fått miljøkonsesjon ikke lenger behøver byggetillatelse fra kommunen. Loven opphevet også ordningen med påkrevet detaljplan bortsett fra for områder med stor etterspørsel etter grunn for bebyggelse eller alternative anlegg (selv om det ikke har vært vanlig praksis at slike detaljplaner ble utløst ved byggesaker for vindanlegg). For at kommunene likevel skal beholde innflytelse ble det vedtatt at konsesjon kun kan gis hvis kommunen stiller seg bak (reell vetorett). Fremdeles gjelder at regjeringen kan tillate et vindkraftverk hvis det fra nasjonalt synspunkt anses som nødvendig. Hva gjelder systemet med riksinteresse for en uavbrutt kystlinje lempet regjeringen på ordningen ved at Öland ble unntatt fra ordningen.

Samtidig ble det vedtatt at det i konsesjonssøknader for nett til Energimarknadsinspektionen linjer ikke lenger vil være nødvendig med egen miljøkonsekvensutredning hvis effekten av det nye nettet beskrives i konsekvensutredningen knyttet til søknaden for hele anlegget.

Nye grenser ble innført for når vindkraftanlegg trenger miljøkonsesjon fra länsstyrelsen (B-saker) og miljømelding til kommunen (C-saker). Mens tidligere grenser var knyttet til effekt på anlegget er de nye grensene

knyttet til antall møller og møllenes høyeste punkt. Tidligere nedre grense for miljøkonsesjon var 25 MW (for eksempel ti møller a 2,5 MW). Ny grense er inntil seks møller med maks høyde 120 meter eller to møller med maks høyde 150 meter. Tidligere grenser for miljømelding til kommunen var intervallet 125 kW-25 MW. Den nye nedre grensen er satt til enkeltmøller høyere enn 50 meter samt anlegg med mer enn en mølle.

Fra utbyggers ståsted anses det nye systemet som positivt ved at konsesjonsprosessen ble forenklet, med lavere administrative kostnader som resultat. Det råder imidlertid utsikkerhet om hvordan kommunens nye vetorett vil påvirke videre vindkraftutbygging. Mange svenske kommuner er positive til utbygging og der vil det nye systemet virke etter sin hensikt. I kommuner med negativ innstilling til vindkraftutbygging (slik som vintersportskommunen Åre og Gävlinge i Skåne der Ringhalsanleggene ligger), vil videre utbygging av vindkraft bli vanskelig.[42] Dette kan også gjelde for kommuner med en betydelig lokal opposisjon til vindkraft, ved at kommunen ikke våger å gå mot disse gruppene.[43] En annen forventet effekt er at kommunene vil bruke den nyvunne makten til å kreve kompensasjon fra utbygger, med tidkrevende forhandlingsprosesser. Kompensasjon til kommuner har ikke vært vanlig ved utbygging av energianlegg i Sverige, der kompensasjonsordningene har vært knyttet til berørte grunneiere og bygdelag. Alt i alt anses det som mulig at det nye systemet kan bli mer uforutsigbart.

Miljøprosessutredningen har også foretatt en særskilt utredning om vannvirksomhet med mandat å vurdere endringer i miljøloven for å øke produksjonskapasiteten i vannkraftverkene, underlette prosessen med revisjon av vannkraftkonsesjoner og samordning av reglene for vannvirksomhet med den for miljøfarlig virksomhet (andre A-saker). Et forslag satt frem er at Energimyndigheten skulle ha rett til å peke ut vassdrag av riksinteresse for utbygging, en rett myndigheten ifølge Svensk Energi har allerede i dag uten at den har blitt benyttet slik som for vindkraften.[44]

Et annet forslag var å fjerne de spesifikke kravene for konsesjon til vannvirksomhet om å dokumentere samfunnsøkonomisk lønnsomhet og 'rådighet' over ressursene (at man har kontroll over minst 50 % av fallrettene). Utredningen foreslo å beholde kravet om samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tilfeller med ekspropriasjon av grunn.

Utredningen foreslo også å styrke miljøsituasjonen i vassdrag allerede utbygget med fokus på å øke takten i arbeidet med revisjoner av tidligere gitte konsesjoner. Flere av forslagene vil innebære nye kostnader for produsentene slik som ansvar for å at kunnskapsgrunnlaget for revisjoner skal bringes frem av produsentene selv.

---

[42] Intervju med Charlotte Jönsson (rådgiver) Göran Fagerström (miljösakkunnig i miljöprövningsdelegationen) og Jon Larsen (rådgiver), hos Länsstyrelsen i Skåne, 13.11.2009.

[43] Intervju med Agnetha Wieslander, juridisk rådgiver, Vattenfall Vindkraft, Sverige, 12. november 2009.

[44] www.svenskenergi.se/upload/Aktuellt/Filer/Miljöprocessutredningen.pdf

5.2 Nasjonale støttesystemer for fornybar energi

Hovedstøttesystemet for fornybar energi i Sverige er sertifikatsystemet innført i 2003 som dekker bl.a. småskala vannkraft, vindkraft og biomassebasert kraftproduksjon. For vannkraft gjelder at all ny kapasitet er sertifikatberettiget (nye anlegg, gjenopptatt drift i nedlagte anlegg, økt kapasitet i eksisterende anlegg samt anlegg som ikke lenger har lønnsom produksjon på grunn av myndighetsbeslutning eller omfattende ombygging) samt småskala anlegg med kapasitet 1500 kW per produksjonsenhet satt i drift før sertifikatsystemet kom på plass i 2003.

Systemet er teknologinøytralt. Det fungerer slik at alle el-forbrukere må støtte fornybar produksjon gjennom at produsenter av fornybar elektrisitet og torv får el-sertifikat (ett sertifikat per MWh produsert) som el-leverandørene må kjøpe for å dekke en kvote pålagt i forhold til sitt salg av elektrisitet. Kvoten varierer over år og fører til økt etterspørsel etter fornybar elektrisitet og el-sertifikater. Kostnadene for sertifikatene belastes el-kundene. Hvert år deklarerer el-leverandørene sitt salg til Energimyndigheten. Ut fra denne og totalkvoten for året beregnes selskapets kvoteplikt. Den 1. april hvert år leverer leverandøren det beregnede antall sertifikater til staten for annullering og leverandøren må kjøpe nye sertifikater for å oppfylle neste års kvoteplikt. For å begrense konsumentenes kostnader finnes en tidsbegrensning for sertifikatene på 15 år. Anlegg som var satt i drift før innføring av sertifikatsystemet har rett til sertifikater inntil utgangen av 2012. Hvis anlegget ved oppføringen eller ombyggingen var omfattet av daværende ordning med statlig investering, det vil si om anlegg var iverksatt etter februar 1998, varer retten til sertifikater til utgangen av år 2014.

Sertifikatprisene har i perioden 2003-2009 har variert. Tabell 5-2 viser årlige gjennomsnittspriser.

Tabell 5-2 Årlige gjennomsnittspriser i det svenske sertifikatmarkedet, SEK/MWh

2003	2004	2005	2006	2007	2008
201	231	216	191	195	247

I løpet av 2009 har sertifikatprisene sett en betydelig økning og har stort sett beveget seg innen intervallet 300-360 SEK/MWh. Dette reflekterte den politiske overenskomsten fra mars 2009 der rammen for fornybar elproduksjon ble økt fra 17 TWh i 2016 til 25 TWh i år 2020, i forhold til nivået i 2002.

Systemet har generert betydelige inntekter til produsentene. Tabell 5-3 viser årlig inntektsoverføring til produsentene. Størsteparten av midlene ble overført til produsenter av biomassebasert elektrisitet (industrielt mottrykk og kraftvarmeproduksjon). I så vel 2007 som 2008 kom 72 % av inntektene produsenter av biomassebasert elektrisitet til gode, mens vindkraftprodusentene fikk 11 % og vannkraftprodusentene 17 % av inntektene.

Tabell 5-3 Årlige inntekter til produsentene fra salg av sertifikater, milliarder SEK

2003	2004	2005	2006	2007	2008
0,7	1,8	2,1	2,3	2,8	3,6

Staten får også betydelige inntekter gjennom momsen som de første årene var på 25 % men siden ble redusert til 20 %. I 2008 var de totale momsinntektene på omlag 940 millioner SEK. El-leverandørene har i tillegg kostnader med å administrere kvoteplikten slik at det totale beløpet som ble belastet svenske el-kunder i 2008 var omlag 4,7 milliarder. Dette tilsvarte et påslag i el-prisen på omlag 5 øre/kWh, opp fra 4 øre/kWh i 2007.

Sertifikatsystemet har gradvis erstattet andre støtteordninger som i mindre grad var teknologinøytrale. Den viktigste var den såkalte miljøbonusen innført i 1994. Denne var en reduksjon av energiskatten ved produksjon av fornybar elektrisitet. Alle kraftverk som var pålagt å betale skatt for el-leveranse til sluttkunder kunne gjøre seg nytte av miljøbonusen. Ordningen har blitt gradvis trappet ned og erstattet av sertifikatsystemet, se tabell nedenfor for vindkraft. Tidlig på 2000-tallet gikk miljøbonusen for vindkraft opp i 18,1 øre/kWh. Småskala vindkraftverk (under 1,5 MW) hadde en ekstrabonus på 9 øre/kWh. Også småskala vannkraft (under 1,5 MW) hadde da en miljøbonus på 9 øre/kWh.

Tabell 5-4 Miljøbonus for svenske vindkraftprousenter

År	Havbasert (øre/kWh)	Landbasert (øre/kWh)
2006	15	6,5
2007	14	4
2008	13	2
2009	12	0

Kilde: Budgetproposition 2003/04:1

Sertifikatsystemet blir av svenske energiaktører vurdert som viktigste stimulans av såvel vind, vann- og biokraft. En viss usikkerhet finnes imidlertid om hvordan sertifikatprisene vil utvikle seg. Så langt har prisene blitt holdt oppe av store aktører som har begrenset salg av sertifikater for å holde prisene oppe. Det er også en viss usikkerhet knyttet til utviklingen av sertifikatprisen når eventuelt Norge blir med i et fellessystem fra 2012. Investeringskostnadene for norsk vannkraft regnes som betydelig lavere enn investeringskostnader i Sverige. Mens investeringer i Sverige koster 6-8 kr/kWh koster vannkraft i Norge 3-4 kr/kWh, alle investeringer vil komme i Norge de første årene. Finland med sitt feed-in-system på 94 øre/kWh kan dermed bli stående igjen i Norden som det mest lukrative for å tiltrekke seg investeringer. I det hele tatt betyr internasjonaliseringen av svenske selskaper at de i stor grad ser etter områder mest de beste rammevilkårene når de vurderer investeringer i fornybar energi. Land på kontinentet og Storbritannia har langt høyere el-priser og bedre støttesystemer og store selskaper i Sverige er aktive investorer i

disse områdene. Dette gjelder i særlig grad for offshore vindkraft der sertifikatsystemet i seg selv ikke er tilstrekkelig for lønnsomhet.[45]

På denne bakgrunn har svenske myndigheter bestemt en senere utfasingstakt for miljøbonus-systemet for offshore vindkraft samt muligheter for å søke ulike former for pilotstøtte til investeringer i vindkraft offshore (en pott på 350 millioner for perioden 2008-2012 skal dekke ulike aktiviteter for å fremme markedsintroduksjon av vindkraft på land og offshore) (intervju, Roger Östberg). Et av tiltakene som finansieres under ordningen er et eget nettverk for vindkraft (nätverk för vindbruk) med formål å spre kunnskap om vind som ressurs og hva som skal til for å bygge ut vindkraft, stimulere lokalt engasjement, støtte til regionale initiativ av national betydning og ikke minst samordning av ulike myndigheter i arbeidet med å fremme utbyggingstakten for vindkraft. Ordningen administreres av Energimyndigheten.

Vindkraft støttes også gjennom lavere eiendomsskatt, 2 % i stedet for 5 % som er satsen for annen industriell virksomhet.

Usikkerhet knyttet til utviklingen av sertifikatprisene i Sverige har fått svenske energimyndigheter til å utrede muligheten for å innføre tak og gulv for prisutviklingen.

For innfasing av biobasert fjernvarme er CO2-skatten den viktigste støtteordningen. Sverige har systematisk brukt CO2-skatten for å gjøre fossilt brensel ulønnsomt i fjernvarmeproduksjonen. Skatten kombineres med investeringsstøtte til konvertering til fjernvarme og andre varmesystemer basert på fornybar energi, administert av länsstyrelsen og Boverket. Et eget klimainvesteringsprogram (KLIMP), administert av Naturvårdsverket, ga i perioden 2003-2008 støtte til svenske kommuner for tiltak som reduserer klimagassutslipp, deriblant biomassebasert fjernvarme. I perioden ble det delt ut 1,8 milliarder SEK til ulike tiltak i svenske kommuner.

5.3 Trekk ved nettsystemet

KAPASITET I NETTET

Det svenske nettsystemet er delt inn i stamnett med spenningsnivå 220 og 400 kV med tilhørende omformerstasjoner og overføringer til utlandet, regionnett (30 kV-130 kV) of lokalnett (normalt opp til 20 kV). Staten eier stamnettet som forvaltes av Svenska Kraftnät. Hovedformålet med stamnettet er overføring av effekt fra store vannkraftverk i nord til lastområder sør i Sverige. Region- og lokalnett eies og forvaltes av ulike svenske selskaper. Regionnettet har som hovedoppgave å overføre effekt mellom eller innen regioner. Lokalnettets hovedfunksjon er overføring av energi.

Den svenske el-lagen har tilknytningsplikt for nye produksjonsanlegg hvis det finnes ledig kapasitet i nettet. Så langt har ikke mangelfull nettkapasitet utgjort en stor barriere for ny fornybar energi i Sverige. I sør-Sverige, der hovedvekten av vindkraftutbyggingen har skjedd, har

[45] Intervju med Roger Östberg, saksbehandler systemanalyseavdelingen hos Energimyndigheten, november, 2009).

kapasiteten vært tilstrekkelig i alle spenningsnivåene. Dette gjelder for eksempel Skåne, området med høyest vindkraftproduksjon per i dag, der nedleggelsen av Barsebäck-anleggene frigjorde kapasitet i stamnettet. Heller ikke regionnettet i sør-Sverige har hatt store kapasitetsproblemer siden dette primært er dimensjonert for transport mellom stamnett og distribusjonsområder. I nordlige Sverige har regionnettet en litt annen funksjon, dimensjonert for å bringe produksjon fra de store vannkraft-anleggene til stamnettet.[46]

En framtidig satsing på store vindparker innebærer at områdene i nord-Sverige blir mer sannsynlig å bygge ut, ikke minst på grunn av lavere befolkningstetthet og dermed større arealer med lavere grad av konflikt. En slik satsing vil imidlertid begrenses per i dag på grunn av kapasitets-grenser i stam- og regionnett. Svenska Kraftnät har taklet kapasitets-begrensninger i stamnettet gjennom motkjøp med prinsippet at forsterk-ninger av nettet ikke inntreffer før kostnadene ved motkjøp overstiger kostnader ved nyinvesteringer. Rent teknisk kan også stamnettet i nord ta i mot store vindkraftutbygginger uten utvidelse av kapasiteten men da må prinsippet om at ny kapasitet ikke tas mot i kapasitetsbegrensede nett vike til fordel for prioritert innmating fra vindkraftverk. En slik ordning diskuteres i dag i Sverige.

Størrelsen og plasseringen av nye produksjonsanlegg bestemmer hvilken nettype anlegget bør tilknyttes. For vindkraft vurderer Svenska Kraftnät det som samfunnsøkonomisk beste løsning med innmating på laveste mulige nettnivå. Små anlegg mates inn på lokalnett, større på regionalnett og store vindkraftparker direkte på stamnettet.

En rapport om konsekvensen av storskala vindkraftutbygging i Sverige levert i 2007 viste at store investeringer i det svenske nettet ville utløses når vindkraftproduksjonen overstiger 10 TWh (4000 MW), (Svenska Kraftnät, 2007). Svenska Kraftnät har i perioden 2001-2007 hatt et årlig investeringsbudsjett på rundt 400 mill. SEK. Viktige investerings-beslutninger ble da tatt og investeringene gikk opp til rundt 600 millioner SEK i 2008, omlag én milliard SEK i 2008. Investeringsplanene for tre-årsperioden 2010-2012 er satt til omlag 7,8 milliarder SEK, opp fra om-lag 4,5 milliarder SEK i perioden 2009-2012 (Svenska Kraftnät, årsredo-visningar 2001-2008).

KOSTNADER FOR TILKNYTNING OG TARIFFER FOR BRUK AV NETT

Sverige praktiserer ikke prioritert tilknytning for fornybar energi, men behandler alle produksjonsanlegg likt. Selskapet som eier nettet har rett til å ta ut tilknytningsavgift (anslutningsavgift) tilsvarende 100 % av kost-nader for tiltak i nettet som behøves for å tilslutte det nye anlegget (merkostnader), slik som nye kabler, luftledninger, transformatorer, bryt-ere, og så videre. Generelt gjelder at tilknytningsavgiften blir større dess lenger avstand mellom vindkraftverk og eksisterende nett. På et tidlig stadium i prosjektutviklingen tar utbygger kontakt med nettselskapet for en grov kostnadsvurdering og hva tilknytningsavgiften kommer til å bli.

[46] Intervju med Staffan Mared, Vattenfall Nät, Sverige, desember, 2009.

Tilknytning av nye anlegg som fører til behov for oppgradering eller forsterkning av eksisterende nett eller utrustning gir også nytte for nettet eller andre vindkraftprosjekt i samme område, hvilket er vanlig i områder med gode vindforhold. For stamnettet viser Svenska Kraftnät til at systemforsterkninger som kommer hele systemet til gode, for eksempel gjennom en ny ledning gjennom et overføringssnitt, ikke belastes i tilknytningsavgiften. Hvis systemforsterkningen må gjøres i nærheten av et tilknytningspunkt kan deler av investeringen måtte betales av utbygger.

Overføringstariffen i Sverige varierer avhengig av nettnivå for tilkobling. Ved tilkobling til lokalnett forbyr el-loven områdespesifikke tariffer. Ved tilkobling til stamnett og regionnett vil overføringstariffene variere avhengig av innmatingspunkt. Svenska Kraftnät anvender punkttariffer for stamnettet slik at tariffene bestemmes per tilknytningspunkt og baseres på energi- og effektsituasjonen i det gjeldende punkt.

Ved tilkobling til regionnettet beregner en del netteiere kanaltariff for produsenter som er individuelt framsatte avgifter som vaierer med hvor innmatingspunktet er i forhold til et balansepunkt i nettet. Her avspeiler ikke tarifferingsmetoden eventuelle framtidige nytteverdier for netteier ved innmating og slik kompensasjon gis i stedet gjennom en lavere kanaltariff.[47]

Generelt gjelder at eiere av energianlegg kan få kompensasjon fra netteier for nettnytte, det vil si for verdien av redusert energitap i nettet når strøm overføres over store avstander. Innmating av effekt (garantert leveranse) kan også lede til reduksjon i nettariffer siden dette vil begrense netteiers kostnader (avgifter) i forhold til effektleveranser fra omgrensende nett. Sistnevnte gjelder kun for regulerbar vannkraft og ikke vindkraft. Til sammen kan kompensasjonsordningene utgjøre omlag 3 øre/kWh.[48]

Småkraftprodusenter, fra verk med kapasitet mindre enn 1,5 MW betaler ikke full overføringtariff, kun en årlig avgift begrenset for måling og avregning. Dette gjelder også for vindkraftanlegg der hver enkeltturbin er under grensen på 1,5 MW selv om samlet kapasitet er større.

Størrelsen på tilknytningsavgift og nettariffer kan overklages til Energimarknadsinspektionen, som har mulighet til sjablonmessig å fastsette kostnadsbeløpet. Antall klagesaker har hopet seg opp og behandlingen kan ta flere år. For småprosjekter kan tilknytningsavgiften være utslagsgivende for at prosjektet ikke blir gjennomført.[49] For større utbygginger utgjør ikke tilknytningsavgiften et stort problem. Nettkostnader utgjør oftest ikke mer enn 5-10 % av totale investeringskostnader for større vindkraftparker (intervju, Staffan Mared Vattenfall). Det finnes likevel nettinvesteringer som ikke utbyggere har mulighet til å dekke gjennom anleggsbidrag slik som for eksempel planer om en ekstra HVDC-

[47] Intervju med Staffan Mared, Vattenfall Nät, Sverige, desember 2009.
[48] Intervju med Olof Karlsson, viceordförande, Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, 26.10.2009.
[49] Intervju med Olof Karlsson, viceordförande, Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, 26.10.2009.

tilknytning til Gotland for bedre å utnytte de store vindressursene der. Vattenfall eier nåværende linje men Svenska Kraftnät utreder muligheten for å bygge den neste og sosialisere kostnaden gjennom sentralnettariffen. Ingen beslutning er ennå tatt men Svenska Kraftnät opplyser at linjen er under planlegging.[50] Også i forhold til linjer for tilknytning til offshore vindkraft vil anleggsbidrag være en stor utgift og svenske utbyggere jobber aktivt for at også kostnadene for disse skal sosialiseres gjennom sentralnettariffen, lik systemet som gjelder for Danmark og Storbritannia.

Det har utviklet seg ulik praksis hva gjelder beregning av tilknytningsavgift og overføringstariffer mellom nettselskaper i Sverige. Dette har ført til drøftinger rundt et nytt system der nettselskapene på forhånd må opplyse om størrelsen på nettilknytningsavgift og overføringstariffer. Et annet problem opplevd med eksisterende system for tilknytningsavgift er såkalte terskeleffekter som følge av at en produsent som tilknyttes nettet betaler hele nettforsterkningen, inklusive ny kapasitet som ikke benyttes, mens produsenter som tilknyttes senere kan benytte den nye kapasiteten uten å betale anleggsbidrag. Svenska Kraftnät anser at slike terskeleffekter betyr at enkelte produsenter ikke ønsker å være først med tilknytning til et kapasitetsbegrenset nett. På oppdrag fra den svenske regjeringen har Svenska Kraftnät levert et forslag for å redusere terskeleffekter som innebærer at staten gjennom selskapet påtar seg den økonomiske risiko for nettforsterkninger med høyere kapasitet enn nødvendig for å produksjon som i utgangspunktet var planlagt. Nettselskap vil under dette systemet kunne få rentefrie lån som fremtidige produsenter må betale tilbake.

PLANLEGGING AV NETT

Behovet for overføringskapasitet i el-systemet blir i Sverige analysert av Svenska Kraftnät på europeisk og nasjonalt nivå ved hjelp av energibalansestudier for framtidige scenarier. Avgjørende for studien er ikke bare hvor mye fornybar energi som fases inn men også hvor den fases inn. For å redusere usikkerhet samarbeider de store netteierne om en felles database der alle kjente tilslutningsprosjekter av fornybar energi sammenstilles.

Energibalanseanalysene viser hvilke overføringssnitt som har behov for forsterkning og prisanalyser for de ulike områdene indikerer størrelsen på flaskehalser som kan oppstå. For områder der analysene viser forsterkningsbehov gjennomføres separate studier for å bestemme hvilke faktiske tiltak (nye AC-liner, HVDC-linjer eller andre tiltak) som må gjennomføres for å styrke overføringskapasiteten på den samfunnsøkonomisk best mulige måten. For distribusjonsnettet gjøres ikke samme type energibalansestudier men forsterkningsbehov følges opp ut fra planlagt mengde fornybar energi som påvirker nettet i de respektive områdene.

På nordisk nivå skjer en tilsvarende diskusjon innen Nordel-samarbeidet for grenseoverskridende nettforsterkninger.

[50] Intervju med Staffan Mared, Vattenfall Nät, Sverige, desember 2009.

KONSESJONSPROSESSER FOR NETT

Nettkonsesjon for å bygge og anvende nye sterkstrømsledninger krever Nettkonsesjon fra Energimarknadsinspektionen eller Regjeringen (for stamnett). Nye energiproduksjonsanlegg vil i imidlertid ikke alltid utløse krav om ny nettkonsesjon. Små anlegg som knyttes til lokalnettet og der eksisterende netteier (med områdekonsesjon) tar ansvar for bygging og drift av nødvendige nye ledninger utløser ikke krav om ny nettkonsesjon hvis anlegget kan tilpasses i eksisterende nett innenfor konsesjonsavtalens maksimale spenningsnivå. Hvis utbygger selv tar ansvar for bygging og drift utløses krav om nettkonsesjon.

Større vindkraftparker knyttes gjerne direkte til regionalnettet (der netteier har linjekonsesjon). Behandling av nettkonsesjon håndteres av Energimarknadsinspektionen (Miljödepartementet, 2008: 127). Også fjernvarmeledninger kan ha konsesjonsplikt etter Rørledningsloven, avhengig av lengden på anlegget. Igjen er det Energimarknadsinspektionen som er konsesjonsgiver. Søknad om nettkonsesjon har inntil august 2009 betinget miljøkonsekvensutredning. De nye reglene som ble utarbeidet for å fremme vindkraftutviklingen medfører at dette systemet opphører og at miljøkonsekvenser av nettutvikling tas inn i utredningen for selve vindkraftanlegget, for å hindre duplisering av arbeid.

Prosjekter som utløser behov for nyutbygging av nett opplever en betydelig barriere i konsesjonsprosessen, som er svært tidkrevende på grunn av generelt stor motstand fra grunneiere og andre interessenter, spesielt mot luftledninger. Vattenfall opplyser at det derfor er vanlig å søke om jordkabler i dag til tross for høyere kostnader siden dette er mindre konfliktfylt og konsesjonsprosessen dermed tar kortere tid.[51] Her gjelder at konfliktnivået generelt er høyest i de tettest befolkede områdene i sørlige Sverige og lavere i tynt befolkede nord-Sverige.

En nylig beslutning av Energimarknadsinspektionen vil få betydning for fremtidig vurdering av krav om konsesjon for nett som bygges for å koble sammen de enkelte vindturbinene i en vindpark. Vattenfall hadde søkt om fritak for nettkonsesjon for en 36 kV-ledning mellom turbinene in vindkraftparken Hjuleberg, Falkenberg kommune med referanse til at el-loven tillater konsesjonsfritak for internnett. Mens unntaksbestemmelsen tidligere har vært knyttet til anlegg som produserer for eget forbruk betyr dommen at også produksjonsanlegg som produserer for innmating på høyere nettnivå vil få konsesjonsfritak for internnett. Imidlertid vil fremdeles oppkoblingsledningen mellom transformator og eksisterende nett utløse krav til konsesjon.[52]

5.4 Trekk ved nasjonal arealplanlegging

Svenske kommuner har arealplanleggingsmonopol i Sverige men føringer legges også gjennom rammer for planlegging på länsnivå og planprosesser på riksnivå. Den svenske staten utarbeidet på 1980-tallet relativt detaljerte planer for utviklingen av det svenske energisystemet. I 1984 vedtok Riksdagen en vannkraftplan med et hundretalls prosjekter som samlet

[51] Intervju med Staffan Mared, Vattenfall Nät, Sverige, desember 2009.
[52] Intervju med Staffan Mared, Vattenfall Nät, Sverige, desember 2009.

kunne gi en videre utbygging på 3 TWh. Det politiske målet ble satt til 2,5 TWh. En svært liten andel av planens prosjekter har blitt gjennomført og etter liberaliseringen i 1996 er status for vannkraftplanen uklar.

Svenske myndigheter har i tillegg utpekt områder av riksinteresse for ulike formål, i særdeleshet ulike områder knyttet til vern av naturtyper, friluftsliv og kulturminnevern. Disse kommer i tillegg til de tradisjonelle verneinstrumentene som nasjonalparker og Natura 2000-områder (områder med særlig biologisk mangfold) På samme måter er det identifisert områder av riksinteresse for vindkraftraft, som signaliserer at kommuner skal være tilbakeholdne med å tillate annen virksomhet som kan komme i konflikt med utbygging av vindkraft i disse områdene. Til sammen er et areal tilsvarende 9500 km^2 avsatt som områder av riksinteresse for vind, 3.800 av disse offshore.

Kommunens planredskaper er oversiktsplaner, områdebestemmelser og detaljplan. Undersøkelser viser at hvis kommunen har utarbeidet oversiktsplaner med områder avsatt til vind vil søknader som er i overensstemmelse med disse planene få en forenklet behandling hos konsesjonsmyndigheten. Slike planer hindrer dobbeltarbeid hos såvel søker som hos konsesjonsmyndighet. I slike tilfeller har kommunen allerede gjort avveininger mot andre interesser i samråd med kommunens innbyggere og andre berørte organisasjoner og statlige myndigheter via länsstyrelsen. Dette kan anvendes som underlag til miljøkonsekvensutredningen. Hvis det derimot ikke finnes støtte for lokaliseringen i oversiktsplanen må länsstyrelsen nøye utrede lokaliseringen i sin konsesjonsbehandling.

Länsstyrelsen i Skåne opplyser at de fleste kommunene i länet har oversiktsplaner eller holder på med utarbeidelse. Enkelte kommuner som Gjeslöv kommune med 40-50 vindkraftverk settes på eksempel på god prekvalifisering som igjen medfører raske konsesjonsprosesser.[53] Vattenfall Vindkraft fremhever Gotlands kommune som aktive fremmere av vindkraft gjennom planvirksomheten.[54]

Selv om miljøloven sier at detaljplan skal følge har dette vært helt uvanlig ved vindkraftutbygging – kun to-tre tilfeller i Skåne (kommuner som er skeptiske og dem som absolutt ønsker detaljplaner). Det har imidlertid vært en økning av detaljplaner til godkjennelse av länsstyrelsen. Systemet gir kommunene betydelig makt i vindkraftsaker. Ved utarbeidelse av detaljplan er det utbygger som blir pålagt finansieringen. Utarbeidelsen tar omlag ett år, men løper parallelt med behandlingen om miljøkonsesjon (Miljödepartementet, 2008).

De nylig innførte endringene i Plan og bygningsloven betyr at detaljplan ikke lenger kan pålegges for vindkraftutbygging, bortsett fra for områder med stor interesse for boligformål eller stor miljøpåvirkning. Imidlertid har lovendringene styrket kommunens makt gitt at den nå må aktivt tillate bygging for at länsstyrelsen skal kunne behandle miljøkonsesjonen.

---

[53] Intervju med Charlotte Jönsson (rådgiver) Göran Fagerström (miljösakkunnig i miljöprövningsdelegationen) og Jon Larsen (rådgiver), hos Länsstyrelsen i Skåne, 13.11.2009.

[54] Intervju med Agnetha Wieslander, juridisk rådgiver, Vattenfall Vindkraft, Sverige, 12. november 2009

5.5 Andre faktorer – trekk ved skattesystemet

I våre intervjuer påpekes det at det svenske eiendomsskattesystemet i noen grad kan påvirke investeringsviljen hos svenske produsenter av vannkraft og da i særlig grad småskala utbygging. Provenyet av denne skatten går i Sverige til staten. Alle elektrisitetsproduksjonsanlegg i Sverige belastes en generell industriell eiendomsskatt, men denne varierer mellom energitypene. Eiendomsskatten for vannkraft har fra 2006 ligget på 1,2 % av takseringsverdien på eiendommen (bygninger og grunn). Fra januar 2008 ble denne økt til 1,7 % og siden ti 2,2 % ved en beslutning om en 0,5 % tidsbegrenset økning for årene 2007-2011. På den andre siden ble eiendomsskatten for vindkraftverk redusert fra 0,5 % til 0,2 % fra og med 1. januar 2007 mens andre elektrisitetsproduksjonsanlegg har en skattesats på 0,5 % som er i tråd med den generelle satsen for industrielle anlegg.

Med en estimert takseringsverdi for svensk vannkraft på 130 milliarder SEK motsvarer dette en kostnad på i gjennomsnitt 4,4 øre/kWh for vannkraft og 0,4 øre/kWh for vindkraft. For enkelte mindre vannkraftverk kan kostnaden komme opp i 6-7 øre /kWh. Til sammenligning utgjør den en kostnad for kjernekraft på ca 0,3 øre /kWh, og mellom 0,1-0,5 øre/kWh for øvrig varmekraft[55] (Svensk Energi, udatert, *Skatter och avgifter på produktion,* www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elpriser-Skatter/Skatter-och-avgifter-pa-produktion).

5.6 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Sverige

Den observerte høye utbyggingstakten for bioenergi i Sverige, oppstart av nyutbygging for vannkraft og økning i utbyggingstakt for vindenergi kan i stor grad knyttes til støttesystemer for fornybar energi som har gjort disse energikildene lønnsomme. For bioenergi gjorde omleggingen av energiskattesystemet fra 1991 biomassebasert fjernvarmeinvesteringer mer lønnsomme enn investeringer i fossilbaserte anlegg med den følge at Sverige så en massiv konvertering til fornybar energi i energisystemet. Innføringen av el-sertifikatsystemet i 2003 gjorde fornybare energikilder (biomasse, vind og vann) lønnsomme under rådende kraftpris. Sertifikatprisene har økt i senere tid og befestet denne lønnsomheten. Det er en klar oppfatning at innføringen av sertifikatsystemet, med den økningen i støttebeløpet som skjedde ved overgangen fra det gamle miljøbonussystemet (som gradvis har blitt faset ut), har vært den viktigste motiverende faktoren bak investeringsviljen sett for fornybar energi. Unntaket er offshore vindenergi der en senere utfasingstakt for miljøbonussystemet sammen med sertifikatsystemet har sikret lønnsomhet.

CO2-skattesystemet og sertifikatsystemet har i så måte vært de viktigste motiverende faktorene bak utbygging av fornybar energi i Sverige. Likevel viser våre intervjuer at særlig utbyggerne av småkraft er bekymret for hvorvidt sertifikatsystemet også i fremtiden vil virke like motiverende –

[55]Intervju Gun Åhrling-Rundström (ansvarlig vattenkraft) og Lennart Sandebjer, juridisk rådgiver, Svensk Energi, 23.11.2009

avhengig av utviklingen i sertifikatprisen når systemet utvides også til Norge der investeringskostnadene for vannkraft er antatt å være betydelig lavere. Kombinert med det særegne nivået på eiendomsskatten for vannkraft (høyere enn for andre energiproduksjonsanlegg) og utfasingen av miljøbonusen kan eventuelt lavere sertifikatpriser hindre investeringer i marginalt lønnsomme verk.

Studien viser at også betydelige ulikheter i flere rammebetingelser som samlet sett gir færre motiverende og flere modererende faktorer for utbygging av vannkraft enn for andre fornybare energikilder.

Selve konsesjonsprosessene for energianlegg har flere slike trekk. Selve vurderingsgrunnlaget for konsesjonsmyndighetene varierer mellom energitypene – utbyggere av vannkraftverk må dokumentere samfunnsøkonomisk lønnsomhet av prosjektet, noe som ikke er nødvendig for andre energianlegg. Krav om omfattende miljøkonsekvensutredning har lavere terskel enn det som gjelder for andre energianlegg, siden størrelsesgrensen for hva som anses som miljøfarlig er satt lavere for vannkraftanlegg.

Vannkraft- og andre energianlegg gis konsesjon gjennom ulike systemer – førstnevnte gjennom det juridiske systemet og vindkraft/bioenergianlegg gjennom forvaltningssystemer på regionalt og lokalt nivå. Utbyggere av vannkraft må bære langt høyere kostnader i konsesjonsbehandlingen gjennom et pålegg om å dekke saksomkostningen for alle berørte parter, noe som ikke gjelder for andre energianlegg.

Om vi ser på grad av uforutsigbarhet i konsesjonsprosesessen som modererende faktor for utbyggingsvilje finner vi mindre grad av men fremdeles ulikheter. Tidsbruken er gjennomgående høyere for behandling av vannkraftsaker gjennom domstolssystemet enn for behandling av vindkraft/bioenergianlegg gjennom forvaltningssystemet, tydelig om man ser på anlegg av samme størrelse. Vi finner også betydelige ulikheter i rollen som spilles av andre myndigheter i konsesjonsprosessen som kan knyttes til slike ulikheter i tidsbruk. På vindkraftområdet har statlige og regionale sektormyndigheter fått klar instruksjon om medansvar til å sikre utbygging, noe som har ført til stor grad av koordinering mellom sektormyndigheter i å legge til rette for effektive konsesjonsprosesser. På vannkraftområdet finnes ingen tilsvarende instruksjon.

På den andre siden er begge konsesjonssystemene, inkludert systemet for klagebehandling, organisert slik at utbyggere i liten grad kan forvente direkte politisk inngripen i enkeltsaker, noe som styrker forutsigbarheten. Såvel domstolssystemet som forvaltningssystemet har trekk av desentralisering, noe som kan virke i motsatt retning, og gi uforutsigbarhet ved at saker behandles ulikt i ulike geografiske områder. Studien viser at mange utbyggingsaktører oppfatter så å være tilfelle.

Også systemet for arealplanlegging i Sverige viser trekk som synes å være mer motiverende for utbyggere av vindkraft og fjernvarme basert på bioenergi enn for utbyggere av vannkraft. Statlige myndigheter har definert områder i Sverige med gode vindforhold som riksinteresseområder for vindkraft (vindbruk) og gitt klare signaler til planleggingsmyndigheter

på lavere nivåer å ta hensyn til disse. I tillegg finansierer statlige myndigheter lokal vindkraftplanlegging og har satt ned en spesiell ressursgruppe med oppgave å reise rundt for å informere og skape blest om vindkraft i Sverige. På lokalt nivå har signalene blitt fulgt opp av mange kommuner med oversiktsplaner etablert for vindbruk i sin arealplanlegging. Når det gjelder fjernvarme basert på bioenergi innførte Sverige allerede i 1977 en lov om lokal energiplanlegging som la grunnlag for at de fleste kommunene i dag har etablert fjernvarmesystemer.

Også på vannkraftområdet har statlige myndigheter gitt länsstyrelsen i oppdrag å lage oversikt over tilgjengelige vannkraftressurser men dette oppdraget har hatt til sammenligning hatt lite påtrykk og er i liten grad fulgt opp. På riksnivå finnes lister over vassdrag som er vernet for utbygging. Denne definerer hvor utbyggere ikke bør sette i gang prosjektering, mens en tilsvarende nasjonal plan for mulige utbyggingsprosjekter altså ikke finnes.

Til slutt har studien vurdert hvorvidt det svenske nettsystemet utviser trekk som modererer utbygging av fornybar energi. Nettkapasitet har så langt ikke utgjort en begrensning for utbygging av vind- og vannkraft. Mesteparten av utbyggingen har skjedd i sør-Sverige der det har vært ledig kapasitet. Ved videre storsatsing på vindkraft vil det være aktuelt å bygge ut i nordlige Sverige. Dette vil utløse kapasitetsbegrensning på nettforbindelsene nord-syd i Sverige.

Videre har studien sett på produsentenes kostnader knyttet til innmating og bruk av nett. Nettselskapene har mulighet til å kreve 100 % dekning av nettkostnader som utløses av ny produksjon. Terskeleffekter, det vil si problem knyttet til fordeling av nettkostnader i områder der flere nye produsenter ønsker tilknytning, kan ha hatt en viss effekt på utbyggingstakten av vindkraft, ved at ingen produsenter har ønsket å være den som utløser investeringene og risikerer å bære hele kostnaden. Studien viser imidlertid at statlige myndigheter, gjennom Svenska Kraftnät, har startet arbeid for å klargjøre retningslinjer på området. Den viser også at for stamnettsinvesteringer som utløses av ny produksjon er Svenska Kraftnät i enkelte tilfeller beredt på å bære kostnadene, slik tilfellet var i beslutningen om ny DC-linje til Gotland for dermed å utløse bygging av ny vindkraftproduksjon.

Oppsummert så finner vi betydelige ulikheter mellom rammebetingelser for ulike energiløsninger i Sverige. Dagens støttesystem motiverer alle typer fornybar energiproduksjon men andre rammebetingelser modererer i langt større grad investeringer i vannkraft enn vindkraft og bioenergibaserte energiløsninger.

6 Skottland

Skottland fikk selvstyre under "Scotland Act 1998" med egen nasjonalforsamling og et kollegium av ministre (Scottish Executive). Lederen av dette kollegiet benevnes 'First Minister'. Beslutningsmakt ble overdratt skotske myndigheter på enkelte områder (devolved matters) og beholdt eller delt på andre (reserved matters). I visse saker beholdt den britiske regjeringen makt over politikkområdet men overlot til skotske myndigheter å administrere egne mål innenfor rammen av britisk politikk (executive devolution). I slike tilfeller har ikke det skotske parlamentet beslutningsmakt (Scottish Executive, 1999). Energispørsmål ble i stor grad beholdt som 'reserved matters' men med stor grad 'executive devolution'. Energieffektivisering og miljøpolitikk ble i sin helhet overdratt som skotsk ansvarsområde (devolution).

I elektrisitetsspørsmål har skotske myndigheter overtatt det administrative ansvaret for å utstede konsesjoner til produksjonsverk og kraftlinjer, samt for utvikling av fornybar energi, inkludert administrasjon av pålegg og støtteordning for produsentene. Kjernekraft samt olje- og gasspolitikken ble i større grad beholdt som britiske beslutningsområder, men med administrasjon av miljøpolitiske aspekter overført til skotske myndigheter. Det delte ansvaret i energipolitikken medfører tett samarbeid mellom Scottish Executive og det britiske Department of Trade and Industry.

Som beskrevet innledningsvis er det skotske energisystemet i stor grad basert på fossile energikilder, også el-systemet, som i tillegg har en betydelig andel kjernekraft og vannkraft. Landet har de senere år sett en rask økning i fornybarandelen, særlig vindkraft. Som indikert i innledningen er potensialet for videre utbygging av fornybar energi stort, i særdeleshet vindkraft på land og offshore, bølge- og tidevannskraft, men også biomassebasert energiproduksjon og en viss videreutbygging av vannkraft. Dette kapitlet ser videre på rammebetingelser i Skottland for å forstå den raske utbyggingstakten sett for fornybar energi de senere år.

6.1 Trekk ved konsesjonssystemet og konsesjonsprosessen

6.1.1 Generelt om det skotske konsesjonssystemet

Alle elektisitetsanlegg som skal bygges og drives i Skottland, bortsett fra svært små anlegg, trenger en planleggingstillatelse etter Town and Country Planning (Scotland) Act 1997. Størrelse og type anlegg bestemmer hvem som gir denne tillatelsen. Anlegg opp til 50 MW-kapasitet samt opp til 1 MW for vannkraft behandles og utstedes av lokalrådene (Local Councils). For anlegg over disse grensene behøves også konsesjon (energy consent) etter seksjon 36, elektrisitetsloven av 1989, som gis av skotske sentrale myndigheter. Konsesjon etter elektrisitetsloven gis også av skotske sentralmyndigheter for offshore kraftverk og kraftledninger (behandles etter seksjon 37 i elektrisitetsloven). For anlegg som får konsesjon etter elektrisitetsloven tildeles også automatisk planleggingstillatelse fra sentralmyndigheten. (Energy Consents Unit, Energy Consents, 10. august 2009). Målet med planleggingstillatelse og konsesjonsprosessen er å balansere ulike aktørers interesser og hensyn til ulike faktorer (Energy Consents Unit, Introduction, 24. juni 2009). Dette innebærer å ta i betraktning både utbyggere, energi- og planleggingsmyndigheter,

lokalsamfunn og miljø. Mange søknadene vil derfor omfatte en miljømessig konsekvensutredning (KU) som beskriver de følger prosjektet vil kunne få for miljøet. I tillegg skal både søknaden og utredningen gjøres tilgjengelig for myndighetsinstanser og offentligheten på lokalt og nasjonalt plan. Resultatet er en omstendig prosess som beskrives i detalj nedenfor.

Selve konsesjonsbehandlingen foretas av Energikonsesjonsenheten (Energy Consents Unit), en del av de skotske myndigheters energiavdeling (Energy Division) (McKenzie, 2007). Søknader som behandles av Energikonsesjonsenheten hos myndighetene vil kunne ta mer enn to og et halvt år, mens lokale planleggingsmyndigheter vil bruke fra seks til ni måneder (McKenzie, 2007). Tabell 6-1 nedenfor illustrerer faser i konsesjonsprosessen etter seksjon-36-prosedyren og normaltid som er beregnet for myndighetenes tidsbruk.

Tabell 6-1 Faser i konsesjonsprosessen i Skottland

Prosess og utbyggers (UB) tiltak	Normal tidsbruk for skotske myndigheter
Før søknad sendes inn	
UB identifiserer område, diskuterer forslag med relevante planleggingsmyndigheter og andre forvaltningsmyndigheter	Vurdering av hvorvidt konsekvensutredning er nødvendig: to uker
UB etterspør fra myndighetene en vurdering av hvorvidt konsekvensutredning er nødvendig (screening) og hva innholdet i denne bør være (scoping)	Vurdering av hva konsekvensutredningen skal inneholde samt tid for ulike interesser å kommentere på dette: ni uker
UB foretar miljøkonsekvensvurdering og forbereder miljørapport (environmental statement)	
Søknadsfasen	
i) UB viser utkast til søknad til konsesjonsenheten hos skotske myndigheter ca to uker før denne offentliggjøres	i) Konsesjonsmyndigheten responderer på utkastet innen to arbeidsdager
ii) UB sender inn søknad, miljørapport og søknadsavgift til skotske myndigheter	ii, iii, iv) Konsesjonsmyndigheten sender ut forespørsel om høring til sentrale berørte parter og andre myndighetsorganer innen to uker etter mottatt søknad
iii) UB sender ut informasjon til lovpålagte høringsinstanser før søknaden gjøres offentlig tilgjengelig	
iv) UB offentliggjør søknaden i riksdekkende og lokale aviser (to ganger med en ukes mellomrom)	
Søknadsvurderingsfasen	
i) lovpålagte og andre høringsparter (inkludert befolkningen) har 28 dager fra andre gangs offentliggjøring av søknaden til å gi kommentarer og registrere seg som påklager til eventuell senere offentlig granskning	i) myndighetsorganer og den berørte allmennhet har 28 dager på seg til å sende kommentarer til konsesjonsmyndigheten, bortsett fra lokale planleggingsmyndigheter som har fire måneders frist. Lovpålagte høringsinstanser kan få lengre frist hvis godkjent av utbygger.

ii) den relevante lokale planleggings-myndigheten har fire måneders frist til å informere skotske myndigheter om den er mot søknaden eller å kommentere på vilkår for konsesjon	
Evalueringsfasen Konsesjonsmyndigheten vurderer innkomne høringsuttalelser	Konsesjonsmyndigheten bruker opp til fire uker på å vurdere høringsuttalelsene og bestemme om tilleggsinformasjon er nødvendig
Innhenting av tilleggsinformasjon Konsesjonsmyndighet ber om informa-sjon som tillegg til søknaden UB sender ny informasjon til relevante berørte parter og videre offentlig høring holdt hvis nødvendig	i) ingen tidsfrist for utbygger. Søknad blir midlertidig satt på vent til tilleggs-informasjonen er sendt inn ii) Når tilleggsinformasjon er mottatt har alle høringsinstanser 28 dagers frist på å kommentere unntatt når utvidet tid er gitt

Evaluering av tilleggsinformasjon Uttalelser fra berørte parter om tilleggs-informasjon vurderes av konsesjons-myndigheten	Konsesjonsmyndigheten bruker opp til fire uker på å vurdere høringsuttalelsene og om videre informasjon er nødvendig
Henstilling om offentlig lokal gransk-ning (ikke automatisk for alle saker) Hvis relevante planleggingsmyndigheter går mot søknaden eller kan godkjenne den under vilkår må den skotske regjeringen (kollegiet av ministre) tilskynde en offentlig lokal granskning. Regjeringen har makt til selv å bestemme en slik granskning hvis for eksempel andre offentlige myndigheter er mot søknaden	Konsesjonsmyndigheten vil tilstrebe henstilling av offentlig granskning innen tre måneder
Den offentlige lokale granskingen Den skotske regjeringen vil utnevne en rapportør for granskingen til å rådgi ministerkollegiet om sine funn basert på granskingen.	Tidsrammen for offentlige lokale granskinger varierer fra 6-18 måneder
Vedtaksfasen Ministerkollegiet vedtar konsesjon eller ikke basert på tilgjengelig informasjon (hvis offentlig granskning, også rapportørens rapport)	Ministerkollegiet bestreber seg på å ta beslutningen innen to måneder etter at all informasjon er gjort tilgjengelig
Offentliggjøring av vedtak	Beslutningen offentliggjøres i lokal- eller rikspresse og eventuelle vilkår for konsesjonen offentliggjøres innen to uker

Skotske myndigheter viser til økt vedtaksrate for energisøknader de siste årene. 28 søknader ble vedtatt i toårsperioden mai 2007-mai 2009, 22 av dem godkjennelse (21 fornybar energiprosjekter). I den foregående fire-årsperioden ble vedtak fattet for kun 19 prosjekter.[56]

[56] www.scotland.gov.uk/News/Releases/2009/05/20093812

6.1.2 Før-søknadsfasen

En viktig del av før-søknadsfasen i Skottland er knyttet til vurdering av innhold i konsekvensutredningen (Environmental Impact Statement), som reguleres av regelverket "The Electricity Works (Environmental Impact Assessment) (Scotland) Regulations 2000", (Scottish Executive, 2000). Den fremlegger at utbygging og drift av all kjernekraft og alle andre kraftverk på over 300 MW krever en miljømessig KU (Energy Consents Unit, Screening, 24. juni 2009). For prosjekter som faller utenfor denne grensen beskrives dette behovet som "i mindre grad påkrevet" ("less prescriptive"), men utviklingen har likevel gått mot omfattende konsekvensutredninger også for små prosjekter (Reid, Pillai and Black, 2005). For vannkraft vil generelt prosjekter under 500 kW være fritatt for konsekvensutredning (McKenzie, 2007). For vindkraftprosjekter er det i dag vanlig med KU for prosjekter over 5 MW.[57]

Ved prosjekter over disse grensene kan utbygger selv ta initiativ for å utarbeide KU eller ta kontakt med sentrale myndigheter for en vurdering (Energy Consents Unit, Screening, 24. juni 2009). Denne forespørselen kalles "screening" og svaret som gis kalles en "screening opinion". Utbygger legger ved forespørselen en plan som identifiserer stedet det søkes tillatelse til å bygge ut; en kort beskrivelse av prosjektets karakter og mål, samt annen relevant informasjon. Når sentrale myndigheter har mottatt forespørselen har de tre ukers frist til å be om tilleggsinformasjon. De skal deretter innen en frist på tre uker konsultere relevante lokale planleggingsmyndigheter om hvorvidt prosjektet bør pålegges KU (hvis ikke utbyggeren allerede har klargjort dette). Fristen kan forlenges hvis utbygger aksepterer dette. Etter innspill fra lokal planleggingsmyndighet har sentral myndigheter tre nye uker på å klargjøre sin screening opinion, med mindre annet er avtalt.

Dersom KU blir påkrevet kan utbygger be om ytterligere informasjon om tema som må tas stilling til og hvilken type informasjon som må inkluderes i utredningen og miljøerklæringen. Dette kalles "scoping" og sentralmyndighetens svar kalles en "scoping opinion" (Energy Consents Unit, Scoping, 24. juni 2009). En scoping-forespørsel skal også inneholde en plan som grad klargjør og identifiserer utbyggingssted; en kort beskrivelse av prosjektets karakter og målet for utbyggingen, samt annen informasjon som utbygger mener er nyttig eller relevant. Konsesjonsmyndigheten kan på nytt vurdere om tilleggsinformasjon er nødvendig for å klargjøre enkelte punkter. Deretter skal myndigheten konsultere utbyggeren og gir også andre relevante myndigheter og aktører muligheten til å respondere på innholdet i scoping opinion, innen tre uker hvis ikke annerledes avtalt. En scoping opinion er et omfattende dokument.[58] Den skal ta i betraktning spesielle egenskaper ved det spesifikke prosjekt-

[57] RWE npower renewables, Onshore Wind Development Process, se www.rwe.com/web/cms/en/258516/rwe-npower-renewables/technologies/development-process/

[58] På skotske myndigheters nettsider kan man søke opp konsesjonssøknader og lese ulike prosjektenes scoping opinons. Se www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Applications-Database

et og ved typen prosjekt, og hvilke deler av miljøet som kan bli rammet og på hvilken måte.

Dersom utbygger samtidig ber om både screening og scoping opinion, skal konsesjonsmyndigheten begynne arbeidet med scoping samme dag som de legger fram sin screening opinion.

Planleggingsmyndighetene maner utbyggerne til å bruke KU-prosessen til å vise hvorfor og hvordan prosjektet deres er passende for det aktuelle stedet (SPP6, 2007). Dette vil være spesielt viktig i tilfeller hvor utbyggingen gjelder områder utenfor gjeldende planer for ønsket utbygging. Myndighetene ber om at utbyggerne gjennomfører konsekvensutredninger som står i forhold til størrelsen på prosjektet det søkes konsesjon til. Mindre prosjekt vil altså kreve en mindre omfattende utredning.

I denne tidlige fasen skjer det en omfattende konsultasjon mellom utbygger og ulike berørte parter og myndigheter som kan ta flere år. Utbyggeren oppfordres til å på et tidlig tidspunkt ta kontakt med ulike lokale og nasjonale myndigheter, slik som Scottish Natural Heritage, for å avklare om stedet de ønsker å bygge ut faller under en eller flere verneregler (McKenzie, 2007).

Tidsbruken i denne fasen avhenger mye av hvorvidt konsekvensutredning pålegges eller ikke. For eksempel vurderer McKenzie (2007) at små vannkraftprosjekter uten krav til konsekvensutredning kan ta fra rundt 18 måneder til to år fra start av prosjektplanleggingen helt til utbyggingen er ferdigstillet, noe som indikerer at tidsbruken i tidlig fase er moderat. Mer komplekse prosjekter med krav til konsekvensutredning kan gjerne ta tre til fem år fra planleggingsstart til ferdig utbygging.

6.1.3 Søknadsfasen

KRAV TIL INNHOLD I SØKNAD OG KONSEKVENSUTREDNING (MILJØERKLÆRING)

Når konsekvensutredningen er gjennomført og sammenfattet i en miljøerklæring (Environmental Statement) kan utbygger sende inn en formell søknad til Energikonsesjonsenheten (Energy Consents Unit).[59] Myndighetenes nettsider gir mer fullstendig informasjon om konsesjonsprosessene for prosjekter på land og offshore.[60] Generelt bør søknadene inneholde:

- et brev med anmodning om konsesjon og planleggingsgodkjennelse ("deemed planning permission"),
- et kart over området hvor anlegget skal bygges,
- miljøerklæringen, dersom en miljømessig KU er påkrevet, og
- søknadsavgiften.

På samme tidspunkt som søknad sendes inn må utbygger annonsere om denne i riks- og lokaldekkende aviser. Annonsen må inneholde informa-

[59] Energy Consents Unit, *Application*, 24. juni 2009

[60] På land: www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure /Energy-Consents/Pack – Til sjøs: /www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Indus try/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Marine-Development-Guid

sjon om hvor interessenter kan få tak i en kopi av søknaden og kart over området, samt tidsramme for innspill.[61]

Innholdet i konsekvensutredningen (miljøerklæringen) kan omfatte informasjonskrav om:

- arkeologiske hensyn,
- avfallsbehandling,
- design av bygninger,
- konsekvenser for flora og fauna,
- landskapelige og visuelle konsekvenser
- lokal planlegging,
- luftkvalitet,
- nettilknytning,
- området som et fritidsområde,
- ressursgrunnlag,
- samfunnssikkerhet,
- støynivå,
- trafikk og adkomst, samt
- hvordan KU er gjennomført metodisk.

6.1.4 Søknadsbehandlingsfasen

For søknader som behandles sentralt av Energikonsesjonsenheten skal denne etter innsendt søknad vurdere innspill fra de relevante planleggingsmyndigheter, offentligheten og de parter som konsulteres både på bakgrunn av lovfestet og ikke-lovfestet rett til å bli hørt (såkalte "statutory" of "non-statutory consultees"). Søknader som faller under Del 36 av Elektrisitetsloven vil normalt omfatte omlag 30 lovpålagte høringsparter som skal konsulteres, inklusive sju interne, åtte lokale og 15 eksterne (McKenzie, 2007). Normalt kommer det også mange innspill fra private aktører og ulike organisasjoner. Dersom partner med lovmessig rett til konsultasjon ikke svarer innen fristen, vil dette kunne skape forsinkelser, fordi deres meninger må tas i betraktning.

Personer med innspill, enten som protest eller støtte, kan han eller hun sende et eget brev, i posten eller per e-post, eller bruke et skjema for støtte og protest som er tilgjengelig på myndighetenes nettsider.[62] Alle innspill vil bli sendt ut til de lokale planleggingsmyndighetene, og gjort tilgjengelig for offentligheten mot forespørsel, med mindre avsenderen har spesifikt bedt om at dette ikke skjer.

Energikonsesjonsenheten har satt som mål å bruke inntil fire uker på å vurdere innspillene og bestemme om ytterligere informasjon er nødven-

[61] Energy Consents Unit, *How do I support/object*, 2. november 2009.
[62] *Energy Consents Unit*, 'How do I Support/Object', 2. november 2009.

dig. Om så skjer vil de be utbygger sende inn tilleggsinformasjon som deretter sendes til konsultasjon og sirkuleres blant de samme høringsaktørene som kom med innspill i første runde. Utbyggeren har ingen tidsfrist for innsendelse av tilleggsinformasjon og søknaden anses i mellomtiden som stoppet. De som konsulteres har 28 dager på seg til svare, med mindre annet har blitt avtalt. Dernest vurderer Energikonsesjonsenheten de nye innspillene innen en frist på fire uker der det også vurderes om nok en runde med tilleggsinformasjon er nødvendig.

Lokale planleggingsmyndigheter har stor betydning for videre prosedyre i søknadsbehandlingen. På basis av egne og andre innspill foretar lokale planleggingsmyndigheter sin egen vurdering av søknaden. De kan velge å godta søknaden. Da fortsetter saksbehandlingen hos Energikonsesjonsenheten og videre i regjeringen frem mot vedtak.

Hvis lokale planleggingsmyndigheter protesterer eller kun vil akseptere utbygging under visse vilkår fortsetter behandlingen etter tre ulike prosedyrer avhengig av konfliktgrad og hvilke sakskompleks konflikten gjelder. I enkelte saker er det tilstrekkelig for myndighetene å vurdere skriftlige innspill. I andre tilfeller lages en uformell høring gjennom en rundebordskonferanse organisert av myndighetene.

Hvis protestene gjelder virkninger på landskap og biologisk mangfold og lokale myndigheter krever det, skal det kalles inn til offentlig lokal høring ("public local inquiry") som er svært tidkrevende.[63] Offentlig høring kan også kreves av ulike sentrale myndigheter. Energikonsesjonsenheten skal tilstrebe at høringen settes i gang innen tre måneder og regjeringen utnevner en rapportør til å overvære høringen og gi videre innspill til endelig vedtak. Tiden det tar å avholde høring vil avhenge av organiseringen og hvor lang tid rapporteringen tar. I følge myndighetene er det et mål å foreta høringen innen en tidsfrist fra seks til 18 måneder. Når høringen er gjennomført og rapportert fortsetter regjeringen sin behandling.

Søknader som behandles av lokale planleggingsmyndigheter foregår etter mye av de samme prosedyrene. Her gjelder imidlertid en særskilt "ubesluttsomhetsklausul", som sier at utbygger kan anke saken videre hvis ikke lokale myndigheter har kommet til et vedtak innen fire måneder fra innsendelsen av søknaden. Hvis så skjer er det vanlig at lokale planleggingsmyndigheter krever offentlig granskning. Ethvert vedtak fra lokale planleggingsmyndigheter kan ankes til regjeringen som da fortsetter sin prosedyre med offentlig høring.

Særegent med det skotske konsesjonssystemet er at selve ankemuligheten ligger innbakt i den offentlige høringen – det vil si at klagen behandles før konsesjonsvedtak fra den skotske regjeringen. Når regjeringen har tatt sin endelige beslutning kan ikke saken ankes videre.

TIDSBRUK - SØKNADSBEHANDLINGEN

Lang tidsbruk i søknadsbehandlingsfasen har blitt sett på som Total tidsbruk for selve søknadsbehandlingen varierer. Regjeringen har satt som mål at vedtak skal fattes innen ni måneder etter at en søknad er kommet

[63] Intervju med Sandra Leece, juridisk rådgiver, Vattenfall Windpower, Scotland, 21. januar 2010.

inn. Denne fristen brytes vanligvis. Vindkraftsaker som behandles uten offentlig høring tar gjerne 18 måneder fra søknaden sendes til endelig vedtak. Saker som går til offentlig høring kan i visse tilfeller ta 3-4 år.[64] Saker som behandles av lokale myndigheter tar gjerne under ett år. For lokal saksbehandling finnes et ris bak speilet ved at utbyggerne kan kreve at saken flyttes over til sentralt nivå hvis saksbehandlingen overstiger fire måneder.

6.1.5 Vedtaksfasen

Når saken er ferdigbehandlet av Energikonsesjonsenheten og rapportøren (i tilfelle offentlig høring) starter regjeringen arbeidet med å fatte vedtak. Den har som mål å overholde en tidsfrist på to måneder for å fatte vedtaket. Etterpå blir avgjørelsen offentliggjort i lokal og nasjonale presse og på myndighetenes nettsider. Dersom avgjørelsen er positiv og konsesjon innvilges, vil en full beskrivelse av konsesjonsprosessen og avgjørelsen også gjøres tilgjengelig. Dette skal skje innen to uker.

VILKÅR

I saker som har fått endelig konsesjon fra skotske lokale eller sentrale myndigheter er det vanlig at det settes svært mange vilkår – 50-60 vilkår er ikke uvanlig.[65] Dette kan henge sammen med at konsesjonsmyndigheten nyter stor makt til å gi positivt konsesjonsvedtak til tross for lokal motstand hvis utbyggingen anses å være nødvendig for å nå overordnede nasjonale mål. De mange vilkår som settes blir dermed kompensasjon til de ulike sektor- og lokale interessentene. Vilkår som settes varierer med type energianlegg.

6.1.6 Post-vedtakfasen

Når endelig vedtak er fattet av regjeringen finnes ikke flere ankemuligheter. Det kan likevel ta betydelig tid fra konsesjon er gitt til utbygging starter opp. I denne fasen sluttføres gjerne parallelle forhandlinger med berørte grunneiere om kompensasjon for arealbruk samt forhandlinger med leverandører av varer og tjenester. For større nettprosjekter som involverer hundrevis av grunneiere kan denne prosessen ta lang tid. Disse prosessene startes gjerne opp samtidig med konsesjonsprosessen men på grunn av usikkerhet knyttet til hvorvidt man vil få konsesjon er det vanlig at den endelige sluttføringen skjer etter at konsesjon er gitt.

6.2 Nasjonale støtteordninger

Det viktigste støttesystemet for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder i hele Storbritannia er "Renewables Obligation (RO)" som trådte i kraft i 2002 (Ofgem, 5. januar 2009). Systemet erstattet ordningen med Non-Fossil Fuel Obligations (NFFO) innført i 1989 da Storbritannia deregulerte markedet og privatiserte el-industrien. Det opprinnelige formålet med NFFO var støtte til kjernekraft for å gjøre denne tilstrekkelig lønn-

[64] Intervju med Sandra Leece, juridisk rådgiver, Vattenfall Windpower, Scotland, 21. januar 2010

[65] Intervju med Sandra Leece, juridisk rådgiver, Vattenfall Windpower, Scotland, 21. januar 2010

som for private interesser men systemet utviklet seg som støtte til all ikke-fossil produksjon. Systemet bygget på offentlige anbudsrunder for ulike teknologier (ikke teknologinøytralt) med de mest lønnsomme prosjektene valgt ut for støtte for hver av teknologiene. Produsentene ble gitt en statlige støtte for produksjon av energi basert på ulike teknologier: vind, småskala vannkraft, avfall, avfallsgass, biomasse, og så videre. Prisstøtten var differansen mellom anbudsprisen (kontraktprisen) og markedsprisen (gjennomsnittlig månedspris på børsen). Ordningen ble betalt av offentlige inntekter fra en avgift på fossilt brensel (Fossil Fuel Levy) betalt av konsumentene.

Tanken bak systemet var at gjentatte anbudsrunder ville drive ned kostnader og priser på fornybar energi slik at disse til slutt ville gjenspeile markedspriser. Det skotske undersystemet ble administrert av skotske myndigheter under navnet Scottish Renewables Obligation). Hovedproblemet med systemet var at produsenter som ønsket å vinne fra i anbudskonkurransen ikke hadde tatt innover seg kostnadene knyttet til å sikre seg planleggingstillatelse fra lokale myndigheter og mange av prosjektene som sikret seg støtte ble derfor aldri realisert. Som eksempel ser vi at av 302 vindkraftprosjekter som ble gitt støtte under systemet har kun 75 blitt realisert per i dag (UK Department of Trade and Industry, "A summary of the experience of wind energy support through the NFFO", Wind Energy Fact Sheet 6). Skotske myndigheter ga støtte til 47 vindkraftprosjekter under systemet men kun ti av dem er så langt realisert.

Problemene med NFFO-systemet førte til innføringen av Renewables Obligation-systemet i 2002. Under RO-systemet er strømleverandører forpliktet til å la en andel av strømmen komme fra fornybare ressurser. Leverandørene kan selv velge som de vil kjøpe fornybar energi direkte fra produsentene eller sertifikater utstedet til produsentene per MWh generert fra fornybare kilder (Renewables Obligation Certificates, ROCs). Produsentene får sertifikater for alle fornybar energianlegg bygget etter år 1990 bortsett fra vannkraftanlegg over 20 MW der anlegg bygget før 1. april 2002 ikke er med i ordningen.

Leverandørene kan imidlertid også velge å stå utenfor systemet men må da betale en straffepris (buy-out price) for andelen av den gitte forpliktelsen som mangler ved det årlige regnskapstidspunktet. Denne straffeprisen ble satt til £30/MWh i 2002-2003, årlig prisindeksert, slik at den nådde £37,19/MWh for regnskapsåret 2009-2010.

Andelen fornybar energi forpliktet av leverandørene er økende over tid for å reflektere overordnede politiske målsetninger. Leverandørene måtte i 2005-6 regnskapsføre 5,5 ROC/100 MWh levert strøm. I 2008-9 var andelen økt til 9,1 ROC/100 MWh (9,7 ROC/100 MWh for 2009-10 økende til 15,4 ROC/100 MWh i perioden 2015-2027). 2027 er sluttidspunktet for nåværende ordning.

Straffegebyret for manglende oppfyllelse av kvoteplikten betales inn til et fond administrert av UK Ofgem (Office of the Gas and Electricity Markets) og betales tilbake til leverandørene per sertifikat de faktisk har i besittelse ved regnskapstidspunktet. Dette øker verdien av sertifikatene utover den straffeprisen som er satt. Selve sertifikatprisen er bestemt i markedet men den nominelle verdien kan beregnes ved å addere straffeprisen med midler fra fondet tilbakebetalt per ROC i systemet. I 2007-

2008 var den nominelle ROC-verdien £ 52.95/MWh (ca 50 øre/kWh med dagens valutakurser – det vil si januar 2010).

Det er separate RO-systemer for Skottland, England & Wales, og Nord-Irland. Det skotske systemet administreres av skotske myndigheter men forpliktelsene er satt likt dem i England og Wales og sertifikater kan omsettes i hele systemet.

Evalueringer utført av RO-systemet viser at det har gitt gode incentiver til fornybar energi men ikke tilstrekkelige til å nå den årlige målsetningen satt for fornybar energi. Leverandørene har dermed i for stor grad benyttet seg av muligheten til å betale straffepris i stedet for å inneha tilstrekkelige kvoter. De viktigste årsakene til dette er vurdert å være kostnader knyttet til planlegging av fornybar energianlegg og overføringslinjer (Ofgem 2007).[66]

Tabell 6-2 Vekter for ulike teknologier i det skotske sertifikatsystemet for fornybar energi

Teknologikategori	Teknologier	Nivå på støtte (ROC/MWh)
Mest etablert	Gass fra landfyllinger	0,25
Etablert	Gass fra kloakksystemer, forbrenning av vanlig biomasse	0,5
Referanse	Landbasert vindkraft, vannkraft, samforbrenning av dyrkede energivekster, energi fra avfall med kogenerering av varme og elektrisitet (CHP), forbrenning av biomasse med CHO, geopressure, standard gasifisering og standard pyrolyse	1,0
Post-demonstrasjon	offshore vind, dedikert regulær biomasse og samforbrenning av energivekster med CHO	1,5
Kommende Teknologier	Bølge, tidevannskraft, avansert gasifisering og pyrolyse, solar PV, geotermisk, enkelte biomasseteknologier	2,0
Videreutviklede vekter for bølge og tidevannskraft (kun for Skottland)	Bølge og tidevannsprosjekter i skotske farvann som ikke mottar investeringsstøtte	3,0-5,0

[66] Ofgem's response to BERR consultation on reform of the Renewables Obligation, Ref. 222/07, www.ofgem.gov.uk/SUSTAINABILITY/ENVIRONMENT/POLICY/Documents1/Ofgem %20response %20to %20Renewables%20 Obliga tion %20consultation %5B1 %5D.pdf.

På bakgrunn av evalueringer endret britiske og skotske myndigheter RO-systemet i 2009. Teknologinøytraliteten blir nå opphevet. Det innføres ulike teknologivekter for å skille mellom etablerte og kommende teknologier. Tabellen nedenfor viser ROC-vektene i det nye systemet.

Tabellen viser for eksempel at produsenter vil bli gitt 1,5 ROC for offshore vindkraft. På den andre siden har Storbritannia og Skottland nå også innført *feed-in-tariffer* for produksjon fra småskala anlegg (mindre enn 5 MW) for å øke interessen for investeringer også utenfor tradisjonelle store energiselskaper. Britiske myndigheter har foreløpig annonsert illustrerende tariffer for mikrovindkraftturbiner (mellom 1,5kW og 15kW) på 23p/kWh og solar PV (36,5p/kWh opp til 4 kW og 28 p/kWh for systemer opp til 10 kW).

Britiske myndigheter vedtok i 2009 også innføring av en støtteordning for fornybar varme innen april 2011, en såkalt Renewable Heat Incentive som ligner på feed-in tariffer for el-produksjon. Utformingen av denne er ennå ikke klarlagt.

Videre ble det i 2009 foreslått at RO-systemene for England & Wales og Skottland skulle forlenges minst til 2037, med en 20-års grense for støtte til individuelle prosjekter. Så langt har RO-systemet ikke angitt noen slik grense.

I tillegg til RO-systemet finnes det for hele Storbritannia en klimaavgift som legges på fossile brensler (Climate Change Levy). I 2009 var denne avgiften på £4,7/MWh (omlag 4 øre med dagens valutakurs). Denne betales av sluttbrukerne og administreres av leverandørene. Fornybar energiproduksjon er fritatt denne avgiften og gis et sertifikat (Levy Exemption Certificate – LEC pålydende verdien til avgiften). Leverandørene må sikre seg at strømmen de selger uten avgift faktisk kommer fra fornybare energikilder, og normalt sett overføres sertifikatet til produsentene når de kjøper inn fornybar elektrisitet. Produsentene kan deretter selge sertifikatet videre i markedet.

I tillegg utdeles det årlig en særskilt kompensasjon for anlegg som var i drift i de tre halve timene med høyest etterspørsel i firemånedersperioden november-februar hvert år (triad benefit). Kompensasjonen varierer over områder avhengig av områdeprisene og har for enkelte områder i Storbritannia nådd £22/kWh produsert fra verket i disse periodene.

6.3 Nettsystemet

KAPASITET I NETT

Det skotske energisystemet ble fullt ut knyttet til det større britiske systemet i 2005 ved etableringen av felles system for el-handel og transmisjons (British electricity trading and transmission arrangements – BETTA). Felles balansetjenester ble innført, felles system for tilknytning og bruk av transmisjonsnettet, felles tariffregler og en felles systemansvarlig (TSO) – National Grid plc. Transmisjonsnettet i Skottland er fremdeles eiet av de to nåværende store selskapene, Scottish Power Transmission Ltc. og Scottish Hydroelectric Ltd. (igjen eiet av Scottish

and Southern Energy), men ansvar for drift av systemet er overlatt til National Grid. De to skotske selskapene eier underliggende distribusjonsnett.

Skottland er overskuddsområde for produksjon og er nettoeksportør til England, der hovedlasten igjen er plassert sør i landet. Overføringskapasiteten mellom Skottland og England er imidlertid begrenset. Kapasiteten i det skotske nettsystemet er sterkt begrenset hva gjelder såvel nord-sør som øst-vest-linker, noe som er en stor utfordring for utbygging av Skottlands fornybare ressurser, i sær vindressursene, som i stor grad finnes på kysten, på øyene og i høylandet. I følge en rapport av den tverrpolitiske Scottish Parliament Renewable Energy Group (SPREG) var det skotske energinettet i ferd med å nå full kapasitet allerede i 2004 (SPREG, 2004). Man hadde regnet ut at det fantes nok ledig kapasitet til at man kunne oppfylle fornybarmålet da satt for 2010 om en andel på 18 % fornybar energi, men at massiv utbygging av nettet ville være nødvendig for å sikre fremtidige tilkoblinger av fornybar energi. Gruppen anså det som nødvendig med større politisk vilje til å koordinere nettutbygging med produksjonsutbygging og å etablere reguleringer for å oppfordre mindre strømleverandører å knytte seg til nettet.

Per 2009 beskriver skotske myndigheter fremdeles situasjonen som preget av store utfordringer og begrensninger knyttet til nettkapasitet og nye krav til utbygging (Scottish Government, Grid Connections, 5. januar 2009). Ifølge Vattenfall Windpower Ltd. Scotland er det nå hovedsakelig mindre verk som knyttes direkte til distribusjonsnettet samt en viss ledig kapasitet helt sør i det skotske transmisjonssystemet som åpner for videre utbygging.

Tidlig 2010 kom et gjennombrudd da skotske myndigheter ga konsesjon til bygging av ny nord-sørlink, den 200 km lange doble forbindelsen (400 kV og 270 kV linjer) mellom Beauly og Denny, til erstatning for den tidligere 132 kV-linjen. Etterarbeid med å ferdigstille alle avtaler med grunneiere betyr at arbeid ikke forventes satt i gang før sommeren 2010 og arbeidet med linjen er forventet å ta fire år. Når ferdigstillet anslår den skotske regjeringen at den vil gi rom for nye 50 store vind-, bølge- og tidevannsprosjekter i nord-Skottland med samlet produksjonskapasitet på 4.2 GW.[67]

KOSTNADER FOR TILKNYTNING OG TARIFFER FOR BRUK AV NETT

Hele Storbritannia har felles regler for tariffering for tilknytning og bruk av transmisjonsnettet, drevet av the National Grid Transmission plc. For tilknytning til lavere nettnivåer, distribusjonsnettet i Skottland, er reglene utarbeidet av hver av de to eksisterende selskapene.

Reglene for anleggsbidrag er i distribusjonsnett såvel som i transmisjonsnettet basert på prinsippet om at produsentene kun skal dekke 'grunne' kostnader. Det vil si at produsentene kun betaler for tilknytningslinjen (radialt nett) og annet utstyr for tilknytningen. Det betales ikke for kost-

[67] Scotland on Sunday (2010) *Beauly-Denny: Shock to the system*, 10 January 2010, http://scotlandonsunday.scotsman.com/business/BeaulyDenny-Shock-to-the-system.5969536.jp.

nader knyttet til eventuell forsterkning av eksisterende nett (dype kostnader). En studie foretatt fra 2007 sammenlignet ulike kostnader for fornybare energiprosjekter ved nettilknytning i Storbritannia, og særlig Skottland, med kostnader båret av fornybare energiprosjekter i Danmark, Tyskland og Spania. (Scott, 2007) N.A Scott (2007 European practices with grid connection, reinforcement, constraint and charging of renewable energy projects, Xero Energy Ltd., Rep. 1008/001/001C.[68]

Studien viste at fornybare energiprosjekter i Storbritannia (Skottland inkludert) kom meget gunstig ut ved at britiske nettselskaper har en av de laveste tilknytningsavgiftene til nettet i Europa. Studien skilte kostnader knyttet til forsterkning av eksisterende nett, kostnader knytte til nye linjer fra eksisterende nett til det nye anlegget og kostnader knyttet til oppkobling av anlegget til de nye linjene. Studien viste at britiske nettselskaper generelt bærer kostnader knyttet til forsterkning og utvidelse av nett og i mange tilfeller også kostnader knyttet til oppkoblingen av det nye anlegget til det utvidede nettet.

På den andre siden kom britiske prosjekter dårlig ut ved at nettselskapene ikke vil koble nye prosjekter til nett som allerede har begrenset kapasitet. Prosjekter garanteres tilknytning kun etter at nettkapasiteten er oppjustert. Også i de andre landene er den generelle politikken å unngå flaskehalser i nett men her har EUs anbefalinger om prioritert tilknytning for fornybare energikilder i større grad implementert.

Reglene for tariffering for bruk av nettet skiller seg mellom de ulike nettnivåene. For transmisjonsnettet i hele Storbritannia gjelder prinsippet at tariffen skal reflektere inkrementelle kostnader forårsaket av en spesiell produsent eller annen bruker av systemet. Tariffene skal reflektere kostnadene ved å levere strøm fra ulike soner med resultatet at produsenter som er lokalisert i overskuddsområder, slik som Skottland, betaler langt høyere tariffer.

Studien viste videre at UK og særlig Skottland ikke hadde konkurransedyktige nettariffer (Use of System Charges). Britiske nettariffer er geografisk baserte (ikke punkttariffer), noe som gir svært høye tariffer for produsenter i nord-Skottland for å levere strøm som flyter til mer folkerike områder i sør. Tariffer som betales av produsenter i nord-Skottland ble vurdert å være blant de høyeste i Europa, og 30 ganger høyere enn punkttariffene betalt i Danmark. Storbritannia tilhørte i følge studien seks av 23 land undersøkt som hadde innført geografisk baserte tariffer. Studien viste også at halvparten av landene undersøkt praktiserte stor grad av sosialisering av kostnader for el-produksjon, det vil si at produsentene ikke betaler nettariffer, og at andre land har innført denne praksisen for produsenter av fornybar energi, inkludert Danmark.

PLANLEGGING OG KONSESJONSPROSESSER

Skotske myndigheter jobber nært med nettselskapene i Skottland, National Grid og britiske myndigheter, spesielt Ofgem, regulator for National

[68] www.hie.co.uk/HIE-economic-reports-2007/EU-practices-grid-connection.pdf

Grid, for å fremme utbygging av transmisjons- og distribusjonsnett og å redusere nettilknytningskostnader for produsenter av fornybar energi i Skottland – ansett som nødvendig for at Skottland såvel som Storbritannia skal nå sine målsetninger på fornybar energi.

En hovedutfordring for utbygging av nettkapasitet er lokal motstand mot nye linjer, i tråd med situasjonen vi beskrev foran vedrørende utbygging også av ny produksjonskapasitet. For å unngå forsinkelser for planlagte nye forbindelser og administrative "byrder" i forbindelse med søknader om eller tilgang til forbindelse til strømnettet har skotske myndigheter også jobbet med planleggingsverktøyet for nasjonal infrastruktur. I juli 2009 publiserte myndighetene et nytt nasjonalt planleggingsrammeverk, "National Planning Framework 2" hvori utbedring av elektrisitetsnettverket er en av 14 måter utbygging og utbedring av infrastrukturen skal sikre økonomisk oppgang og bærekraftig vekst for fremtiden (Scottish Government Directorate for the Built Environment, 2009). Dette er i følge dem selv en indikator på hvordan myndighetene prioriterer fornybar energi, og kan derfor ses som et svar på den politiske vilje SPREG etterlyste i sin rapport (SPREG 2004). De avsatte midlene kommer i tillegg til vanlige, årlige investeringer i infrastruktur. Det er også et uttalt mål i rammeverket at all ny infrastruktur blant annet skal bidra til at målene for fornybar energi nås. Mulighetene for å utvikle et nettverk til sjøs er under utforskning i samarbeid med industri og akademia, med stor betydning for eksport (Scottish Government, Energy: North Sea Grid Development, 6. januar 2010). Et strømnett til sjøs i Nordsjøen (North Sea Offshore Grid) er et prioritert punkt for infrastrukturutbygging identifisert av EU kommisjonens "Strategic Energy Review".

Konsesjon til nye åpne transmisjonslinjer gis som for produksjonsanlegg av kollegiet av skotske ministre og forberedes av energienheten til skotske myndigheter. Planlegging- og konsesjonsprosessene er meget omfattende, illustrert ved den nylig gitte konsesjonen til den 220 kilometer transmisjonslinjen mellom Beauly-Denny. Konsesjonsprosessen tok omlag seks år fra forslaget først ble lagt ut til offentlig konsultasjon – litt over fire år behandlingstid fra søknaden ble sendt konsesjonsmyndigheten til beslutningen ble tatt. Den ble den lengste og dyreste planprosessen i skotsk historie med over 18,000 klager behandlet. Oppstart av linjearbeid er planlagt til sommeren og arbeidet er anslått til å ta rundt fire år.

6.4 Arealplanlegging

De skotske arealplanbestemmelsene er omfattende. Under begrepet planlegging faller det som i Norge ville bli betraktet som bygningstillatelse, at man får tillatelse til å planlegge en utbygging, såvel som det som mer tradisjonelt oppfattes som arealplanlegging, at man på forhånd definerer rammer for arealbruk.

Rammer for arealplanlegging i Skottland er delvis bestemt på riksnivå gjennom systemet med 'designated areas'. 20 % av det skotske landarealet er vernet gjennom ulike kategorier av 'designated areas' knyttet til naturverdier:

- områder definert til å være av særlig vitenskapelig interesse (Special Scientific Interest - SSSI) verneverdige for flora, fauna, geologiske og fysiografiske trekk (13 % av landarealet i Skottland) – herunder
- NATURA-områder under EUS habitatdirektiv for å verne henholdsvis fauna og flora (Special Areas of Conservation - SACs) og fugl (Special Protection Areas - SPAs)
- vernede våtområder under Ramsar-konvensjonen
- nasjonalparker og regionale parker, nasjonale naturreservater, nasjonale områder med særlig skjønnhet, kontinuerlige vandreruter og urbane parker

Også lokale planmyndigheter har mulighet til å etablerte lokale naturreservater og 'landscape designations'. De lokale planmyndighetene er 32 lokalråd som er pålagt å utarbeide planer som viser hvor prosjektutvikling vil skje og hvilke områder der utvikling ikke vil bli tillatt. Utviklingsplanverket er delt i to: oversiktsplaner (structure plans) samt mer detaljerte lokale utviklingsplaner (local development plans). Strukturplanene skal ta et langsiktig perspektiv på utviklingen med vid høring i befolkningen og andre interesserte parter. Disse må godkjennes av sentrale myndigheter. Lokalplanen dekker mindre områder og må være i overensstemmelse med strukturplanen. I tillegg behandler altså lokalrådene søknader om planleggingstillatelse (planning permission) for energiprosjekter som ikke behøver konsesjon fra den sentrale regjeringen. Når sentralregjeringen har gitt konsesjon innebærer dette også planleggingstillatelse.

Det har vært en alminnelig oppfatning i Skottland at planbestemmelsene har vært en hemsko for å nå de ambisiøse nasjonale målene satt for reduksjon i klimautslipp gjennom utbygging av fornybar energi. I 2006 ble det vedtatt endringer i planleggingsregimet fra 1997 (the Town and Country Planning Act Scotland). Den nye planleggingsloven innførte prinsippet om differensiering av prosedyrer for planlegging av ulike typer virksomhet. Svært små utviklingsprosjekter ble unntatt planbestemmelsene Et ny arealplan (National Planning Framework) ble opprettet som i brede termer viser hvilken utvikling og arealbruk den skotske regjeringen ønsker for de neste 25 år.

Mer spesifikke tematiske retningslinjer for planlegging av fornybar energi ble publisert i 2007 (Scottish Planning Policy 6) som ramme for hvordan lokale planleggingsmyndigheter skal oppmuntre til, godkjenne og implementere fornybar energiprosjekter gjennom sine utviklingsplaner og behandling av planleggingssøknader. Denne pålegger lokale planleggingsmyndigheter å klarlegge overfor utviklere og lokalsamfunn hvilken støtte som skal gis til fornybar energiutvikling, med fokus på vindkraftanlegg over 20 MW. Den spesifiserer at lokale utviklingsplaner skal spesifisere:

- Områder der prosjekter sannsynligvis vil bli støttet hvis de tar andre hensyn
- Områder som bør underlegges stor grad av beskyttelse

- Kriterier som vil bli benyttet for planlegging i områder som er mindre avklarte men der det klart skal tas hensyn for behovet for å fremme utvikling av fornybar energi.
- Regjeringen vedtok i 2009 revisjon av arealplanen (National Planning Framework 2) som overordnet kontekst for lokale utviklingsplaner som også inkluderte prioriterte infrastrukturprosjekter for fornybar energi.

Det nasjonale planleggingsrammeverket legger dermed klare føringer for at lokale planleggingsmyndigheter skal sette av områder for fornybar energiutvikling. Det er imidlertid stor variasjon mellom lokale myndigheter i oppfølging av de bindende nasjonale retningslinjene. Enkelte oppleves av utbyggere å være negative til vindkraftutbygging mens andre lokalmyndigheter har spesifisert områder for vindkraftutbygging.[69]

6.5 Oppsummering – motiverende og modererende rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Skottland

Den store interessen for utbygging av fornybar energi i Skottland kan klart knyttes til innføringen av ROC-systemet som sammen med avgiften på fossilt brensel (og betaling av denne til fornybarprodusenter) og relativt høye energipriser sikrer god lønnsomhet for fornybar energi. For å sikre lønnsomhet også for offshore vindkraft har Skottland nå innført teknologivekter i det tidligere teknologinøytrale systemet. For å sikre lønnsomhet for de aller minste produsentene har Skottland innført feed-in-tariffer. Sammenhengen mellom støttesystemet og utbyggingstakt kan også observeres ved at det tidligere auksjonsbaserte støttesystemet ga liten utbyggingstakt. For fornybar varme-prosjekter baserer Skottland seg på investeringsstøtte for å gjøre prosjektene lønnsomme.

I så måte har støttesystemet i Skottland vært svært motiverende for utbygging av fornybar energi, noe som også reflekteres i at mange utenlandske selskaper har etablert seg i landet for å delta i videre utbygging av vindkraft.

Likevel viser studien at konsesjonsprosessen er krevende for utbyggere med svært mange interessenter som skal høres i prosessen. Det skotske konsesjonssystemet for større prosjekter er svært sentralisert med konsesjon gitt av regjeringen. Tidsbruken for konsesjonsbehandling var lenge sett på som et hovedproblem for utbygging av fornybar, men i 2007 satte regjeringen inn ekstra ressurser med det ønskede resultatet at en rekke store vindkraftprosjekter ble raskt loset gjennom konsesjonssystemet. [70]

Skotske myndigheter har samtidig forsøkt å påskynde konsesjonsprosessen for prosjekter av mindre omfang med detaljerte retningslinjer for behandling av søknader hos lokale planleggingsmyndigheter. Videre har

---

[69] Intervju med Sandra Leece, juridisk rådgiver, Vattenfall Windpower, Scotland, 21. januar 2010

[70] British Wind Energy Association, *Wind Energy in the UK, A BWEA State of the Industry Report*, October 2008, www.bwea.com/pdf/publications/Industry_ Report _08.pdf .

de viktigste sentrale sektormyndigheter fått medansvar for å sikre omleggingen av energisystemet til fornybar energi, og disse viser til at de i tre av fire saker godkjenner utbygging.

En hovedkonklusjon er at det skotske konsesjonssystemet gir stor grad av makt til sentrale politiske myndigheter, men at dette i senere tid har økt forutsigbarheten for utbyggere all den tid regjeringen har gitt utbygging av fornybar energi høyest mulig prioritet. Konsesjonssystemet virker mindre modererende på utbygging når politiske myndigheter setter makt bak ønsket om å se raskere utbyggingstakt.

Sentrale myndigheter har også tatt grep for å sikre at områder settes av til fornybar energi i lokal arealplanlegging gjennom bindende retningslinjer. Implementeringen er imidlertid ikke like sterk i alle delene av Skottland. Arealplanleggingen virker dermed så langt motiverende for utbygging av fornybar energi kun i deler av landet.

Det samme gjelder i høyeste grad for det skotske nettsystemet. Manglende nettkapasitet har virket sterkt begrensende for storskala utbygging av vindkraft i nordlige deler av landet mens nettet i de sørlige delene fremdeles har en del ledig kapasitet. På samme måte har områdetariffene virket hemmende på utvikling i de vindressursrike områdene i nord sammenlignet med områder sør i England der utbyggere får betalt for å mate kraft inn på nettet. Varierende tariffer henger selvfølgelig sammen med manglende kapasitet på overføringslinjene fra nord til sør i Storbritannia.

Sterk lokal motstand mot nye overføringslinjer har vært en betydelig barriere for videre utbygging av nettsystemet. Den skotske regjeringen har imidlertid også på dette området tatt nytt grep gjennom beslutningen i januar 2010 om å gi konsesjon til to parallelle nord-sør linjer etter neste 20,000 protester mot utbyggingen. Den offentlige høringen konkluderte med at deler av linjen burde videre utredes for kabling, men den skotske regjeringen tok ikke hensyn til dette i sin beslutning.[71] Saken viser igjen hvordan det sentraliserte skotske konsesjonssystemet gir stor makt til regjeringen i enkeltsaker.

[71] BBC News, *Beauly to Denny power line 'could go underground'* 13. januar, 2010, http://news.bbc.co.uk/2/hi/uk_news/scotland/highlands_and_islands/8454725.stm

7 Analyse – hvordan har ulike rammebetingelser påvirket utbyggingstakt for fornybar energi

Studien startet med spørsmålet: Hvilken rolle spiller trekk ved konsesjonssystemet, relativt til andre rammebetingelser, for utbyggingstakten av fornybar energi i nasjonale energisystemer?

I dette kapitlet sammenligner vi rammebetingelser dokumentert for hvert av de tre landene Norge, Sverige, og Skottland, for hver energitype fjernvarme, vann- og vindkraft, som grunnlag for diskusjonen av den relative rollen til konsesjonssystemer og andre faktorer hva gjelder påvirkning av utbyggingstakten for fornybar energi.

Mens de ulike landkapitlene sammenlignet og oppsummerte rammebetingelser innad i hvert land for de ulike energitypene sammenlignes her rammebetingelser på tvers av landene og energitypene på en systematisk måte.

Vi skiller mellom motiverende faktorer som virker direkte inn på prosjektlønnsomhet/lav risiko og modererende faktorer som reduserer lønnsomhet og skaper høy risiko for utbygger. Ved å inngå i en helhetlig analyse kan man bli i stand til å sannsynliggjøre faktorenes innflytelse *sett i sammenheng*, noe som styrker muligheten til å si noe om hvilke rammebetingelser som sterkest har påvirket utbyggingstakten for de ulike energitypene innad i landet.

7.1 Trekk ved nasjonale støttesystemer som motiverende/ modererende faktor

Studien konkluderer klart at forventet lønnsomhet av investeringer (differansen mellom inntekter og kostnader) står sentralt for å forstå utbyggingstakt av fornybar energi i alle landene. Dess høyere forventet lønnsomhet, dess høyere investeringsvilje. På den andre siden vil usikkerhet (uforutsigbarhet) virke modererende på investeringsviljen. Internasjonaliseringen av energimarkeder og industri de siste tiår har ført til at investorer mer aktivt enn før sammenligner nasjonale rammebetingelser og søker investeringsmuligheter der rammene er forventet å gi høyest avkastning på investert kapital. Av den grunn kan et land oppleve at investeringer i fornybar energi er lønnsomt men at selskaper likevel søker investeringer i andre land der bedre avkastning kan oppnås eller der rammene er mer forutsigbare. Vår studie viser innslag av slike vurderinger fra flere selskaper.

Forventet lønnsomhet er tett knyttet til forventet markedspris. Energiprisene varierer sterkt mellom ulike områder i Europa. Spot-prisene i det nordiske markedet de siste årene er gjennomgående de laveste i Europa mens spot-prisen på APX-børsen i Storbritannia er blant de høyeste (http://report.vattenfall.com/annualreport2008/Menu/Wholesale+prices).
I tillegg kommer støtteordninger innført politisk for å bedre lønnsomheten til fornybar energi relativt til konvensjonelle energikilder.

Vi ser stor variasjon mellom landene i nivå på støtten men ikke minst også hva gjelder omfang av prosjekter som får støtte og støttenivået. Skottland (og hele Storbritannia) og Sverige har i flere år hatt grønne sertifikatsystemer for fornybar energi der produsentene i tillegg til markedspris får inntekter fra salg av sertifikater som el-leverandørene har forpliktelse til å kjøpe. Systemene dekker all fornybar elektrisitet produsert med noen unntak, slik som strøm produsert i storskala vannkraftanlegg bygget før systemet ble innført. I Norge er støtten organisert gjennom Enova-systemet der prosjekter plukkes ut og vurderes administrativt for statlig støtte i henhold til et kriterium for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Investeringer i vannkraft anses å gi lønnsomhet ved rådende markedspriser og gis ikke støtte. Andre investeringer gis støtte inntil en norm for avkastning på investert kapital satt til 8 %. De fleste prosjekter som får støtte bygges ut, men omfang av prosjekter som får støtte er relativt moderat, sammenlignet med systemene i Skottland og Sverige.

Om vi ser på det resulterende støttenivået viser dette også klart betydelig høyere støtte per kWh produsert i Skottland (Storbritannia) enn i Sverige, med støttenivået i Norge lavere enn i Sverige. Sertifikatprisene i det skotske (britiske) systemet lå i 2008 på rundt £ 53/MWh, tilsvarende omlag 50 øre/kWh med omregning til dagens valutakurs. I tillegg finnes det for hele Storbritannia en klimaavgift på fossile brensler (Climate Change Levy). I 2009 var denne avgiften på £4,7/MWh (omlag 4 øre med dagens valutakurs). Energiforsyningen krever inn avgiften fra kundene og myndighetene utsteder et sertifikat pålydende avgiften som normalt sett overføres til produsentene når energiforsyningen kjøper inn fornybar elektrisitet. Produsentene kan deretter selge sertifikatet videre i markedet. Prisene i det svenske sertifikatmarkedet nådde et gjennomsnitt i 2008 på rundt 25 øre/kWh (20 øre med dagens valutakurs), med langt høyere priser i 2009, i intervallet 30-36 svenske øre/kWh (24-29 norske øre/kWh med dagens valutakurs). I tillegg til dette har Sverige gradvis faset ut et parallelt støttesystem, miljøbonusen som for vind- og småskala vannkraft ga 6,5 svenske øre/kWh i 2006, 4 øre i 2007 og 2 øre i 2008. Det norske støttenivået har jevnt over ligget på omlag 20-25 øre/kWh, men har vært høyere i perioder der forventede markedspriser har vært lave på beslutningstidspunktet for støtten (støtten gis for å oppnå en norm for avkastning).

Selv om de norske og svenske systemene ikke skiller seg betydelig i støttenivå gir det norske systemet langt mer usikkerhet for investorene. Den enkelte prosjektutvikler vet ikke på forhånd om eller når prosjektet vil bli gitt støtte selv om støttenivået vil bære tilstrekkelig for lønnsomhet hvis det blir valgt ut. Det svenske systemet (og det skotske) garanterer støtte. Usikkerhetsmomentet i sertifikatsystemet er knyttet til støttenivået ved at prisene bestemmes i markedet. Imidlertid har de sterke politiske garantiene i senere år i Sverige og Skottland om høye kvantitative mål for fornybar energi i sertifikatsystemene samt om langsiktighet for systemene medført et tilstrekkelig støttenivå for lønnsomhet i Sverige og svært god lønnsomhet i Skottland.

Enkelte energiteknologier har likevel slitt med lønnsomhet på grunn av store investeringskostnader i Sverige og Skottland, slik som offshore vindkraft. Sertifikatsystemene, slik de har vært utformet inntil 2009, har

vært teknologinøytrale og ikke gitt tilstrekkelig lønnsomhet for offshore vind. Sverige har derfor opprettholdt en betydelig ekstrastøtte til offshore vindkraft gjennom miljøbonussystemet (15-12 svenske øre/kWh i perioden 2006-2009. I Skottland (og Storbritannia generelt) ble det besluttet å fjerne teknologinøytraliteten for sertifikatsystemet i 2009. Det er nå innført teknologivekter der for eksempel offshore vind gis 1,5 sertifikater/ MWh produsert. Storbritannia innførte i tillegg et feed-in-tariff-system for mikroinvesteringer. Feed-in-tariffer er det langt foretrukne støttesystemet for fornybar energi i Europa og anvendes av 18 av 27 EUs medlemsland, inkludert Danmark, Tyskland og Spania som har sett store utbygginger av fornybar energi det siste tiåret. Evalueringer foretatt av EU-kommisjonen konkluderer at feed-in-systemer gir høyest grad av forutsigbarhet for investorene. Imidlertid varierer de nasjonale systemene med hensyn til hvilken garantert minstepris som tilbys investorer for ulike teknologier.

Også for fjernvarme basert på bioenergi ser vi den klare sammenhengen mellom støttesystem og utbyggingstakt. Her skiller Sverige seg klart ut gjennom omfattende utbygging over lang tid. Det svenske støttesystemet for biobasert varme har i stor grad vært bruk av avgifter som har redusert lønnsomheten til alternative fossilbaserte varmesystemer. Nivået på CO2-avgiften i Sverige er satt betydelig høyere i Sverige enn Norge. Fossilbaserte varmesystemer er som konsekvens ikke lønnsomme i Sverige. I tillegg har Sverige i en årrekke hatt ulike investeringsstøtteprogrammer for fjernvarme og konverteringsstøttebidrag for anlegg tidligere basert på fossile brensel. I Skottland og Norge er støttesystemene prosjektspesifikke. Igjen administreres investeringsstøtten i Norge av Enova mens skotske myndigheter har kanalisert mye av støtten via distriktsutviklingsfond.

For å summere opp ser vi en klar sammenheng mellom støttesystem for fornybar energi og faktiske investeringer. Alle de nasjonale systemene motiverer, dog i ulik grad. Det norske systemet har flere trekk som modererer selskapenes investeringsvilje - knyttet til usikkerhet for om og når støtten fra Enova vil bli gitt. Det skotske systemet virker i dag langt mer motiverende enn systemene i Sverige og Norge. Som konsekvens ser vi flere skandinaviske selskaper blant dem som satser på fornybar energiutbygging i Skottland gjennom datterselskaper.

7.2 Trekk ved konsesjonsprosesser som motiverende/ modererende faktor

Investorer i energianlegg vil ikke utelukkende se på priser og støttesystemer for fornybar energi når investeringsbeslutninger tas. Lavere forventet nettofortjeneste kan oppveies av større sikkerhet om at man faktisk får tillatelse til å bygge ut energianlegg og av at prosessen med å få konsesjon ikke innebærer for høye transaksjonskostnader. Konsesjonsprosesser kan som sådan virke mer eller mindre modererende på investeringsviljen.

Studien viser både likheter og ulikheter i nasjonale konsesjonssystemer. Gjennomgående ser vi at alle landene stiller høye miljøkrav til prosjekter og at særlig storskala prosjekter må gjennom omfattende konsekvensanalyse i forkant og akseptere strenge vilkår for konsesjon i etterkant.

Grensene for når konsesjon er nødvendig og når krav om omfattende konsekvensanalyse utløses varierer imidlertid mellom landene og de ulike energiteknologiene. Stor variasjon finnes også i konsesjonsmyndighetens plassering i myndighetshierarkiet med potensielle ulikheter i hvilken grad politisk innblanding i enkeltsaker kan øke usikkerheten for investorer. Likeledes ser vi ulikheter i grad av sentralisering av konsesjonsmyndighet, en faktor som i utgangspunktet kan øke såvel som redusere usikkerhet i konsesjonsbehandlingen. Ulikheter gjelder såvel selve konsesjonsbehandlingen, hvem som gir endelig konsesjon og hvem som forestår behandling av klage på vedtak. Vi ser videre betydelige forskjeller mellom konsesjonssystemene i *tidsbruk* for behandling av søknad, endelige vedtak og klagebehandling. Lang ledetid kan øke usikkerheten hos investorer ved at andre kommersielle rammer for utbyggingen kan endre seg over tid.

Studien sammenligner og viser til at ulike aktører spiller ulike roller i konsesjonsbehandlingen i de tre landene (myndigheter, andre berørte parter og utbyggerne selv) og diskuterer hvordan dette kan påvirke tidsbruken.

GRENSER FOR KRAV OM KONSESJON OG KONSEKVENSUTREDNING

Tabell 7-1 Størrelsesterskler for når konsesjon og konsekvensutredning er påkrevet

	Norge	Sverige	Skottland
Grenser for når konsesjon er påkrevet	Vannkraft: ≥1 MW Vindkraft: ≥1000 V Bioenergi: ≥ 10 MW	Vannkraft: alle Vindkraft: ≥ 25 MW med miljø-melding for anlegg ≥ 125 kW Offshore vind: ≥ 1 MW Bioenergi: ≥10 MW	Vannkraft: ≥ 1 MW Vindkraft og Bioenergi: ≥ 50 MW men lokal planleggingstillatelse under dette
Grenser for når konsekvens-utredning er påkrevet	Vannkraft: ≥40 GWH /regulering ≥ 10 mill. m3 Vindkraft: > 10 MW Bioenergi: ≥150 MW og ved forbrenning av mer enn 100 tonn avfall per dag	Vannkraft og offshore vindkraft: ≥ 1 MW Vindkraft: ≥ 25 MW Bioenergi: ≥ 10 MW	Vannkraft: ≥ 500 kW Vindkraft: ≥ 5 MW

Grensene for når energianlegg utløser krav om omfattende konsesjonsbehandling varierer for de ulike energikildene på tvers av landene. For vannkraft er grensen lav i alle land. I Sverige finnes ingen nedre grense. Konsesjonskravet utløses gjennom vurdering av betydelig miljøpåvirkning. Også i Skottland og Norge er konsesjonskravet knyttet til en slik vurdering med nedre grense for konsesjonsplikt satt til 1 MW. Prosjekter under denne størrelsen må fremdeles ha tillatelse fra lokale myndigheter. Grensen for når vannkraftprosjekter utløser krav om omfattende konsekvensanalyse er derimot ulik. I Norge er det satt en grense på 40 GWh

produksjon (ved omlag 8000 brukstimer tilsvarer dette et anlegg på omlag 5 MW) eller reguleringsomfang på ti millioner m3 vannmengde. I Sverige og Skottland utløses krav om omfattende konsekvensanalyse ved betydelig lavere grenser. I Sverige for vannkraftanlegg over 1 MW kapasitet og i Skottland over 500 kW.

For vindkraft har grensen for miljøkonsesjonsbehandling vært satt ved anlegg over 25 MW i Sverige, med endringer i 2009 som isteden setter ulike synlighetskriterier som grenser og dermed effektivt reduserer den tidligere 25 MW-grensen. Grensen er sammenfallende med krav til omfattende miljøkonsekvensvurdering. Alle anlegg over 125 kW må levere en miljømelding av mindre omfang. I Skottland (og Storbritannia for øvrig) utløses krav om omfattende miljøkonsekvensanalyse vanligvis for vindkraftanlegg over 5 MW. I Norge er grensen satt for når konsesjonsbehandling er nødvendig til 1000 kV spenning og krav til omfattende konsekvensvurdering til 10 MW kapasitet. Som vi ser er det her Sverige som har satt de høyeste grensene for når full miljøkonsekvensutredning er påkrevet.

For forbrenningsanlegg basert på bioenergi (fjernvarme, kraftvarme) er grensen for konsesjon i Sverige satt ved 10 MW, noe som også utløser full miljøkonsekvensvurdering. Norge har samme grense for konsesjon men betydelig høyere grense for når anlegg utløser krav om full konsekvensutredning.

Summert opp ser vi at grensene for når omfattende konsesjonsbehandling og konsekvensanalyse blir utløst gjennomgående er satt høyere i Norge enn i Sverige og Skottland. Unntak er vindkraftanlegg i Sverige der grensen inntil nylig var satt betydelig høyere enn i Norge. Dette tilsier at Norge gjennomgående har hatt mindre omfattende dokumenteringskrav av miljøkonsekvenser for små anlegg enn de andre landene. Mindre administrativ byrde knyttet til dokumentasjon av miljøkonsekvenser kan ha begunstiget småskala vannkraftutbygging i Norge mer enn de andre landene.

TIDSBRUK - KONSESJONSPROSESSER

Det som synes klart av vår studie er at konsesjonsbehandlingen går raskere i Sverige og Skottland enn i Norge, og for prosjekter av mindre størrelse synes behandlingstiden å være særlig kort. I Norge, der alle saker samles sentralt i NVE, har småsaker hopet seg opp i køen. For å korrigere dette ble det i 2009 besluttet å desentralisere vannkraftsøknader under 1 MW kapasitet til den relevante fylkeskommunen. Imidlertid ble kun selve vedtaksretten desentralisert og ikke søknadsbehandlingen slik at tiltaket mer må sees som et ønske om overføring av beslutningsmakt enn faktisk effektivisering

Tabell 7-2 Tidsforløp i konsesjonsprosessene for energianlegg i Norge, Sverige og Skottland

	NORGE	SVERIGE	SKOTTLAND
Før søknad sendes inn	varierende men normalt under et år	normalt mellom ett år for vannkraft 4-9 måneder for vindkraft kortere tid for mindre anlegg	kan ta flere år men korte tid for mindre verk
Søknads-behandling	**vannkraft over 40 kWh:** 17-43 måneder (hvorav NVE 15-25 måneder og OED 12-18 måneder) **vannkraft under 10 MW**: omlag ett år **vind, bio og nett:**12-18 måneder	**vannkraft:** 12-18 måneder **vindkraft:** normalt 6-10 måneder men også eksempler på tre måneder og to år offshore vindkraft: normalt lengre tid **bio:** **nett:**	**Hvis sentralmyndighet:** 6 måneder uten offentlig gransking, 12-24 måneder med offentlig gransking og betydelig lengre tid for store sentralnett-utbygginger **Hos lokale myndigheter:** Innen fire måneder før saken kan kreves delegert til sentral myndigheter
Anke	flere år: kun 15 % anke for småskala vannkraft over 90 % anke for andre anlegg	**vannkraft:** omlag 12 måneder **vindkraft:** omlag seks måneder (fra tre måneder og sjelden over et år) saker kan ta lengre tid hvis den ankes videre i systemet (dog sjeldent)	ingen særskilt anke – ankemuligheten ligger i eventuell offentlig granskning som gjennomføres før regjeringen tar sitt endelige vedtak
Totalt	Normalt sju år i snitt for de fleste anlegg men kortere for bioenergianlegg og langt kortere for småskala vannkraft (2 år) og lokalnett (3 år)	**vannkraft** normalt 36-42 måneder **vind og** **bioenergianlegg:** normalt 10-16 måneder uten anke og 1,5- 2år med anke men variasjon og lengre tid ved anke videre i systemet **offshore vind** betydelig lenger tid	Totalt: **vannkraft:** fra 2-5 år og oppover (dog svært kort for dem som behandles lokalt uten krav til konsekvensutredning – 6-9 måneder) **vindkraft:** normalt 1,5-3 år avhengig av offentlig granskning men også saker som har tatt betydelig lenger tid

GRAD AV UAVHENGIGHET FOR KONSESJONSMYNDIGHET

Om vi ser på konsesjonsmyndighetens grad av uavhengighet fra politiske myndigheter ser vi betydelige ulikheter mellom de tre landene. Innretningen av konsesjonsmyndigheten kan ha stor betydning for hvilke muligheter som finnes for politisk innblanding i enkeltsaker (faglig versus politisk skjønn) og dermed grad av usikkerhet knyttet til konsesjonsbehandlingen.

I Norge og Skottland fattes konsesjonsvedtak for anlegg av en viss størrelse av politiske myndigheter. I Norge er det regjeringen ved Olje- og Energidepartementet samt for større vannkraftanlegg, det norske Storting, som fatter endelig vedtak. Innstillende myndighet er imidlertid Norges Vassdrags- og Energidirektorat som basert på overordnede politiske mål

gir faglig råd om vedtak for enkeltsaker. For mindre omfattende anlegg har NVE vedtaksrett. De nedre grensene for når de politiske myndighetene overtar ansvaret er satt til 40 GWh for vannkraft. For vindkraft og forbrenningsanlegg basert på bioenergi er NVE vedtaksmyndighet men OED er fremdeles klageinstans. En stor andel saker blir anket til det politiske systemet noe som betyr stor mulighet for politisk innblanding. Studien viser at så også er tilfelle, særlig for saker der vedtak ankes.

I Skottland konsesjonsbehandles saker av en viss størrelse av en uavhengig konsesjonsmyndighet plassert i regjeringens energibyråkrati. Selve vedtaket tas imidlertid av selve regjeringskollegiet etter innstilling fra energikonsesjonsenheten. De nedre grensene for når saker behandles av politiske myndigheter er satt til 1 MW for vannkraft og offshore vindkraft, 50 MW for vindkraft på land og bioenergianlegg. Saker under denne grensen behandles på lokalt nivå (Regional Councils). I saker der regionalt nivå ikke har fattet vedtak innen fire måneder, eller der saker ikke får støtte av reginoalmyndighetene kan utbygger få begjært saken overtatt for behandling av skotske sentralmyndigheter. Reelt sett er regjeringen ankemyndighet for alle konsesjonssaker i Skottland men ankesystemet er annerledes og bakes inn i selve prosessen før endelig vedtak fattes av regjeringen.

I Sverige er konsesjonsmyndigheten i større grad uavhengig av politiske myndigheter. Vannkraftsaker, offshore vindkraft (over 1 MW) og store bioenergiforbrenningsanlegg (fra og med 200 MW) behandles gjennom rettssystemet av en spesiell miljødomstol. For vindkraft på land og bioenergianlegg under 200 MW fattes endelig vedtak av en uavhengig Miljødelegasjon hos länsstyrelsen etter faglig behandling og innstilling fra miljøenheten hos länsstyrelsen. Ankemyndighet i vannkraftsaker er også en domstol, Miljööverdomstolen, mens ankeinstans for vind- og biobaserte forbrenningsanlegg er Miljødomstolen.

Det synes klart at det svenske systemet i større grad enn det norske og skotske har søkt å lage skott mot politisk innblanding i enkeltsaker. I Sverige fattes i større grad vedtak etter politiske signaler bestemt på forhånd enn i de to andre landene der politiske myndigheter involveres på en mer direkte måte. Den lange klagebehandlingstiden hos politiske myndigheter i Norge indikerer klart at enkeltsaker politiseres og bidrar til økt uforutsigbarhet for utbygger. Også i Skottland finner vi dette rommet for mulig politisering. Her har imidlertid politikerne vedtatt ambisiøse mål for utbygging av fornybar energi, noe som styrer retningen i politiseringen mot en tendens at enkeltsaker vurderes mer positivt av nasjonale myndigheter enn hva som kan være tilfelle på lokalnivå.

GRAD AV DESENTRALISERING OG EFFEKT PÅ FORUTSIGBARHET OG TIDSBRUK

Igjen finner vi betydelige ulikheter landene imellom. Sverige skiller seg ut ved stor grad av desentralisering i den betydning at konsesjonssøker selv gis ansvar for stor del av koordineringen i tidlig fase av konsesjonsprosessen og i den betydning at konsesjonsgivende myndighet er desentralisert i byråkratiet, på regionnivå (fem miljødomstoler), länsnivå (21 länsstyrelser) og kommunenivå (230 kommuner).

Skottland deler med Sverige stor grad av desentralisering av ansvar for koordinering av søknadsarbeidet til utbygger i den tidlige fasen men med sterkere sentralisering av søknadsbehandlende myndighet, dog med anlegg av betydelig størrelse (opp til 50 MW) behandlet av lokale planmyndigheter (32 Regional Councils).

Norge har det langt mest sentraliserte systemet der konsesjonsbehandlende myndighet, NVE, har en aktiv koordineringsrolle selv i tidlig fase av prosjektforløpet og koordinerer høringsprosesser knyttet til såvel tidlig melding om prosjektet, konsekvensutredningen som selve søknaden.

Det finnes visse indikatorer på at desentralisering i konsesjonsbehandling virker positivt på utbyggingstakt, men sammenhengen er ikke entydig. På den ene siden viser konsesjonsmyndighetene (NVE, länsstyreslen i Skåne) til at deres arbeid underlettes betraktelig av at utbygger selv har gjennomført omfattende hørings/forhandlingsprosesser på egen hånd lokalt for å sikre støtte før søknad sendes. De utbyggerstyrte modellene for tidlig involvering/forhandling med lokale berørte parter i Sverige og Skottland bygger derfor opp om økt effektivitet i den senere søknadsbehandlingen hos konsesjonsmyndigheten. Også i Norge gjennomføres tidlige sonderinger av utbygger men med stor variasjon på omfang/ forhandlinger i forkant av søknaden. Den sentraliserte modellen kan imidlertid kanalisere bort initiativ fra utbygger, og utbygger har heller ikke samme styring over tidsbruken som hvis han selv satt ved roret.

Når det gjelder desentralisering av selve konsesjonsgivende myndighet, slik tilfellet i stor grad er i Sverige og for en betydelig andel av prosjektene også i Skottland vil dette på den ene siden kunne øke usikkerheten siden modellen åpner for lokale ulikheter i vurderinger og ressurser hos konsesjonsmyndighet. På den andre siden kan lokal behandling øke forutsigbarheten for prosjektutvikler hvis han allerede kjenner til lokale holdninger til videre utbygging i spesifikke områder. Det er også et faktum at lokale myndigheter vil ha bedre kjennskap til lokale forhold av betydning for konsesjonsbehandlingen, noe som kan effektivisere prosessen og redusere tidsbruken.

BERØRTE MYNDIGHETERS ROLLE

Studien har også vurdert hvilken rolle andre myndigheter enn konsesjonsbehandlende myndighet spiller for konsesjonsprosesessens tidsforløp og effektivitet. I alle land er en lang rekke myndigheter på ulike nivåer av forvaltningen invitert i høringsprosesser. Et generelt funn er stor grad av sektorfragmentering blant norske myndigheter mens ulike sektormyndigheter i Sverige og Skottland i langt høyere grad har blitt pålagt fellesoppgaven å fremme utbygging av fornybar energi.

I Sverige gjelder dette først og fremst fremming av vindkraft og lignende system er ikke gjennomført for vannkraft. Gjennom instruksjon fra regjeringen har ulike statlige myndigheter fått en tydeligere rolle for å fremme utbyggingen av vindkraft, inkludert sektordepartementene og direktoratene (slik som Energimyndigheten, Naturvårdsverket og Boverket). På regionalt nivå har länsstyrelsene fått en tydeligere rolle i sine reguleringsbrev fra regjeringen om å fremme regional utvikling av vindkraft. Også kommunene har fått sterke signaler fra regjeringen gjennom avsetting av midler til planlegging for å fremme vindkraft.

De klare signalene til sektordepartementene har ifølge konsesjonsmyndigheten hos länstyrelsen i Skåne gitt seg utslag i at enkelte av sektordepartementene, slik som Naturvårdsverket, i liten grad gir uttalelser i høringer om vindkraft. Effektiv sektorkoordinering skjer i stor grad mellom fagetatene innen länsstyrelsen.

I Skottland ser vi lignende koordinering på direktoratsnivå mellom fire store statlige direktorater i klimapolitikken: Scottish Environment Protection Agency (miljødirektoratet), Scottish Natural Heritage (tilsvarende direktoratet for naturforvaltning i Norge), Forestry Commission Scotland (skogsdirektoratet) og Historic Scotland (tilsvarende Riksantikvaren). De fire direktoratene stille seg bak regjeringens prioritering av reduksjon i klimautslipp og klimatilpasning som overordnede politiske mål. Scottish Natural Heritage viser på sine hjemmesider til at de har støttet 75 % av alle fornybar energiprosjekter, at de den skotske regjerings mål om 50 % fornybar energi innen 2020 kan møtes i stor grad ved vindkraftanlegg på land kombinert med eksisterende vannkraftanlegg og at offshore vindkraft, bølge og tidevannskraft må til for å nå mål utover de 50 % (www.snh.org.uk/about/ab-main2007c.asp#2).

I Norge virker som sagt sektorstyringen mer fragmentert. De ulike sektordepartementene har ingen særskilte instruksjoner fra regjeringen om å koordinere seg for å fremme mål om utbygging av fornybar energi. Heller ikke på fylkesmannsnivå finnes overordnede reguleringsbrev som gir alle etatene et felles mål om å fremme et utbyggingsmål for fornybar energi. Dette synes også å gjenspeile at norske regjeringer så langt ikke har formulert ambisiøse langsiktige mål for utbygging av fornybar energi med instruksjoner til underliggende etater om koordinering for måloppnåelse. Så vel Skottland som Sverige har ambisiøse nasjonale målsetninger for utbygging av fornybar energi som går utover forpliktelser gitt gjennom EU-systemet.

LOKAL AKSEPT FOR UTBYGGING OG KOMPENSASJONSORDNINGER

Det er et faktum at utbyggere i alle de tre landene møter skepsis fra ulike aktører til utbygging av fornybar energi. Selv om fornybar energi responderer på klimautfordringen vil utbygging skape miljøendringer lokalt. Vannkraft kan skape endringer i landskapet ved oppdemming av innsjøer og nye strømmingsmønstre for vann i elveløp. I tillegg til direkte visuelle effekter kan dette skape mer langsiktige konsekvenser for naturlige fiskebestander og annen fauna og flora. Vindkraft gir også inngrep i naturen med visuelle effekter for landskapet og eventuelle effekter på fauna og flora. De negativt følte effektene virker sterkest på lokalt nivå. På den andre siden skaper utbygging positive ringvirkninger lokalt, sysselsetting hovedsakelig i anleggsperioden, inntekter til grunneiere som avstår grunn, og eventuelt inntektsmuligheter til hele lokalbefolkningen gjennom kompensasjon til lokale myndigheter.

Studien viser at kompensasjon for avståelse av grunn er institusjonalisert i alle de tre landene og ansett av utbyggere som både nødvendig og rettferdig. Kompensasjonen kan være av finansiell art eller gjennom medeierskap i kraftproduksjonen.

Studien viser imidlertid også at grad av bredere orientert kompensasjon til lokale myndigheter varierer sterkt, mellom land og mellom type utbygging. Den mest omfattende kompensasjonsordningen til lokale myndigheter (kommunen) finnes for vannkraft i Norge der såvel ulike skatter (eiendomsskatt og naturressursskatt) som avståelse av kraftressurser, konsesjonsavgifter og næringsfond pålegges utbygger (dog ikke for småskala vannkraft uten reguleringsevne). Tilsvarende lokale kompensasjonsordninger finnes ikke for vindkraft- eller nettutbygging. I Sverige finnes for vannkraft en langt mindre omfattende ordning med betaling av bygdeavgift til regionalt nivå (länsstyrelsen) for videreallokering til berørte lokalsamfunn. For vindkraft og utbygging av nett finnes ingen institusjonaliserte ordninger. Berørte kommuner får heller ikke del i skatteprovenyet all den tid eiendomsskatten tas inn av staten. I Skottland finnes ingen lovpålagte ordninger med kompensasjon til lokalmyndigheter men de største utbyggerne forhandler gjerne frem ulike typer lokale fond.

Det synes å være en bred forståelse blant utbyggere i alle land at brede kompensasjonsordninger øker lokal aksept for utbygging. Studien viser likevel at utbygging aksepteres selv der kompensasjon til lokale myndigheter i liten grad finner sted. Dette viser at lokal aksept kan være knyttet til andre oppfattede fordeler enn ren finansiell kompensasjon, slik som industriutvikling, arbeidsplasser og lokalt engasjement for å motvirke klimaendringer.

7.3 Trekk ved nasjonal arealplanlegging som motiverende/modererende faktorer

Studien viser at tidsbruken i konsesjonsprosessene reduseres hvis utbyggere velger prosjekter som er prekvalifiserte gjennom nasjonal og lokal arealplanlegging. Imidlertid varierer landene sterkt i forhold til omfang av slik planlegging. Norge skiller seg ut på vannkraftområdet med et stort omfang prosjekter inkludert på riksnivå gjennom den såkalte Samlet Plan. Denne utgjør et vesentlig beslutningsgrunnlag for valg av større prosjekter. I tillegg har Norge en omfattende verneplan som klargjør hvilke prosjekter utbyggere ikke bør gå videre med. Sverige og Skottland har som Norge omfattende verneplaner men ikke gjennomført tilsvarende kartlegging av vannkraftprosjekter som er åpne for konsesjonssøknader.

På vindkraftområdet synes Sverige å skille seg ut med omfattende vindkraftplanlegging med øremerking av nasjonale områder av særlig interesse for vindkraft (dog ikke bindende for kommunal energiplanlegging) og finansiering av kommunene for utarbeidelse av vindkraftplaner. Svært mange svenske kommuner har i dag avsatt områder for vind i sine arealplaner. I Skottland finnes ingen sentral vindkraftplan men de nasjonale myndighetene har laget bindende retningslinjer for lokal planlegging som pålegger lokale myndigheter å avsette områder til fornybar energiproduksjon. Retningslinjene er imidlertid ikke implementert over hele Skottland. I Norge har sentrale myndigheter oppfordret regionale myndigheter (fylkeskommunen) til å lage vindkraftplaner. Kun tre av 19 fylker hadde fulgt oppfordringen ved slutten av 2009 og kvaliteten på disse har vært varierende. Avsetting av spesielle områder til energiproduksjon er i liten grad implementert i norsk kommunal arealplanlegging.

For fjernvarme basert på biomasse skiller Sverige seg ut. Her har kommunale varmeplaner en lang historie. Norge og Skottland har i langt mindre grad sett slike kommunale initiativer på området.

Det er dermed mulig å konkludere med at unntatt for vannkraft synes arealplanlegging å virke som en motiverende faktor i Sverige i langt høyere grad en hva som har vært tilfelle for Skottland og Norge.

7.4 Trekk ved nettsystemet som motiverende/modererende faktorer

Alle tre land har tilstrekkelig nettkapasitet til en viss satsing på fornybar energi. I Norge vurderes det som mulig å fase inn 5000 MW vindkraft og i Sverige 4000 MW uten betydelige nettkostnader og med tilstrekkelig reguleringskapasitet til å sikre balanse av systemet. Skottland har også ledig nettkapasitet i den sørlige delen av landet og reguleringsevne gjennom sine konvensjonelle kraftverk. Selv om kapasiteten har vært tilstrekkelig sett i et makroperspektiv kan situasjonen oppleves annerledes for enkelte utbyggere. Særlig Norge og Skottland har flaskehalser i nettet som hindrer utbygging i visse vindressursrike områder. Disse landene opplever at prosjekter som har søkt eller fått konsesjon settes på vent på grunn av manglende nettkapasitet. I Norge er det konsesjonsmyndigheten som ordner køen ved at kun prosjekter med nettkapasitet tildeles konsesjon. I Skottland ordnes køen av nettselskapet gjennom 'first come-first served'-prinsippet og en rekke prosjekter med konsesjon venter på nettutbygging. I områder med ledig nettkapasitet har dette prinsippet i enkelte tilfeller hindret utbygging ved at prosjekter med nettavtale (og dermed reservert kapasitet) ikke bygges ut (for eksempel. på grunn av lang behandlingstid hos konsesjonsmyndighet), noe som hindrer andre utbyggere med konsesjon til å benytte seg av den ledige kapasiteten.

Alle de tre landene deler situasjonen at de mest omfattende vindressursene er beliggende i nord mens de store lastsentrene ligger i syd. Ved en videre storskala satsing på vindkraft vil derfor alle tre land være avhengig av sentralnettsforsterkninger nord-syd. Utbygging av nye linjer skaper store konflikter i alle de tre landene og konsesjonsprosessene for nye linjer tar lang tid. Skottland har imidlertid nylig sikret konsesjon til bygging av to nye parallelle linjer i en trase på 220 km som forventes ferdig bygget i 2011. Dette vil gi nye muligheter for utbyggere i de vindressursrike områdene i nord.

De tre landene har visse ulikheter i spørsmålet om tilknytningsplikt av produsenter. Svensk lov gir tilknytningsplikt for netteiere med ledig kapasitet mens ingen tilknytningsplikt har vært gjeldende i de to andre landene før 2010. Fra januar 2010 har imidlertid Norge innført tilknytningsplikt for nettselskapene, dog med mulighet for å søke om unntak hvis nettinvesteringer ikke anses som samfunnsøkonomisk lønnsomme.

De tre landene behandler kostnadsspørsmålet ved forsterkning av linjer ulikt. Mens Norge og Sverige har et system der anleggsbidraget fra produsentene ved påkrevet nettutbygging beregnes etter "dyp"-prinsippet, det vil si at alle ekstrakostnader i radiale og maskede nett kan belastes produsent, opererer Skottland med et system der kun "grunne" kostnader

belastes produsent som utløser behov for nettinvesteringer. I denne sammenheng viser studier at det skotske systemet for anleggsbidrag er svært gunstig for produsentene sammenlignet også med de store vindkraftutbyggingslandene Danmark, Tyskland og Spania.

Når det gjelder kostnader for selve kraftoverføringen (bruk av nettet) deler de tre landene prinsippet om at tariffene skal reflektere marginale kostnader ved bruk av nett. Produsenter betaler derfor ulike tariffer avhengig av hvorvidt innmatingspunktet befinner seg i et overskudds- eller underskuddsområde. Særlig i Skottland har dette gitt svært høye kostnader for produsenter i nord. Det skotske sentralnettet er del av et felles britisk nett og systemet begunstiger innmating i sørlige del av England der produsentene på den andre siden får betalt høye tariffer for å mate inn på nettet. Tariffdifferansen mellom produsenter i sør og nord i Storbritannia vil gå ned når nye nettforsterkninger er på plass. I Norge og Sverige anser de fleste produsentene at prisområder er nødvendige for å gi signaler til produsenter om hvor ny kapasitet bør mates inn. Imidlertid har Sverige for å oppmuntre til småskalautbygging av fornybar energi fritatt produsenter med anlegg opp til 1,5 MW å betale overføringstariffer utover avgifter for måling og avregning. Dette gjelder også for vindmølleparker der hver enkeltmølle er under denne kapasitetsgrensen. Sammenlignet med systemene i land med svært stor vindkraftutbygging, ser vi store ulikheter. I Spania og Tyskland betaler ikke produsentene overføringstariffer. Nettkostnader belastes konsumentene (sosialisering av kostnadene). I det danske systemet betales overføringstariffer men produsenter av fornybar energi er unntatt, permanent eller for en viss periode. I tillegg er andelen av nettkostnaden som belastes produsentene (G-faktor) svært lav mens andelen som belastes konsumentene (L-faktor) svært høy.

Som indikert ovenfor, alle de tre landene opplever stor motstand mot bygging av nye overføringslinjer, i særdeleshet sentralnettslinjer (som berører svært mange kommuner og grunneiere) med den konsekvens at det tar lang tid for innvilgelse av endelig konsesjon. Dette utgjør helt klart en barriere for mange produsenter, særlig i Norge og Skottland. Konsesjonssystemet for nett deler mange like trekk med konsesjonssystemet for produksjon i de tre landene. I Norge behandles søknaden og konsesjonsvedtak fattes av direktorater i sentralforvaltningen. I Skottland behandles søknader av en egen uavhengig enhet i sentralforvaltningen mens regjeringen fatter endelig vedtak. Anke av konsesjonsvedtak er det vanlige i alle tre landene. I Sverige ankes vedtaket til miljødomstol. I Norge ankes vedtaket til OED mens Skottland behandler klager på prosjektet før selve vedtaket fattes, gjennom systemet med offentlige lokale granskinger. Når regjeringen har tatt sin beslutning kan ikke vedtaket ankes videre. Studien indikerer at særlig ankebehandlingen har vært utslagsgivende for den lange tidsbruken i Norge, knyttet til sterk politisering av sakene og dermed beslutningsvegring fra politiske myndigheter til å ta i gjennomsnitt 7 år fra melding til endelig avklaring.

Oppsummert kan det konkluderes med at nettsystemet synes å bli oppfattet som mer modererende faktor i land der andre faktorer virker mindre modererende, slik som i Skottland, der støttesystemet virker sterkt motiverende for utbygger. I Norge er nettsystemet modererende faktor i enkelte områder. Likevel er det gitt konsesjon til mange prosjekter som

også har tilgjengelig nettkapasitet men som ikke blir bygget ut på grunn av manglende økonomisk støtte. I Sverige har nettsystemet så langt blitt oppfattet som lite modererende på utbyggingstakten av fornybar energi.

7.5 Overordnede politiske målsetninger

Studien indikerer en sammenheng mellom overordnede politiske prioriteringer og utbyggingstakt for fornybar energi. Rikspolitikere og regjeringen i Sverige og Skottland har satt ambisiøse kvantitative mål for utbygging av fornybar energi og sendt klare signaler til styringsinstanser om at dette målet skal gis prioritet. Regjeringen i Norge har så valgt å ikke sette et ambisiøst kvantitativt mål for fornybar energi, noe som indikerer at videre utbygging av fornybar energi ikke har blitt gitt like klar prioritet.

Studien viser også klar variasjon i nasjonal prioritet gitt til videre utbygging av de enkelte energikildene, indikert ved en samlet vurdering av de ulike rammebetingelsene. Sverige har fra 1990-tallet prioritert utbygging av fornybar varme basert på biomasse og de senere år utbygging av vindkraft. På den andre siden er lavere prioritet gitt til videre utbygging av vannkraften. Sverige har sikret lønnsomhet for fornybar energi gjennom generelle støttesystemer (CO2-avgift sikrer lønnsomhet for varme og sertifikatsystemet sikrer lønnsomhet for vann- og vindkraft). På den andre siden har Sverige innført større skattebelastning for vannkraftutbyggere enn for vindkraftutbyggere. Sistnevnte har fått lettelser i eiendomsbeskatningen mens førstnevnte har fått skjerpelser. Videre har svenske regjeringer gitt høyere prioritet til vindkraft- enn vannkraftutvikling i sine politiske grep for å effektivisere planleggings- og konsesjonsprosesser. Prioriteringen gjenspeiler naturligvis hva som oppfattes som tilgjengelige nasjonale ressurser for henholdsvis vannkraft, vindkraft og bioenergibasert energiproduksjon i Sverige.

Også i Skottland ser vi ulikheter i politisk prioritet som klart kan knyttes til ressurssituasjonen. Støttesystemene for fornybar vann- og vindkraft er generelle og ambisiøse mens støtten til biomassebaserte varmeløsninger er selektive og mindre omfattende. Andre rammebetingelser synes i mindre grad å reflektere sterke prioriteringer mellom de ulike energikildene selv om ressurssituasjonen for Skottland klart favoriserer vindkraft.

I Norge ser vi at rammebetingelsene samlet sett er innrettet som mest motiverende for videre utbygging av vannkraft som følge av at denne i stor grad er lønnsom uten videre økonomisk støtte. Støtten til vindkraft og biomassebaserte varmeløsninger er selektive og begrenset av årlige bevilgninger. Ulikheter i årlige bevilgninger tyder på at biomassebaserte varmeløsninger synes å ha hatt høyere prioritet enn vindkraft. Norge har lenge hatt mer generelle støttesystemer på den politiske agendaen (sertifikatsystem og høyere CO2-avgifter) men implementering har så langt uteblitt. Imidlertid har regjeringen lovet at Norge skal innlemmes i et felles sertifikatsystem med Sverige fra 2012. For Norges del vil et teknologinøytralt støttesystem forsatt begunstige videre utbygging av vannkraft mer enn vindkraft.

Også andre rammebetingelser indikerer at norske regjeringer lenge har gitt utbygging av fornybar energi en lav prioritet relativt til situasjonen i Sverige og Skottland, og i særdeleshet for utbygging av vindkraft. Mens Norge lenge har hatt et nasjonalt planleggingsregime som indikerer hvilke vannkraftprosjekter som kan konsesjonssøkes har tilsvarende planer manglet for vindkraftutbygging. Regjeringen har imidlertid nå gitt signaler til fylkeskommunen om utvikling av regionale vindkraftplaner selv om dette arbeidet ikke er krydret med finansielle ressurser, slik som i Sverige.

7.6 Rammebetingelser og utbyggingstakt

Studien viser at økonomiske rammebetingelser synes å bety mest for utbyggingstakt av fornybar energi i de tre landene studert. Videre viser studien ikke overraskende at den mest kraftfulle motivasjonen for utbygging kommer når ulike rammebetingelser til sammen virker for å øke lønnsomheten av prosjektene og forutsigbarheten knyttet til planleggings-konsesjons- og nettilknytningsprosesser for prosjektet. Når det gjelder hvilken rolle konsesjonsprosesser har spilt for utbyggingstakt av fornybar energi i de tre landene er denne klart underordnet støttesystemer som øker prosjektlønnsomheten. Imidlertid ser vi at for ellers lønnsomme prosjekter vil flere trekk ved nasjonale konsesjonsprosesser kunne virke modererende på den totale utbyggingstakten.

Vi finner eksempler på at utbyggere faktisk holder tilbake konsesjonssøknader på grunn av uforutsigbarhet i konsesjonsprosessen, slik tilfellet har vært i Sverige for selskaper som vurderer å søke konsesjon for opprustning av anlegg men holder tilbake fordi man frykter at dette kan utløse revisjon av vilkår for hele anlegget. Vi finner også eksempler på at utbyggere i Norge tilpasser seg de grensene som er satt for når konsesjonsplikt utløses for å redusere uforutsigbarhet. Dermed blir utbyggingen av mindre omfang enn hvis en høyere grense var satt for konsesjonsplikt. Videre finner vi klar indikasjon på at konsesjonsprosesser som drar ut i tid øker uforutsigbarheten for utbyggere. Investeringer avventes fordi lønnsomhetsvurderingen er en annen fordi andre rammebetingelser har endret seg mellom søknadstidspunktet og konsesjonstidspunktet.

Vi finner klare ulikheter mellom land og energikilder i trekk som forsinker konsesjonsprosessene og dermed øker uforutsigbarheten for utbyggere. Mange av intervjuobjektene har påpekt viktigheten av kvantitative, ambisiøse og bindende politiske målsetninger for fornybar energi og videre, at slike målsetninger forankres hos alle nasjonale sektormyndigheter slik at disse spiller en aktiv rolle i å fremme prosjekter som tilfredsstiller andre sektormål heller enn å spille den passive rollen som 'sand i maskineriet'. I Sverige og Skottland har nasjonale myndigheter etablert ambisiøse kvantitative mål for fornybar energi og vi ser at sektormyndigheter har fått instruksjon om å bidra til realiseringen av målet (da spesielt vindkraft). Norske myndigheter har på den andre siden ikke etablert et ambisiøst kvantitativt mål eller gitt instruksjon til sektormyndigheter om aktivt å fremme etableringen av fornybar energi.

Videre ser vi at denne instruksjonen i Sverige også gjelder statlige myndigheter på regionalt nivå og at sentrale myndigheter jobber aktivt også

for å få lokale myndigheter til å fremme vindkraft i arealplanleggingen. Tilsvarende retningslinjer er etablert i den skotske arealplanleggingen men implementeringen på lokalt nivå er sterkt varierende. I Norge er det også gitt slike signaler fra sentrale myndigheter men ikke med tilstrekkelig styrke for omfattende implementering. I så måte ser vi at arealplanlegging virker som motiverende faktor på vindkraftutbygging i Sverige i langt høyere grad enn hva som er tilfellet i Skottland og Norge. Arealplanlegging har også vært motiverende for utbygging av fjernvarme i Sverige mens Norge synes å ligge foran i arealplanlegging som legger til rette for videre vannkraftutbygging.

Manglende nettkapasitet har vært en sentral modererende faktor for utbyggere i deler av Skottland, men en nylig gitt sentralnettkonsesjon vil endre dette bildet. Også i Norge finnes områder med lite nettkapasitet mens situasjonen i Sverige så langt har vært tilfredsstillende i de fleste områder.

Også kostnader for tilknytning til nett (anleggsbidrag) og overføring av kraft kan virke modererende på utbyggingstakten. Netteiere i Norge og Sverige krever mer omfattende anleggsbidrag enn skotske netteiere. For småskalaprodusenter kan anleggsbidraget være utslagsgivende for hvorvidt det bygges eller ikke. For større prosjekter synes uavklarte retningslinjer for hvordan man håndterer terskeleffekter å bidra til at utbyggerne sitter på gjerdet og ikke ønsker å være den som utløser investeringene.

I Skottland synes selve sentralnettstariffen å virke modererende på utbyggingstakt. Skottland er overskuddsområde og sentralnettariffen for produsenter er blant de høyeste i Europa, mens produsenter syd i England, som er underskuddsområde, får betalt for innmating av kraft. Også i Norge og Sverige varierer kostnadene for produsenter avhengig av innmatingspunkt men her vurderes systemet stor sett positivt av produsentene og synes ikke å ha vært modererende på utbyggingstakten.

Referanser

BI Center for Climate Strategy, Sintef og EBL (2009) 'ENKL-Planen: En energi- og klimaplan for Norge til 2020', Oslo: Energi Norge.

Bostadsdepartementet (1988) *Läge för Vindkraft*, SOU: 1988: 32, Stockholm: Bostadsdepartementet

Direktoratet for Naturforvaltning, 2009. *Tematisk konfliktvurdering* 2009 [cited 20. desember]. Hentet fra: www.dirnat.no/content.ap?thisId=500027646.

Econ, 2007. Mulig ny norsk energiproduksjon. Econ-rapport nr. 2008-046, Oslo.

Energy Consents Unit. 2009, 24. juni. *Application*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Application-Process/Application

Energy Consents Unit. 2009, 20. august. *Energy Consents*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents

Energy Consents Unit. 2009, 24. juni. *Energy Consents, Introduction*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Introduction

Energy Consents Unit. 2009, 2. november. *How do I Support/Object*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Support-object

Energy Consents Unit. 2009, 24. juni. *Scoping*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Application-Process/Scoping

Energy Consents Unit. 2009, 24. juni. *Screening*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Energy-Consents/Application-Process/Screening

Energimyndigheten (2009) *Energiläget 2009*, Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten (2008) *Vattenkraften og energisystemet*, ER 2008:24, Eskilstuna: Energimyndigheten).

Førsund, Finn R., Balbir Singh, Trond Jensen, og Cato Larsen, 2009. Phasing in wind-power in Norway: Network congestion and crowding-out of hydropower. *Energy Policy* 36 (9):3514-3520.

Gudbrandsdal Energi, 2007. *Retningslinjer for nettilknytning og anleggsbidrag* 2007 [cited 15.12.2009]. Hentet fra: www.ge.no/CMS/cms.nsf/$all/52197155458B9B7FC12573A600537E7C.

Lijphart, Lijphart, Arend (1999). *Patterns of Democracy: Government Forms and Performance in Thirty-Six Countries*, New Haven, CT: Yale University Press.

Majone, Giandomenico (ed.) (1996) *Regulating Europe*, London: Routledge.

Martinsen, Gunnar, og Jens F. Naas-Bibow, 2009. Enklere vindutbygging. *Energi*, 12.11.2009.

McKenzie, David J.T. 2007. *A Layman's Guide to Small Hydro Schemes in Scotland*. Tilgjengelig på www.hi-energy.org.uk/documents/Laymans%20Guide%20to%20Hydro.pdf

Miljödepartementet (2008) *Prövning av vindkraft,* SOU 2008: 86, Stockholm: Miljödepartementet

Miljödepartementet (2009) *Vattenverksamhet* , SOU 2009:42, Stockholm: Miljödepartementet

Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*, SOU 2005:33, Stockholm: Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet.

Miljøverndepartementet, 2006. Veileder – versjon mai 2006: Forskrift om konsekvensutredninger - planlegging etter plan- og bygningsloven. Oslo.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2009. *Utset søknader om småkraft grunna manglande nettkapasitet*. Pressemelding 2009 [cited 18.12.2009]. Available from www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Pressemeldinger/Utset-soknader-om-smakraft-grunna-manglande-nettkapasitet-/.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 1998. Konsesjonsbehandling av vannkraftsaker. Veileder i utforming av meldinger, konsekvensutredninger og konsesjonssøknader. Norges vassdrags- og energidirektorat, Veileder Nr. 1/1998, Oslo.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2004. Veileder: Hensynet til kulturminner og kulturmiljø ved etablering av energi- og vassdragsanlegg. NVE, Veileder nr 2: 2004, Oslo.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2009a. *Fjernvarme*. NVE 2009a. Hentet 22.10.2009 fra: www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Fjernvarme/.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2009b. Prioriteringskriterier for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter. NVE 200805009-3,

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Udatert. Prioriteringskriterier for behandling av konsesjonssøknader i NVE. NVE, Oslo.

NVE, Enova, NFR, and Innovasjon Norge, 2007. Fornybar energi 2007. Oslo.

Ofgem. 2009, 5. januar. *Renewables Obligation*. Tilgjengelig på www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Pages/RenewablObl.aspx

Ofgem. 2009, 18. august. *Renewables Obligation – Total Obligation Levels For 2008-09*. Tilgjengelig på www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Info%20Note%20ROC%20obligation%202008-09.pdf

Olje- og energidepartementet, 1990. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).*

Olje- og energidepartementet (2009a). Om lov om endringer i energiloven. Ot. prp. nr. 41 (2008-2009).

Olje- og Energidepartementet (2009b) Om lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova), Ot.prp. nr. 107 (2008-2009)

Olson, Mancur, 1971. *The Logic of Collective Action. Public Goods and the Theory of Groups*. Cambridge: Harvard University Press.

Ot.prp. nr. 62, (2008-2009). Om lov om endringer i energiloven. OED, Oslo.

Prescott, Ryan, and G. Cornelius Van Kooten, 2009. Economic cost of managing of an electricity grid with increasing wind power penetration. *Climate Policy* 9 (2):155-168.

Reid, Colin, T., Aylwin Pillar and Andrew R. Black. 2005. The Emergence of Environmental Concerns: Hydroelectric Schemes in Scotland. *Journal of Environmental Law,* Vol. 17, No. 3 (361-382).

RSPB Scotland, WWF Scotland and FoE Scotland. 2006. *The Power of Scotland: Cutting Carbon with Scotland's Renewable Energy. Briefing Paper*. Tilgjengelig på www.wwf.org.uk/filelibrary/pdf/electricity_supply_web.pdf

Sataøen, H., Aall, C., Sijstermans, R. og Mjøs, T. (2007) Lokale energiutredninger: Evalueringsrapport. VF-rapport 5/2007. Sogndal: Vestlandsforsking.

Scottish Executive. 1999. *Concordat Between the Scottish Executive (SE) and the Department Of Trade And Industry*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/175735/0049494.pdf

Scottish Government. 2004. *National Planning Framework For Scotland. Guidance for the spatial development of Scotland to 2025*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Publications/2004/04/19170/35317

Scottish Government. 2010. 5. januar. *Scotland's Energy Infrastructure*. www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure

Scottish Government. 2010, 5. januar. *Energy: Grid Connections.* Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/Grid-Connections

Scottish Government. 2010, 6. januar. *Energy: North Sea Grid Development*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Topics/Business-Industry/Energy/Infrastructure/north-sea-grid

Scottish Government Directorate for the Built Environment. 2009. *National Planning Framework For Scotland 2*. Tilgjengelig på www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/278232/0083591.pdf

Scottish Parliament. 2009. *Determining and delivering on Scotland's energy future. Volume 1.* Tilgjengelig på www.scottish.parliament.uk/S3/committees/eet/reports-09/eer09-07-vol01-01.htm

SPREG. 2004. *SPREG Briefing February 2004. Developing An Electrical Grid For Scotland.* Scottish Parliament Renewable Energy Group. Tilgjengelig på www.spreg.co.uk/MultimediaGallery/30c7cd65-d0f5-47ae-8540-c06f495c6ac3.pdf

Statnett (2009), Nettutviklingsplan for sentralnettet 2009, Oslo: Statnett.

Sustainable Development Commission Scotland (2009) *Renewable Heat in Scotland*, Edinburgh: Sustainable Development Commission Scotland.

Svenska Kraftnät (2007) Storskalig utbyggnad av vindkraft – några förutsättningar och konsekvenser, 2007-05-31, Stockholm: Svenska Kraftnät

Teknisk Ukeblad, 2009. Nett stopper småkraft. 18.12 ww.tu.no/energi/article231981.ece.

Thaulow, Håkon, Njål Arge, and Kjell Haagensen, 2007. Barrierer og muligheter for opprustning og utvidelse av vannkraftverk. NIVA, NIVA Rapport LNR 5483-2007, Oslo.

Thaulow, Håkon, Eva Skarbøvik, og Eivind Selvig, 2008. Vinn-vinn for kraft og miljø. Vannkraft og vassdragsforvaltning – både bedre miljø og mer vannkraft? NIVA, 5671-2008,

TNS-gallup, 2009. Holdning til vindkraft i berørte kommuner. TNS-gallup, Oslo.

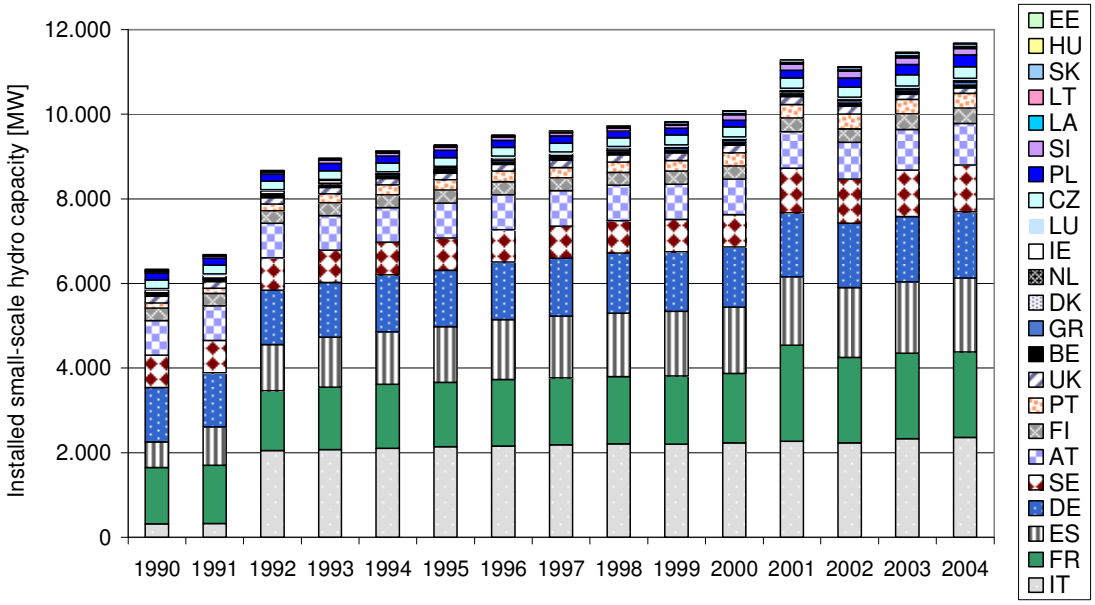
APPENDIX I

Tabell Appendix I-1 Andel fornybar energi i prosent av totalt energikonsum Produksjon av fornybar elektrisitet (ikke vannkraft) som prosent av totalt energikonsum, 1997 og 2003, samt økning i prosentandelen for perioden

	1997	2003	1997–2003
Danmark	8.8	23.2	14.4
Spania	1.1	6.7	5.6
Tyskland	1.2	4.7	3.5
EU-15	1.6	3.8	2.2
Sverige	2.1	4.2	2.1
Irland	0.4	2.0	1.7
Portugal	3.0	4.8	1.7
Finland	9.3	11.0	1.7
Hellas	0.1	1.7	1.6
Italia	1.7	3.0	1.3
Nederland	3.4	4.6	1.2
Storbritannia	0.8	2.0	1.2
Belgia	0.7	1.6	0.9
Frankrike	0.6	1.1	0.5
Luxembourg	0.8	1.3	0.5
Østerrike	2.8	3.1	0.3

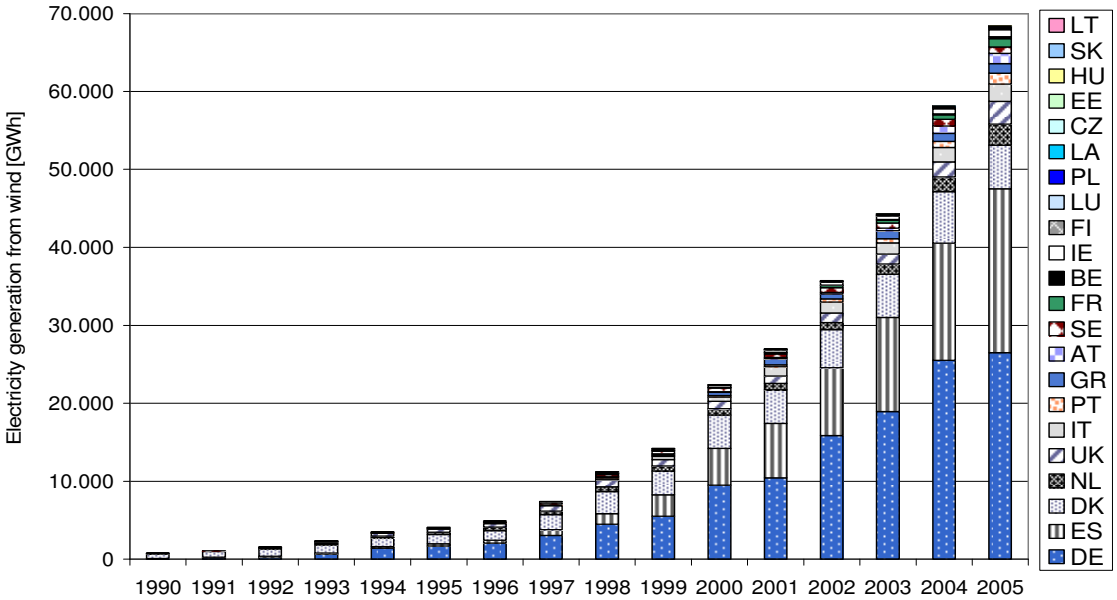
Kilde: Eikeland og Sæverud (2007).

Figur Appendix I-1: Installert kapasitet småskala vannkraft i EU-25 fra 1990 til 2004.



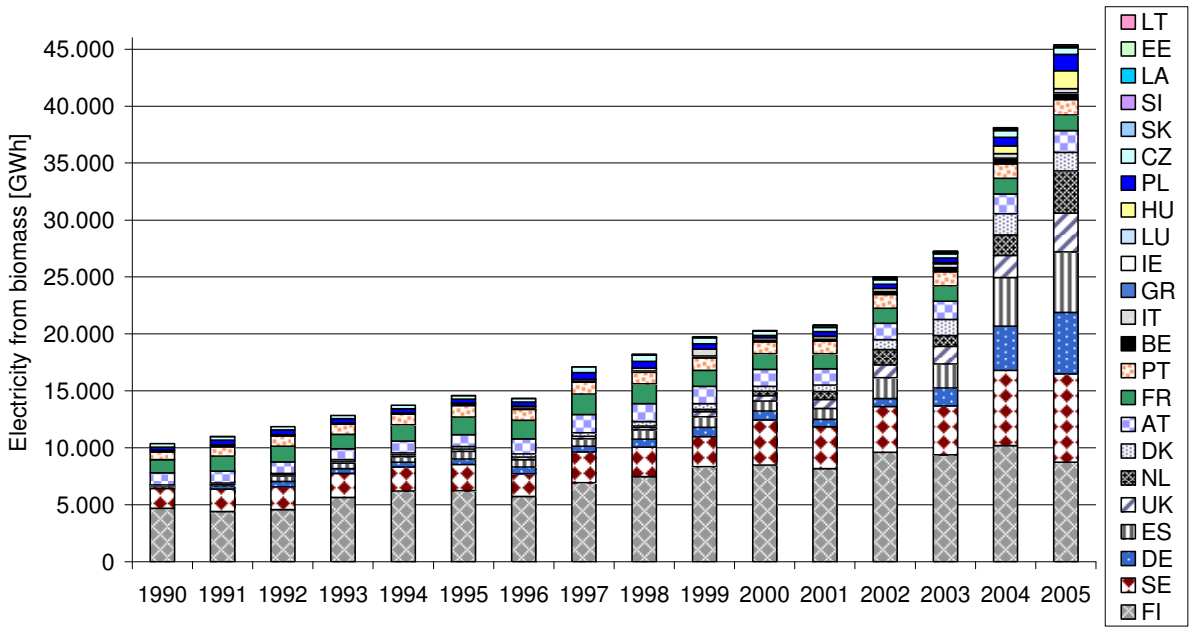
Kilde: Europakommisjonen (2007)

Figur Appendix I-2: Produksjon av vindkraft i EU-25 i perioden 1990-2005



Kilde: Europakommisjonen (2007)

Figur Appendix I-3: Produksjon av elektrisitet basert på fast biomasse (bortsett fra kommunalt avfall) i EU-25, 1990-2005



Kilde: Europakommisjonen (2007).

Appendix II Liste over intervjuede personer

Rune Volla, direktør, Hafslund Fjernvarme

Arne Olsen, seksjonssjef for vindkraftkonsesjon, Konsesjonsavdelingen, NVE

Asle Selfors, Konsesjonsavdelingen NVE

Rune Flatby, avdelingsdirektør, Konsesjonsavdelingen, NVE

Tormod Eggan, seksjonssjef nettkonsesjon, Konsesjonsavdelingen, NVE,

Jørgen Bølling, Konsesjonsavdelingen, NVE

Nils Arne Nes, rådgiver NTE

Bjørn Høgås, fagansvarlig, NTE Energi AS

Dagfinn Vatne, divisjonssjef Ressursdivisjonen, Sunnhordaland Kraftlag

Ingvald Midttun, seniorrådgiver, BKK Produksjon AS

Torbjørn Kirkhorn, prosjektleder BKK Produksjon AS

Arne Namdal, utbyggingsdirektør, Småkraft AS

Martin Vagndal, prosjektleder Småkraft AS

Bjørn Håkon Rygg, Riksantikvaren

Heidi Juhler, daglig leder Norsk Fjernvarme

Olof Karlsson, viceordförande, Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, SERO

Annelie Edvarssson, styremedlem, Svensk Vattenkraftförening

Gun Åhrling-Rundström, ansvarlig for vannkraft og miljø, Svensk Energi

Lennart Sandebjer, juridisk rådgiver, Svensk Energi

Erik Larsson, ansvarlig for energipolitikk, Svensk Fjärrvärme

Roger Östberg, avdeling for energianalyse, Energimyndigheten

Agnetha Wieslander, juridisk rådgiver, Vattenfall Vindkraft

Staffan Mared, Vattenfall Vindkraft

Bengt Blomqvist, rådgiver, E.ON Vattenkraft

Charlotte Jönsson, Miljöskyddsenheten, Länsstyrelsen i Skåne

Göran Fagerstöm, Miljöskyddsenheten, Länsstyrelsen i Skåne

Jon Larsen, vannvirksomhetsgruppen, Fisk- og vannforvaltningsenheten, Länsstyrelsen i Skåne

Sandra Leece, juridisk rådgiver, Vattenfall Scotland

The Fridtjof Nansen Institute is a non-profit, independent research institute focusing on international environmental, energy, and resource management. The institute has a multi-disciplinary approach, with main emphasis on political science, economics, and international law. It collaborates extensively with other research institutions in Norway and abroad.

FRIDTJOF NANSENS INSTITUTT
FRIDTJOF NANSEN INSTITUTE

Fridtjof Nansens vei 17, P.O. Box 326, NO-1326 Lysaker, Norway
Phone: (47) 67 11 19 00 – Fax: (47) 67 11 19 10 – E-mail: post@fni.no
Website: www.fni.no