

Investeringar i elproduktion

Nya och mindre aktörers betydelse för minskad
koncentration

En rapport från Energimarknadsinspektionen

EMIR 2007:05

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens publikationsservice.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: publikationsservice@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 200 ex

EMIR 2007:05

ISSN 1653-8056

Förord

Det är mer än tio år sedan elmarknadsreformen genomfördes i Sverige. Det som från början var en nationell marknad har utvecklats till en nordisk marknad som alltmer integreras med övriga EU. En integrerad och väl fungerande elmarknad med hög leverenssäkerhet och konkurrenskraftiga priser är viktiga mål för elkonsumenterna inom EU.

För en tillfredsställande konkurrens är goda och ”icke-diskriminerande” möjligheter till investeringar i elproduktion en central förutsättning för en väl fungerande elmarknad. Sverige och Norden står inför omfattande investeringar i elproduktionskapacitet och ägandet av dessa kommer att spela en avgörande roll för framtidens elmarknad.

Energimarknadsinspektionen har tidigare konstaterat att koncentrationen på råkraftsmarknaden är hög. Det är främst genom nya aktörer som detta förhållande kan ändras. Utformningen av energipolitiken och spelreglerna för aktörerna kommer således att spela en avgörande roll för strukturen på elmarknaden för lång tid framöver. Därför vill vi med denna rapport belysa vilka drivkrafter och hinder som föreligger för investeringar i elproduktion samt i vilken mån kommande investeringar kan komma att förändra koncentrationen på råkraftsmarknaden. Slutligen lämnas förslag på hur elmarknadens funktion kan förbättras.

Inom ramen för utredningen har ett antal representanter från företag med planer på investeringar i ny elproduktion intervjuats. Dessutom har Energimarknadsinspektionen, i arbetet med rapporten och för att inhämta synpunkter, samarbetat med en referensgrupp bestående av företrädare från energibranschen samt representanter från andra berörda myndigheter och organisationer.

Eskilstuna i december 2007

Håkan Heden
Chef för Energimarknadsinspektionen

Innehåll

1	Sammanfattning	7
2	Inledning	9
2.1	Uppdraget	10
2.2	Syfte och metod	10
2.3	Avgränsning.....	10
2.4	Referensgrupp och projektorganisation	11
2.5	Tidigare studier	11
3	Elproduktionsmarknaden i Sverige och i Norden	15
3.1	Elproduktion i Sverige och i Norden	15
3.2	Koncentrationen och konkurrensen på råkraftsmarknaden	15
4	Drivkrafter och hinder för investeringar i elproduktion i Sverige	19
4.1	Investeringar ur ett teoretiskt perspektiv	19
4.2	Risker med investeringar i elproduktion.....	20
4.3	Förutsättningarna för investeringar i nya elproduktionsanläggningar i Sverige	21
4.4	Aktörers syn på investeringsklimatet på den svenska elmarknaden.....	24
4.5	Sammanfattande analys av drivkrafter och hinder för investeringar i elproduktion.....	27
5	Planerade investeringar och dess påverkan på ägarkoncentrationen	29
5.1	Planerade investeringar i elproduktion	29
5.2	De planerade investeringarnas effekter på ägarkoncentrationen	30
6	Slutsatser och förslag på åtgärder	33
	Marknadsförutsättningarna för nyinvesteringar finns men den höga koncentrationen består	33
	Legala restriktioner konserverar ägarkoncentrationen.....	33
	Komplicerade tillståndsprocesser hämmar investeringar	35
	Källor	37
	Bilaga 1 Tillståndsprocess för upprättande av kraftanläggningar	39
	Vindkraftsanläggningar	39
	Biobränsleanläggningar	41
	Vattenkraftverk	42
	Kraftanläggningar för olja, kol och naturgas	43
	Miljökonsekvensbeskrivningar	43
	Bilaga 2 Metod för kartläggning av investeringar i elproduktionsanläggningar	45

**Bilaga 3 Sammanställning kartlagda investeringar i
elproduktionsanläggningar**

47

1 Sammanfattning

Det finns goda ekonomiska och tekniska förutsättningarna för investeringar i ny elproduktion. Energimarknadsinspektionen bedömer dock att restriktionerna för investeringar i storskalig vatten- och kärnkraft konserverar ägarkoncentrationen i den svenska elproduktionen. Energimarknadsinspektionen lämnar också förslag på hur den legala prövningen vid uppförande av nya produktionsanläggningar kan effektiviseras.

Energimarknadsinspektionen ska, genom att följa och analysera elmarknaden, bidra till en effektiv marknad med väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning. Denna rapport syftar till att övergripande bedöma om de kommande planerade stora investeringarna i ny elproduktion kommer att minska ägarkoncentrationen i Sverige. Bakgrunden är dels att Sverige och Norden befinner sig i en investeringsfas för elproduktionskapacitet, dels att koncentrationen på råkraftsmarknaden för närvarande är hög.

Drivkrafter och hinder som främjar respektive hämmar investeringsviljan hos marknadens nuvarande och potentiella nya aktörer har sammanställts. Energimarknadsinspektionen har genomfört intervjuer med ett antal potentiella investerare i elproduktion. Dessa intervjuer har utgjort ett viktigt underlag för de dragna slutsatserna. Vidare görs i rapporten också en kartläggning av planerade tidsatta investeringar.

I rapporten konstaterar Energimarknadsinspektionen att:

- **Marknadsförutsättningarna för nyinvesteringar finns men den höga koncentrationen består**
De ekonomiska och tekniska förutsättningarna för att investera i elproduktion finns. Marknadens mindre och potentiella nya aktörer har inga institutionella nackdelar jämfört med de redan etablerade stora aktörerna. Planerade tidsatta investeringsprojekt kommer emellertid inte att förändra helhetsbilden av den ägarmässiga koncentrationen av de svenska elproduktionsanläggningarna. E.ON, Fortum och Vattenfall kommer också fortsättningsvis att kontrollera knappt 85 procent av den svenska elproduktionen.
- **Legal restriktioner konserverar ägarkoncentrationen**
Utifrån ett marknadsperspektiv har de restriktioner som föreligger för investeringar i storskalig vatten- och kärnkraft en konserverande effekt på ägarkoncentrationen och en negativ inverkan på marknadens långsiktiga funktion. Detta beror på följande faktorer:

- Investeringar i kärn- och vattenkraft bedöms vara mest lukrativa. Det är endast ägare av befintliga storskaliga vattenkraftverk och kärnkraftverk som har reell möjlighet att investera i dessa produktionsteknologier.
- Den politiska risken (regleringsrisken och policyrisken) utgör de främsta investeringshämmande faktorerna avseende investeringar i elproduktion.
- Nya och mindre aktörer utan värmeunderlag är i praktiken hänvisade till att investera i vindkraft och bruttoproduktionskostnaden för vindkraft är förhållandevis hög och beroende av ekonomiskt stöd från staten. Detta innebär en politisk risk som kan hämma investeringsviljan. Sannolikt är det inte heller enkelt att hitta områden som både har fysiska förutsättningar för en omfattande vindkraftsproduktion och där det i stort sett saknas andra allmänna intressen.
- De stora befintliga aktörerna, som äger en stor del av vatten- och kärnkraften, har inte lika starka incitament att investera som nya och mindre aktörer har.

Utformningen av energipolitiken är således av väsentlig betydelse för elmarknadens funktionssätt.

• **Komplicerade tillståndsprocesser hämmar investeringar**

Energimarknadsinspektionen anser att de nuvarande tillståndsprocesserna för upprättande av elproduktionsanläggningar hämmar investeringar och ser det som angeläget att dessa processer effektiviseras. Inspektionen föreslår att regeringen tar initiativ till:

- att införa en maximal handläggningstid för relevanta myndigheters prövning och
- att tillståndsprocessen, som idag består av flera parallella processer, samordnas.

Dessa båda åtgärder skulle innebära att tidsåtgången för en tillståndsprocess skulle bli mer förutsägbar, minska risken förenad med investeringar och därmed förbättra förutsättningarna för att investeringar realiserar. Förslagen bedöms kunna införas utan att de legala grunderna för prövning för upprättande av en produktionsanläggning behöver förändras.

2 Inledning

Att befintliga och potentiella nya aktörer på elmarknaden får incitament att investera i ny elproduktion då kapaciteten bedöms som otillräcklig är av central betydelse för elmarknadens funktion. Fram till elmarknadsreformen 1996 var elmarknaden reglerad och elproducenterna hade krav på sig att reinvestera i förhållandevis stor omfattning. Detta ledde till en relativt stor produktionskapacitet. I en icke-konkurrensutsatt marknad kan en producent överföra kostnader, liksom den för reinvesteringar, på konsumenterna. Före elmarknadsreformen tvingades således elkonsumenterna att betala för produktionskapacitet som i realiteten inte var konkurrenskraftig. I och med att regleringen av produktion och handel upphörde blev det emellertid upp till varje producent att välja vilka anläggningar denne skulle fortsätta att bedriva produktion i och var eventuella investeringar skulle ske. Därmed kom olönsamma anläggningar att fasas ut och investeringsbeslut fattas numera på företagsekonomiska grunder. Detta har fått som följd att den samlade svenska produktionskapaciteten för el har minskat, om än med måttliga procent, sedan 1996.

Eftersom produktionskapaciteten var förhållandevis stor vid liberaliseringen av den nordiska elmarknaden kan sägas att utgångsläget för producenterna var relativt gynnsamt. Inga stora investeringar krävdes initialt, istället kunde de mest olönsamma anläggningarna tas ur drift. Kraftföretagen kunde då istället koncentrera sig på att optimera produktionen i befintliga kraftverk. Som en följd av en ökad integrering med kontinentala Europa (t.ex. överföringsförbindelser som SwePol Link mellan Sverige och Polen, Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland och NorNed-förbindelsen mellan Norge och Nederländerna) och på grund av en ökad efterfrågan på el över tiden har emellertid situationen förändrats sedan slutet av 1990-talet. Dessutom börjar många befintliga produktionsanläggningar att bli gamla och behöver fasas ut och ersättas inom ett antal år. Mot bakgrund av detta bedöms de nordiska länderna, liksom de flesta andra länderna inom EU, nu att befinna sig i en inledningsfas i en investeringscykel.

Vid sidan om möjligheten till investeringar är även en tillfredsställande konkurrens en förutsättning för en väl fungerande elmarknad. Energimarknadsinspektionen genomförde under 2005-06 en omfattande studie av elmarknaden vilken redovisades i rapporten *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden*. I rapporten konstaterades bland annat att konkurrensen på den svenska och nordiska elmarknaden i ett europeiskt perspektiv är förhållandevis god men bör förbättras och att den ökade koncentrationen på den nordiska marknaden nu nått en sådan nivå att den inte längre är oproblematiserad. I samband med dessa bedömningar redovisade Energimarknadsinspektionen även ett antal överväganden. Bland annat föreslogs att initiativ tas för åtgärder som motverkar

ökad koncentration samt att "[...] elmarknadspolitiken kombineras med en proaktiv konkurrenspolitik för att minska koncentrationen på elmarknaden [...]" (sid. S-26). I detta sammanhang identifierades att etablering av nya aktörer är ett alternativ för en minskad koncentration samt att det finns starka skäl att genomföra en utredning av vad som kan utgöra hinder för nya aktörer som önskar etablera sig.

2.1 Uppdraget

Energimarknadsinspektionen ska, genom att följa och analysera elmarknaden, bidra till en effektiv marknad med väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning. Väsentliga insatser och resultat ska inspektionen återskoppla till regeringen. Föreliggande rapport utgör en sådan återskoppling i enlighet med 2007 års regleringsbrev.

2.2 Syfte och metod

Denna rapport syftar till att övergripande bedöma om de kommande planerade investeringarna kommer att minska ägarkoncentrationen i Sverige. Bakgrunden är dels att Sverige och Norden befinner sig i en investeringsfas för elproduktionskapacitet, dels att koncentrationen på råkraftsmarknaden för närvarande är hög.

För att uppnå detta ska rapporten:

- Sammanställa vilka drivkrafter och hinder som främjar respektive hämmar investeringsviljan hos marknadens nuvarande och potentiella nya aktörer samt ställa dessa drivkrafter och hinder i relation till förutsättningarna på elmarknaden idag.
- Kartlägga den nuvarande och planerade investeringstakten i elproduktion samt översiktligt bedöma effekterna av investeringarna på koncentrationen på elmarknaden.

Vidare ska rapporten bland annat föreslå förändringar i regelverk för att marknadens mindre aktörer ska göra nyinvesteringar i elproduktion samt för att nya aktörer ska kunna inträda på marknaden, i sådan utsträckning att koncentrationen på elmarknaden minskar.

2.3 Avgränsning

Rapporten studerar inte om investeringarna eller de totala produktionsresurserna är "tillräckliga" ur försörjningssynpunkt (vare sig avseende energi eller effekt). Vad beträffar förslag till förändringar i regelverk kommer utredningen inte att lämna förslag avseende nätanslutning av förnybar el eftersom regeringen har en pågående utredning om detta¹.

¹ Näringsdepartementets kommittédirektiv 2007:10.

2.4 Referensgrupp och projektorganisation

En referensgrupp har följt arbetet och getts möjligheter att lämna synpunkter såväl avseende projektets metod och upplägg som vad avser slutsatser och rekommendationer. Referensgruppen hade följande sammansättning:

- Stig-Arne Ankner och Thomas Sundqvist, Konkurrensverket
- Maria Pettersson och Patrik Söderholm, Luleå tekniska universitet
- Matthias Rapp, Svensk Vindkraft
- Birgitta Resvik, Svenskt Näringsliv
- Maria Suner Flemming, Svensk Energi
- Paul Westin, Energimyndigheten

Projektledare har varit Henrik Gåverud. Utöver detta har Tony Rosten och Lars Nilsson deltagit i arbetet. Maria Pettersson, Luleå tekniska universitet, har bidragit med textunderlag avseende tillståndprocesser för elproduktionsanläggningar. Kartläggningen av påbörjade och planerade investeringar i ny elproduktionskapacitet har utförts av konsultföretaget EME Analys på uppdrag av Energimarknadsinspektionen.

2.5 Tidigare studier

Energimarknadsinspektionen publicerade 2005 rapporten *Investeringar i elproduktion*. I rapporten studerades bland annat behovet av nyinvesteringar utifrån ett försörjningstrygghetsperspektiv. I rapporten konstateras att behovet av investeringar i elproduktion ställer krav på en fungerande marknad, acceptans från politiker och allmänhet, väl definierade roller för marknadens aktörer, en långsiktig energipolitik, harmoniserade regelverk mellan de nordiska länderna samt en effektiv tillståndprocess. I rapporten fokuserades emellertid inte på kopplingen mellan investeringar och koncentration.

Nyinvesteringar och dess påverkan på koncentrationen har behandlats i ett antal studier under senare år. Nedan följer en redogörelse över IEAs, EU-kommissionens och Konkurrensverkets huvudsakliga resultat som samtliga presenterats under 2007.

2.5.1 IEA (2007) – Tackling Investment Challenges in Power Generation

International Energy Agency (IEA) konstaterar i denna studie att europeiska länder generellt står inför ett stort investeringsbehov gällande elproduktion. Huvudorsakerna till detta kan delas in i tre huvudkategorier. För det första har efterfrågan/konsumtionen ökat kraftigt sedan många av de kraftverk som idag försörjer kontinenten med el byggdes. För det andra har liberaliseringen som ägt rum i många länder, däribland Sverige, troligtvis försenat nyinvesteringar. I och med ökade avkastningskrav har nämligen incitamenten för att nyttja befintliga produktionsanläggningar mer optimalt minskat företagens behov av ytterligare kraftverk. Ur detta härleds IEA:s tredje huvudförklaring till dagens situation,

nämligen att många anläggningar kommer att behöva ersättas inom en relativt snar framtid.

De åtgärdsförslag som IEA lägger fram i syfte att få marknadens aktörer att vilja investera i önskvärd utsträckning går i mångt och mycket ut på att perspektivet måste vara mer långsiktigt. Detta i syfte att minska den riskkostnad som en osäkerhet alltid medför. Ett konkret exempel på var det krävs mer långsiktighet är EUs utsläppshandelssystem. Systemets framtid är nämligen osäker efter 2012 och detta bidrar till en politisk riskkostnad för investerare i elproduktion vilket minskar incitamenten att investera i koldioxidfri produktion.

Förutom långsiktigheten betonar IEA den synnerliga vikt som tydliga och effektiva tillsåndsprocesser har. Det spelar ingen roll hur bra marknadsdesignen är, hur effektiv reglering som utövas, hur väl konkurrensen än fungerar eller hur långsiktigt miljöpolitiken än är om inte investerarna kan få tillstånd att upprätta nya kraftverk. IEA gör bedömningen att *”governments urgently need to establish clearer, shorter, more integrated and more comprehensive application procedures for new plants”* (s. 24). Ett medel för att uppnå detta, och som IEA lyfter fram, är att koncentrera tillståndprocessen till att endast omfatta en myndighet. Här lyfts Italien fram som ett lyckat exempel. En annan möjlighet som också lyfts fram är olika priszoner i olika delar av landet. Genom detta får lokala och regionala myndigheter i underskottsområden incitament att effektivisera tillståndprocesserna.

2.5.2 EU-kommissionen (2007) – DG Competition report on energy sector inquiry

I Europeiska kommissionens sektorsundersökning skrivs att många EU-länder, efter en tid med överkapacitet, nu står inför en period av nyinvesteringar i elproduktion och att det skulle vara bra för marknadens framtida struktur om dessa investeringar företrädesvis gjordes av nya aktörer. För att möjliggöra detta pekar kommissionen på vikten av en transparent elmarknad för att minska informationsasymmetrier mellan nuvarande och befintliga aktörer och därmed minska kommersiella risker och inträdeshinder. Brist på likviditet framhålls som ett allvarligt hot mot elmarknadens funktion då det kan ha ett flertal negativa effekter, så som (s. 39): *“high volatility of prices, which increases costs for hedging (this can be an important barrier to entry) and a lack of trust that the exchange price reflects the overall supply and demand”*. Vidare så föreslår kommissionen en ägarmässig uppdelning av å ena sidan elproduktion och elhandel och å andra sidan transmission för att säkerställa att tillträde till transmissionsnätet sker på ett icke-diskriminerande sätt.

Kommissionen har i tidigare studier skrivit att det är relativt svårt att ta sig in på den svenska marknaden för produktion utan att köpa upp befintliga företag. E.ON och Fortums inträde i Sverige skedde just genom uppköp. Produktionsmixen i Sverige har starka politiska restriktioner då det är förbjudet att bygga fler kärnkraftverk och väldigt svårt att få tillstånd att investera i ny vattenkraft.

Värmekraftsmarknaden bedöms vara en för inträde ”delvis stängd marknad” medan det är enklare för små och nya aktörer att investera i förnybara alternativ såsom vindkraft. Vidare bedöms den nordiska marknaden vara transparent tack vare den omfattande information som publiceras på elbörsen Nord Pools hemsida.

2.5.3 Konkurrensverket

Konkurrensverket har under 2007 utgett två publikationer som är relevanta som bakgrund för den här utredningen.

För det första lämnade Konkurrensverket under våren 2007 en skrivelse till regeringen² om konkurrensförhållandena på elmarknaden där det fastslås att det finns vissa (s. 6) ”[...]strukturella förhållanden [...] på elmarknaden [...] vars lösningar skulle förbättra konkurrensen och effektiviteten på marknaden [...]”. Konkurrensverket pekar på att de inträdeshinder som idag existerar för investeringar i kärn- och vattenkraft gör att elmarknaden inte kan karaktäriseras som en väl fungerande marknad och föreslår att regeringen så långt som möjligt bör minska dessa restriktioner och aktivt stimulera nytillträde och kapacitetsökningar. Vidare föreslår Konkurrensverket att regeringen bör lösa problematiken kring samägandet av kärnkraftföretagen genom att antingen helt lösa upp samägandet eller att kärnkraftföretagen görs mer självständiga gentemot ägarföretagen med eget ansvar för försäljning av el och eget balansansvar. Regeringen bör också överväga om några av Vattenfalls elproducerande anläggningar kan säljas ut eller få en bredare ägarkrets.

För det andra skriver de nordiska konkurrensmyndigheterna i en gemensam rapport³ att det är av vikt att nyinvesteringar kommer att behövas för att förhindra att den försämrade kraftbalansen på sikt driver upp priser och försämrar konkurrensen. Konkurrensmyndigheterna konstaterar också att det ur konkurrenssynpunkt är gynnsamt om ny kapacitet tillförs marknaden av mindre eller nytillträdande producenter.

² Konkurrensverket (2007).

³ Nordic Competition Authorities (2007).

3 Elproduktionsmarknaden i Sverige och i Norden

Sedan elmarknadsreformen 1996 är produktion och handel med el konkurrensutsatt. Elöverföringen, den så kallade nätverksamheten, är dock fortfarande ett reglerat monopol. En huvudprincip i elmarknadsreformen var en tydlig åtskillnad mellan elproduktion och/eller handel med el och nätverksamhet. Anledningen till denna åtskillnad är att undvika korssubventionering mellan den reglerade och konkurrensutsatta delen av marknaden.

3.1 Elproduktion i Sverige och i Norden

Det nordiska produktionssystemet är beroende av flera kraftslag. Vattenkraften står för cirka hälften av den totala produktionen, medan kärn- och värmekraften står för knappt 25 procent vardera. Vindkraftens andel ökar och kan i framtiden komma att stå för en betydande del av elproduktionen. För närvarande är vindkraftens andel dock bara cirka 2 procent.

I Sverige ser mixen något annorlunda ut. Kärnkraften och vattenkraften svarar normalt för cirka 45 procent vardera av den totala produktionen. Resterande 10 procent utgörs av vindkraft (1 procent) och konventionell värmekraft (9 procent).

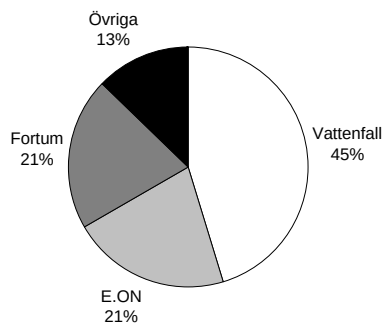
Som visas i nästkommande kapitel så utgör den storskaliga vattenkraften och kärnkraften de mest lukrativa kraftslagen. Rådande lagar förbjuder emellertid upprättandet av ytterligare kärnkraftverk och uppförande av storskaliga vattenkraftverk är strikt reglerat⁴. Investeringar kan dock i viss mån göras, men då endast i befintliga anläggningar. I kapitel 4 följer en fördjupande diskussion om investeringsklimatet generellt samt möjligheten och potentialen för investeringar i respektive produktionsteknik.

3.2 Koncentrationen och konkurrensen på råkraftsmarknaden

Trots att råkraftsmarknaden är oreglerad så är koncentrationen på marknaden hög och konkurrensen har ifrågasatts av både Energimarknadsinspektionen och Konkurrensverket⁵. I figur 1 illustreras hur stor andel av den svenska elproduktionen som de största elproducenterna kontrollerade under 2006.

⁴ Det finns inget generellt förbud mot upprättande av storskaliga vattenkraftverk. Det finns dock inga fallsträckor i icke-skyddade vattendrag. I praktiken fungerar skyddet av vattendrag därmed som ett förbud mot upprättande av stora vattenkraftverk.

⁵Energimarknadsinspektionen (2006) och Konkurrensverket (2007).

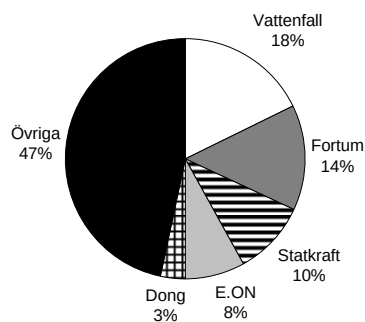


Figur 1 Ägarandelar av Sveriges elproduktion 2006

Källa: Energimarknadsinspektionens årsrapport 2006

Vattenfall, som är helägt av svenska staten, är Sveriges klart största elproducent och står för knappt hälften av Sveriges elproduktion. Därefter följer E.ON Sverige, som ingår i den tyska E.ON-koncernen⁶, och finska Fortum som vardera 2006 stod för drygt en femtedel av den svenska elproduktionen.

Också i de andra nordiska länderna föreligger en situation med ett fåtal dominerande elproducenter. Eftersom det delvis är olika företag som dominerar i de olika länderna blir emellertid den samlade nordiska koncentrationen betydligt lägre än vad som är fallet på nationell nivå. I figur 2 illustreras koncentrationen på en integrerad nordisk råkraftsmarknad.



Figur 2 Ägarandelar av Nordens (exkl. Island) elproduktion 2006

Källa: Energimarknadsinspektionens årsrapport 2006 samt Dong Energys årsredovisning 2006

⁶ E.ON Sverige ägs till 55 procent av E.ON-koncernen och till 45 procent av norska Statkraft. E.ON och Statkraft har dock träffat en överenskommelse om att E.ON ska överta Statkrafts aktier i E.ON Sverige från och med 2008. I utbyte erhåller Statkraft bl.a. 934 MW (2 235 GWh) vattenkraft.

Vattenfall är med sin produktion i Sverige, samt viss produktion i Danmark, Nordens största elproducent. Statkraft och Fortum, som har starka ställningar i Norge respektive Finland, följer efter Vattenfall. E.ONs verksamhet i övriga nordiska länder är inte särskilt omfattande, varför företagets marknadsandel på den nordiska råkraftsmarknaden stannar på åtta procent. Dong, som har en mycket stark ställning i Danmark, är Nordens femte största elproducent. Notera även att nästan hälften av produktionen i Norden under 2006 inte producerades av något av de fem största företagen.

Så länge överföringskapaciteten inom Norden är tillräcklig för att tillgodose marknadens efterfrågan på överföringskapacitet utgör också Norden en integrerad råkraftsmarknad. I dessa situationer, cirka en tredjedel av tiden under de senaste åren, är också koncentrationssituationen illustrerad i figur 2 gällande. I andra situationer är koncentrationen emellertid högre än vad som illustreras i figur 2. I Energimarknadsinspektionen m.fl. (2007) konstateras att den genomsnittliga koncentrationen i Sverige under 2006 låg på en nivå som enligt ett generellt koncentrationsmått betecknas som en ”måttlig koncentration”. I rapporten konstaterades vidare att även på en integrerad nordisk marknad så ligger marknadskoncentrationen nära den generella gränsen för en måttlig koncentration och *”om hänsyn tas till de speciella förutsättningar som råder på kraftmarknaden är det möjligt att strukturomvandlingen på den nordiska marknaden har medfört att marknadskoncentrationen på kraftmarknaden är problematisk även vid de tillfällen när Norden är ett enda prisområde”* (s. 57).

En hög koncentration behöver emellertid inte betyda bristfällig konkurrens. Huruvida konkurrensen påverkas negativt av en hög koncentration beror på orsaken till den höga koncentrationen. Det finns exempel på marknader som är så kallade naturliga monopol/oligopol. Med detta åsyftas fenomenet att stordriftsfördelar gör att det mest effektiva sättet att producera uppnås genom att endast en eller ett fåtal företag står för hela utbudet. Detta kan exempelvis gälla branscher med mycket höga kapitalkostnader (t.ex. tillverkning av stål) eller på en geografiskt begränsad marknad (t.ex. marknaden för taxiverksamhet i en mindre eller mellanstor stad). Eftersom investeringar i nya elproduktionsanläggningar ofta är förenade med höga kapitalkostnader är det sannolikt att en kraftmarknad kännetecknad av god konkurrens också kan ha ett begränsat antal stora producenter. För att en fungerande konkurrens ska existera på en marknad med en eller ett fåtal aktörer krävs emellertid att in- och utträde på marknaden kan ske tämligen fritt. Genom att in- och utträde kan ske vet också de dominerande aktörerna att i händelse av att de sätter ett pris överstigande det marknadspris som skulle varit rådande vid konkurrens så kommer nya aktörer att äntra marknaden. Hotet om ytterligare inträden kombinerar i den situationen den effektivitet som uppnås genom stordriftsfördelar med en fungerande konkurrens⁷, trots en hög

⁷ Inom nationalekonomin kallas detta fenomen för teorin om ”contestable markets”. För att en marknad ska vara ”perfectly contestable” ska in- och utträde på marknaden vara fullständigt fritt. Därmed är det ej heller möjligt för marknadens aktörer att ta ut ett pris överstigande den långsiktiga marginalkostnaden för varan/tjänsten (se t.ex. Nicholson, 2002, s. 546).

koncentration. Inträde på marknaden för elproduktion är emellertid förenat med höga inträdeshinder (se nästkommande kapitel, särskilt avsnitt 4.3). Mot bakgrund av dessa inträdeshinder och den relativt höga koncentrationen på råkraftsmarknaden konstaterade Energimarknadsinspektionen (2006) att koncentrationen på marknaden inte är oproblematisk samt att konkurrensen bör förbättras.

4 Drivkrafter och hinder för investeringar i elproduktion i Sverige

Investeringar i produktionskapacitet är en grundläggande förutsättning för att upprätthålla en långsiktig jämvikt mellan utbud och efterfrågan. Möjligheter till inträde för nya aktörer är viktigt för att kunna främja en konkurrenskraftig marknad utan ekonomiska övervinster⁸. Finns det ekonomiska övervinster på en marknad så ligger det nämligen i befintliga företags intresse att bevara dessa vinster.

4.1 Investeringar ur ett teoretiskt perspektiv

Enligt traditionell ekonomisk teori kommer investeringar förenklat att ske om den förväntade avkastningen för en specifik investering är högre än den förväntade avkastningen för alternativa investeringar. Det finns omfattande forskning inom området investeringsbedömning och samtliga metoder för att bedöma investeringar går ut på att jämföra den förväntade avkastningen med det avkastningskrav som ges av den bästa alternativa användningen. Bedömningsgrunden av en investering är densamma oavsett om det gäller en investering genom förvärv av bolag eller genom direktinvestering.

En potentiell investerare i produktionskapacitet måste förvänta sig att få täckning för såväl operationella kostnader som kapitalkostnader under investeringens livslängd. Avkastningen på en specifik investering med en viss kapitalkostnad bestäms av skillnaden mellan intäkten investeraren erhåller för sin produktion och de operationella kostnaderna. Kärnan i investeringsbedömningar ligger i att uppskatta och diskontera framtida intäkter och kostnader. Dessa kostnader och intäkter jämförs sedan med grundinvesteringen. I alla investeringsbedömningar råder ett mått av osäkerhet (risk) eftersom investeraren omöjligt kan ha fullständig och perfekt information om de framtida intäkterna och kostnaderna. Detta medför att en investerare kommer att kräva en riskpremie som kompensation för den risk projektet är förenat med. Osäkerheten uttrycks i att investerarens avkastningskrav sätts högre för ett projekt som upplevs vara behäftat med stor osäkerhet och vice versa.

Förutom val av investeringsobjekt så ska investeraren också välja vid vilken tidpunkt investeringen ska ske. I den bedömning som görs väger investeraren för- och nackdelar med att göra investeringen ”nu” jämfört med att genomföra investeringen vid en senare tidpunkt. Den förväntade avkastningen av att få igång

⁸ Med övervinst avses en vinstnivå överstigande den ekonomiska vinst som föreligger vid fullständig konkurrens.

produktionsanläggningen så tidigt som möjligt vägs således gentemot de nackdelar som det innebär att ta investeringsbeslutet ”idag” istället för ”imorgon”. Ett exempel på något som kan få en investerare att vilja avvakta med investeringsbeslutet är att vänta in ett för investeringen relevant politiskt beslut (t.ex. förändrade skattesatser eller subventioner).

4.2 Risker med investeringar i elproduktion

Riskerna för en investerare i elproduktionsanläggningar kan i enlighet med IEAs (2007) klassificering kategoriseras i fyra huvudgrupper; anläggningsrisk, marknadsrisk, regleringsrisk och policyrisk, se tabell 1.

Tabell 1 Risker vid investeringar i elproduktion

Anläggningsrisk	Marknadsrisk	Regleringsrisk	Policyrisk
Byggnadskostnader	Bränslekostnader	Marknadsdesign	Miljönormer
Ledtid	Efterfrågan	Konkurrenstillsyn	Begränsningar av CO ₂ -utsläpp
Operationella kostnader	Konkurrens	Regleringen av transmissionsnätet	Subventioner för specifika teknologier
Tillgänglighet/prestanda	Elpris/Elcertifikatpris	Licenser och tillstånd	Energieffektivisering

Källa: IEA (2007)

Kategorierna anläggnings- och marknadsrisk omfattar osäkerheter som investeringar generellt är behäftade med, alternativt osäkerheter som är förknippade med elmarknadens specifika förutsättningar (oavsett politiska beslut). En marknadsrisk kan gälla exempelvis osäkerheten avseende efterfrågan medan en anläggningsrisk exempelvis kan omfatta tillgängligheten. Reglerings- och policyrisken utgör risker som är specifika för investeringar i elproduktion och som påverkas av politiska beslut.

Råvaran el har vissa distinkta egenskaper:

- efterfrågan varierar tämligen mycket mellan år och inom året
- utbudet kan i Norden på grund av stor andel vattenkraft variera mycket mellan olika år
- produktionskostnaderna varierar mycket mellan olika produktionsteknologier
- det finns ingen möjlighet att lagra el
- det måste i varje sekund finnas en fysisk balans mellan produktion och konsumtion
- det är praktiskt svårt att kontrollera flöden av elektricitet till specifika elanvändare
- möjligheten för många typer av elanvändare att reagera på elpriset i realtid är högst begränsad.

Sammantaget leder detta till ett volatilt marknadspris. Detta utgör ett riskmoment som en investerare har att kalkylera med. Det volatila marknadspriset kommer teoretiskt att generera en optimal produktionsmix mellan bas- och topplastkapacitet.

Det finns ett nära samband mellan avkastning och risk. En ökad risk höjer avkastningskravet och verkar därmed hämmande på investeringarna. Därmed finns det en direkt koppling mellan politiska beslut som påverkar reglerar- och/eller policyrisker och de avkastningskrav som investerare kommer att ställa för att genomföra investeringar i elproduktionsanläggningar.

4.3 Förutsättningarna för investeringar i nya elproduktionsanläggningar i Sverige

Marknadspriserna på el utgör en av de enskilt viktigaste faktorerna för lönsamheten i investeringar i elproduktionsanläggningar. Terminspriserna på Nord Pool utgör marknads samlade bedömning över det framtida systempriset⁹. De genomsnittliga terminspriserna för de två senaste åren och för leverans 2007-10 på Nord Pool sammanfattas i tabell 2.

Tabell 2 Genomsnittliga terminspriser på Nord Pool 2006-07, euro/MWh

		Leveransår			
		2007	2008	2009	2010
Utfärdandeår	2006	46,4	43,3	42,7	44,1
	2007 ¹⁰	-	44,9	45,3	45,6

Källa: Nord Pool

Som framgår av tabellen så har marknaden under 2006 och 2007 förväntat sig ett spotpris på cirka 43-46 euro/MWh, eller cirka 400-430 kronor/MWh¹¹, under de kommande tre åren. Det bör dock noteras att terminspriserna har stigit ytterligare under hösten 2007. Kontrakt med leverans år 2008-10 kostade i månadsskiftet november-december cirka 50 euro/MWh eller 470 kronor/MWh.

För en investerare ska marknadspriserna, eventuella intäkter för elcertifikat samt subventioner åtminstone täcka livstidskostnaden inklusive skatter för den tänkta investeringen. I tabell 3 sammanställs de bedömda livstidskostnaderna för ny elproduktion med en given installerad effekt. Kostnaderna i den vänstra av de två kostnadskolumnerna omfattar kostnader för kapital (investering och reinvestering), bränsle samt drift och underhåll. I den högra av de två

⁹ Systempriset är det spotpris på el som gäller i Nord Pool-området om överföringskapaciteten är tillräcklig för att tillgodose marknads efterfrågan på överföring.

¹⁰ T.o.m. 2007-11-30.

¹¹ Givet EUR/SEK≈9,40 (början av december 2007).

kostnadskolumnerna tas även de ekonomiska styrmedlen i form av diverse skatter och subventioner i beaktande¹².

Tabell 3 Livstidskostnader för ny elproduktion i Sverige¹³

Produktionsteknik	Installerad effekt, MW	Produktionskostnad exkl. skatter, avgifter och bidrag, öre/kWh	Produktionskostnad inkl. skatter, avgifter och bidrag, öre/kWh
Avfallskraftvärme	30	21	26
Avfallskraftvärme	3	78	96
Biobränslekraftvärme	80	61	43
Biobränslekraftvärme	30	75	57
Biobränslekraftvärme	10	95	76
Gaskombikondens	400	41	50
Gaskombikraftvärme	150	37	48
Gaskombikraftvärme	40	43	54
Havsbaserad vindkraft	150	74	57
Havsbaserad vindkraft	750	83	66
Kärnkraft	1 600	27	33
Kolkondens	400	41	58
Kolkondens m. CO ₂ -avskiljning	400	61	70
Landbaserad vindkraft	4	55	38
Landbaserad vindkraft	40	47	30
Vattenkraft	90	25	29

Källa: Elforsk (2007)¹⁴

Enligt jämförelsen i tabell 3 är avfallskraftvärme, vattenkraft, landbaserad vindkraft och kärnkraft mest gynnsamt givet dagens förutsättningar (bränslepriser, skatter, stödsystem etc.). En investerare tar emellertid inte endast den genomsnittliga produktionskostnaden i beaktande vid valet av

¹² De skatter och bidrag som är inkluderade är energiskatt, koldioxidskatt, svavelskatt, effektskatt (kärnkraft), fastighetsskatt, NO_x-avgift, elcertifikat, utsläppsrätter för CO₂ samt miljöbonus (vindkraft).

¹³ Beräkningarna baseras på en diskonteringsränta på 6 procent samt en ekonomisk livslängd på 20 år för vind- och värmekraft och 40 år för vatten- och kärnkraft. Vidare antas ett elcertifikatpris på 200 kr/MWh (genomsnittspriset under 2006 var 191 kr/MWh) under hela livslängden och ett pris på 200 kr/ton utsläppt koldioxid inom det europeiska utsläppshandelssystemet.

¹⁴ Tabellen baseras på en preliminär version av Elforsk 2007:50.

produktionsteknologi. Andra viktiga parametrar är möjligheterna till omfattande produktion och eventuella kraftslagsspecifika risker och begränsningar.

De produktionsspecifika riskerna avser framförallt de produktionsteknologier som är beroende av stöd för att vara kommersiellt gångbara. Som framgår av tabellerna 2 och 3 så är både biobränslekraftvärme och vindkraft beroende av stöd eftersom produktionskostnaden exklusive skatter och subventioner är högre än de förväntade framtida elpriserna. Risker härvid utgörs av eventuella förändringar i stöd- och skattesystemen (policyrisk). En annan risk relaterad till detta är risken för fallande priser på elcertifikat (marknadsrisk).

Det föreligger också en s.k. anläggningsrisk för samtliga kraftslag. Med detta avses att produktionsanläggningen inte kan producera lika mycket som den förväntas göra. Det kan röra sig om en svag nederbörd för en vattenkraftsproducent, ogynnsam vind för en vindkraftsproducent eller tekniska problem i kärn- eller värmekraftverk.

Vidare föreligger, som nämnts, en begränsning för kraftvärmeproduktion. Det som åsyftas är att en investering i kraftvärme förutsätter att värmeunderlag i form av fjärrvärmekunder finns. Därmed kan en investering i kraftvärme bli aktuell endast för företag som redan är etablerade eller ämnar etablera sig på fjärrvärmemarknaden. Investeringen begränsas också till den elproduktion som är möjlig givet värmeunderlaget. För gaseldade kraftvärmeverk finns ytterligare en avgörande begränsande faktor, nämligen tillgång till naturgas. I dagsläget är den svenska naturgasmarknaden, genom infrastrukturen (naturgasnätet), begränsad till att omfatta de sydvästra delarna av landet¹⁵. Att ytterligare naturgaskraftvärmeverk byggs är i dagsläget därmed inte särskilt troligt. För det första är lönsamheten med ett naturgasverk osäker givet dagens förutsättningar (se tabell 3). För det andra är det tveksamt om det finns tillräckligt värmeunderlag för ytterligare ett naturgaskraftverk givet dagens infrastruktur. I båda storstadsregionerna där naturgas finns tillgängligt är naturgasverk uppfört (Göteborg) eller under uppförande (Malmö). Om naturgasnätet byggs ut, och då främst till Stockholm, kan dock förutsättningar för ytterligare naturgaseldade kraftvärmeverk komma att uppstå.

En generell kommentar till tabell 3 är också betydelsen av anläggningens storlek för produktionskostnaden. Generellt råder på grund av stordriftsfördelar principen ”ju större desto billigare”. Detta är av särskild vikt avseende avfalls- och biobränslekraftvärme samt för landbaserad vindkraft.

För att sammanfatta, vattenkraft, landbaserad vindkraft och kärnkraft är de kraftslag som är intressanta ur ett investeringsperspektiv och som dessutom inte kräver ett värmeunderlag. Av dessa tekniker ter sig vattenkraften som den ekonomiskt mest lönsamma produktionsteknologin, följt av landbaserad vindkraft

¹⁵ Naturgasnätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr med en gren inåt landet till Gnosjö.

och kärnkraft. Det råder dock osäkerhet avseende produktionskostnaderna. Värdena i tabell 3 ska därmed endast ses som en fingervisning om de reella produktionskostnaderna. För en investerare som har ambitionen att bli en riktigt stor producent är det dock, enligt Energimarknadsinspektionens bedömning, mer intressant med kärn- och vattenkraft än med vindkraft. Detta eftersom det alltid, allt annat lika, ur investeringssynpunkt är bättre att kunna producera till en kostnad understigande marknadspriset utan att vara beroende av subventioner eller stödsystem (policyrisk). En annan aspekt som bedöms som särskilt viktig för de företag som har potential att bli stora elproducenter i Sverige är de praktiska problem som det skulle innebära att uppföra vindkraftsproduktion motsvarande exempelvis ett större vattenkraftverk eller en kärnkraftsreaktor. Detta då det krävs väldigt många anläggningar och dessutom en stor geografisk yta för att uppnå stor produktion. Det är sannolikt heller inte enkelt att hitta områden som både har fysiska förutsättningar för vindkraftsproduktion och där det i stort sett saknas andra allmänna intressen. Därmed blir också risken med tillståndsprocessen högre per producerad enhet för vindkraften än för andra produktionsslag.

Potentialen för havsbaserad vindkraft är för närvarande svårbedömd. Ur ett rent lönsamhetsperspektiv är kraftslaget i dagsläget inte kommersiellt intressant. En av anledningarna till detta är att efterfrågan på marknaden för havsbaserad vindkraftsutrustning har ökat kraftigt under senare år. Samtidigt har utbudssidan på den marknaden inte hunnit reagera på efterfrågeökningen. I takt med att produktionen av vindkraftsutrustning hinner ikapp efterfrågan torde emellertid priserna på utrustningen komma att sjunka.

För investeringar i samtliga produktionstekniker finns i Sverige ett antal, för investeraren, mer eller mindre begränsande faktorer. För nya aktörer är investeringar i såväl storskalig vattenkraft som kärnkraft inte förenligt med rådande lagstiftning. Ägare av befintliga vatten- och kärnkraftverk har dock vissa möjligheter att investera i effekthöjningar i dessa kraftverk. Effekthöjningar i befintlig kärn- och vattenkraft är generellt också mer lönsamt än upprättande av nya liknande anläggningar.

För samtliga kraftslag krävs olika former av tillstånd för att uppföra och bedriva anläggningen. Tillståndsprocessen utgör en osäkerhetsfaktor och en tidsmässig kostnad som är olika för kraftslagen. I antalet tillstånd räknat är vindkraft det kraftslag som riskerar att utsättas för den mest omfattande prövningen. En mer omfattande redogörelse över tillståndsprocessen för de olika kraftslagen följer i bilaga 1.

4.4 Aktörers syn på investeringsklimatet på den svenska elmarknaden

Inom ramen för denna studie har Energimarknadsinspektionen intervjuat representanter för totalt tio företag som har uppfört, håller på att uppföra eller har för avsikt att uppföra anläggningar för elproduktion. Företagen har valts ut så att

de sammantaget ska ge en representativ bild av investerarna i elproduktionsanläggningar. Vi har således intervjuat såväl stora etablerade företag som företag med en mer begränsad produktionskapacitet. De intervjuade personerna är:

- Arise Windpower: Peter Nygren, VD
- Basel: Peter Pernlöf, VD, och Mats K Gustavsson
- E.ON Sverige: Håkan Buskhe, chef affärsområde elproduktion och vice VD, och Lennart Fredenberg, projektchef
- Falkenberg Energi: Jörgen Glemme, marknadschef
- Stora Enso: Anders Heldemar, energikoordinator
- Strängnäs Energi: Hans Ohlsson, VD
- Södra: Gustav Tibblin, VD Södra Vindkraft
- Vattenfall: Göran Lundgren, chef elproduktion Norden och vice VD, och Jan Greisz, chef Asset Management
- Vindkompaniet: Staffan Niklasson, VD
- Vindin: Anders Lyberg, VD

Nedan redovisas en sammanfattning av vad som framkom under intervjuerna.

Aktörerna anser att den nordiska elmarknaden kortsiktigt fungerar väl. Marknaden har en fungerande elbörs, en likvid spotmarknad och ingen aktör har framfört någon misstro mot hur budgivningen på Nord Pool går till. Ingen aktör har heller nämnt den relativt låga likviditeten på långa terminskontrakt som en investeringshämmande investeringsmässig faktor. De flesta av de intervjuade aktörerna har dock sannolikt inte ett stort behov av långsiktig finansiell riskhantering via Nord Pool. Detta eftersom både de stora energikoncernerna och den elintensiva industrin har en naturlig säkring i form av egna kunder (via koncernens elhandelsbolag) respektive en stor egen förbrukning.

På längre sikt föreligger dock, enligt aktörerna, problem. De legala restriktionerna för investeringar i framförallt vatten- och kärnkraft leder till att det blir svårt för producenterna att göra stora investeringar och på så sätt möta den efterfrågan som finns. Här deklarerade flera aktörer att man anser att det idag saknas en fullt realistiskt långsiktig energipolitik; det är inte realistiskt att ha som målsättning att fasa ut kärnkraften utan konkurrenskraftiga alternativ. Ingen av aktörerna uttrycker sig se vindkraften som en ny baskraft att ersätta kärnkraften med.

Ett annat problem är den kortsiktighet som flera aktörer menar präglar energipolitiken. Eftersom elproduktion är en mycket kapitalintensiv industri är det av vikt att skatter, stödsystem m.m. ligger fast under långa perioder. Politikens uppgift är att skapa rimliga och långsiktiga förutsättningar för marknadens aktörer. När detta väl är gjort bör politikerna, enligt flera aktörer, så långt som möjligt lämna marknaden därhän. Allt för många förändringar i stödsystem skapar osäkerhet, och detta även om förändringarna är till det bättre för energibranschen. Flera aktörer nämnde också att det skulle vara önskvärt med mer harmoniserade

stödsystem inom EU. Detta skulle, enligt aktörerna, kunna leda till en ökad investeringsvilja i Sverige eftersom man då skulle konkurrera på lika villkor med länder som idag har mer gynnsamma stödsystem, t.ex. Storbritannien och Tyskland.

Flera aktörer upplever tillståndsprocessen för upprättande av nya kraftverk, framförallt vindkraftverk, som utdragen och ibland också godtycklig. Det finns dock en förståelse för att samtliga regelverk och instanser har sin förklaring (t.ex. miljöaspekter för upprättande av anläggningar och demokratiska aspekter avseende intressenters rätt att kunna överklaga beslut). Men det finns vissa detaljer som enligt flera av aktörerna får oönskade effekter. Exempelvis påpekades att det faktum att miljödomstolarna dömer olika i likvärdiga fall tyder på en viss godtycklighet.

För att korta processen tidsmässigt påpekade flera aktörer att det borde finnas en maximal handläggningstid för ett ärende. Det bör dock slutligen noteras att trots att aktörerna tycker att tillståndsprocessen utgör en stor osäkerhetsfaktor är ändå det bestående intrycket att tillståndsprocessen inte är avgörande för huruvida ett projekt slutligen blir av eller inte.

Ett antal aktörer resonerade kring olika företags olika incitament att investera. För de stora företagen, vars investeringar också är mer omfattande, krävs en djupare marknadsmässig analys än vad som är fallet för en relativt liten investerare. En stor investering kräver nämligen en behovsanalys, det vill säga en bedömning av huruvida efterfrågan är tillräckligt stor för den aktuella investeringen. Den mindre aktören behöver inte göra en sådan bedömning. Denne behöver ”endast” göra en skattning över om investeringen genererar vinst givet kostnadskalkylen samt givet förväntade intäkter. För stora förbrukare som investerare i elproduktion, elintensiv industri, utgör produktionsinvesteringarna en form av prissäkring. Incitamentet i det fallet är alltså att säkra sin konsumtion snarare än att maximera vinsten på elproduktionen.

En annan skillnad avseende incitamentet att investera utgår från företagens storlek och huvudsakliga verksamhet. För det första finns en skiljelinje mellan renodlade energibolag och andra bolag, de sistnämnda framförallt representerade av den elintensiva industrin. För energibolagen är elproduktion en del av kärnverksamheten. För den elintensiva industrin är egen elproduktion istället ett sätt att prissäkra den egna konsumtionen. För det andra finns också en skiljelinje mellan de stora och de mindre energibolagen. Stora energibolag har en ambition att ha en bred produktionsmix och stärka, eller åtminstone försvara, sin ställning på marknaden. Mindre energibolag fokuserar istället ofta på ett eller två energislag och har inte möjlighet och/eller ambition att expandera produktionen i sådan omfattning att man blir en så stor aktör att man påverkar den totala ägarkoncentrationen.

4.5 Sammanfattande analys av drivkrafter och hinder för investeringar i elproduktion

Det förefaller vara av stor betydelse att en investering i elproduktion passar in i företagets övergripande strategi och verksamhetsinriktning. Det bedöms därmed nödvändigt att det finns en tydlig affärslogisk koppling till elmarknaden för att en betydande investering i elproduktion ska bli aktuell.

Det finns flera risker för en investerare i elproduktion. Omfattningen på samtliga av dessa risker kommer att påverka avkastningskravet; ju högre risk desto större marginal mellan produktionskostnad och förväntat försäljningspris kommer investeraren att kräva. En samlad bedömning av det som framkommit under genomförda intervjuer med investerare är att den politiska risken (regleringsrisken och policyrisken) utgör de främsta investeringshämmande faktorerna avseende investeringar i elproduktion. Energimarknadsinspektionens bedömning är att aktörerna ser anläggnings- och marknadsriskerna som en naturlig del i ett investeringsbeslut medan reglerings- och policyriskerna är mer oförutsägbara och därmed mer svårbedömda. Det är för politikerna dessutom möjligt att reducera reglerar- och policyriskerna, så är inte fallet med anläggnings- och marknadsriskerna.

De mest intressanta kraftslagen för en investerare med ambitionen att ha en omfattande produktion är storskalig vattenkraft och kärnkraft. Det föreligger dock legala restriktioner avseende investeringar i dessa kraftslag då det i princip är omöjligt att uppföra nya kraftverk. Samtidigt har ägare av befintliga kärn- och vattenkraftverk, vilket till stor del är E.ON, Fortum och Vattenfall, till viss del möjlighet att investera i effekthöjningar i sina anläggningar. Aktörerna konkurrerar följaktligen inte fullt ut på lika villkor.

Förutom vatten- och kärnkraft utgör också kraftvärme och landbaserad vindkraft ekonomiskt konkurrenskraftiga investeringsalternativ. En kraftvärmeinvestering kräver emellertid tillgång till ett fjärrvärmenät och fjärrvärmekunder. Investeringarna här är därmed begränsade till företag som är etablerade eller ämnar etablera sig på fjärrvärmemarknaden. Möjligheterna för ett naturgaseldat kraftverk är dessutom begränsat av naturgasnätets utbyggnad. Eftersom en förutsättning för kraftvärme är fjärrvärmeproduktion så blir potentialen dessutom begränsad av fjärrvärmemarknadens potential. Återstår gör följaktligen investeringar i vindkraft. Vindkraftens beroende av elcertifikatsystemet samt den osäkerhet, eller policyrisk, som detta innebär utgör emellertid en investeringshämmande faktor. Vidare föreligger en del praktiska problem med att uppföra en vindkraftspark motsvarande exempelvis ett större vattenkraftverk eller en kärnkraftsreaktor.

Som nämndes i avsnitt 4.4. så skiljer sig incitamentet att investera mellan aktörerna. En stor investering kan nämligen sätta press på marknadspriset på el. En aktör som redan äger mycket produktion måste då ta i beaktande att en eventuell prissänkning får effekter på intäkterna, inte bara på det nya kraftverkets

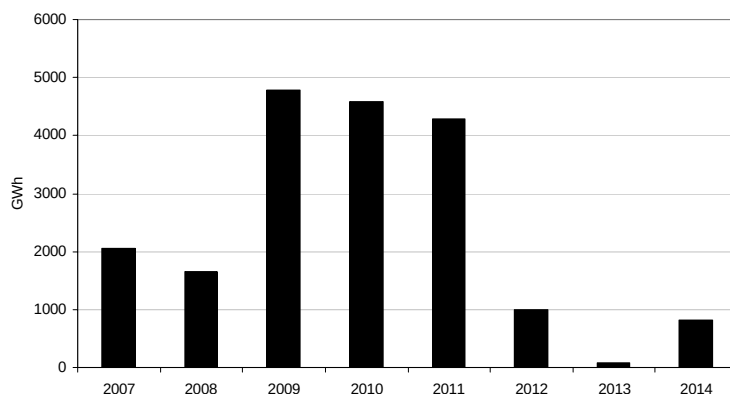
produktion, utan på hela företags samlade produktion. För industriföretagen, med en stor elförbrukning, blir incitamentet det omvända. Om en stor investering pressar priset får det genomslag på priset på industrins hela konsumtion. Det kan således konstateras att de företag som har störst incitament att investera inte har samma förutsättningar att investera som de stora etablerade producenterna.

5 Planerade investeringar och dess påverkan på ägarkoncentrationen

Inom ramen för den här utredningen har påbörjade och planerade investeringar i elproduktion kartlagts. I det här kapitlet följer en sammanfattande redogörelse av denna kartläggning samt en analys av hur dessa investeringar påverkar ägarkoncentrationen av den svenska elproduktionskapaciteten. Kartläggningens metod och antaganden redovisas i bilaga 2 och en detaljerad lista över de kartlagda investeringarna följer i bilaga 3.

5.1 Planerade investeringar i elproduktion

Osäkerheten gällande många av investeringarna, framförallt avseende vindkraft, är stor. Vi har i denna sammanställning därför valt att endast inkludera de projekt som är tidsatta, det vill säga då projektören eller investeraren har satt en tidpunkt för när anläggningen beräknas tas i drift. Om samtliga tidsatta investeringsprojekt (per oktober 2007) realiserats kommer den årliga elproduktionen i Sverige att kunna öka med cirka 20 TWh (20 000 GWh) fram till år 2014, se figur 3.

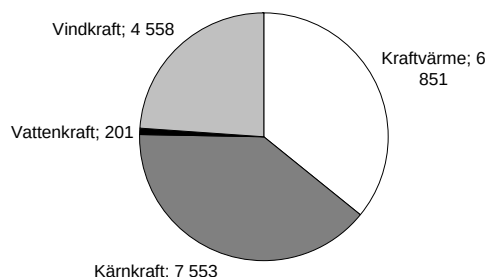


Figur 3 Projekt under uppförande samt planerade projekt med angiven produktionsstart

Källa: EME Analys

Tillskottet under 2008 beräknas bli tämligen lågt jämfört med de efterföljande åren, knappt 1 700 GWh. Drygt hälften av detta tillskott utgörs av vindkraft och den andra hälften av kraftvärme och effekthöjningar i kärnkraftverket i Ringhals. År 2009 beräknas E.ONs naturgaseldade kraftvärmeverk i Malmö, Öresundsverket, tas i drift. Detta innebär ett förväntat tillskott om cirka 3 000 GWh årligen. Dessutom är ytterligare effekthöjningar i Ringhals, samt också i Oskarshamnsverket, inplanerade (totalt 1 000 GWh). Produktionstillskottet under 2010 förklaras främst av inplanerade effekthöjningar i Oskarshamns kärnkraftverk (1 900 GWh), ny vindkraft (2 100 GWh) och idrifttagandet av Söderenergis

biobränsleeldade kraftvärmeverk i Södertälje, Igelstaverket (500 GWh). Ökningen under 2011 består till stor del av ytterligare effekthöjningar i Ringhals- och Oskarshamnsverken (3 400 GWh). I figur 4 presenteras projekten per kraftslag.



Figur 4 Projekt under uppförande samt planerade tidsatta projekt per kraftslag, GWh

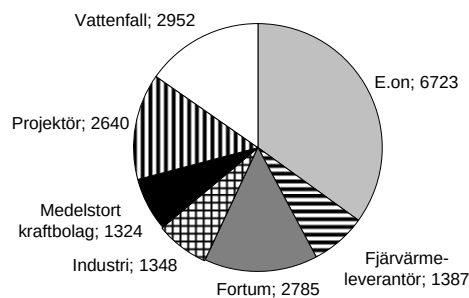
Källa: EME Analys

Som synes utgör effekthöjningarna i kärnkraften cirka 40 procent av all ny produktion. Motsvarande andel för kraftvärme och vindkraft är 35 respektive 24 procent. Planerade tidsatta investeringar i vattenkraft utgör endast cirka 1 procent av samtliga tidsatta investeringar.

5.2 De planerade investeringarnas effekter på ägarkoncentrationen

De stora volymerna tillkommande kraft svarar de redan etablerade elproducenterna för. E.ON har här en särställning med knappt 35 procent. En ny stor grupp är vindkraftsprojektörer. Vem som slutligen kommer att äga anläggningar som projekteras av den kategorin är dock ytterst osäkert. I figur 5 visas ägarstrukturen på samtliga tidsatta projekt. Investeringar som inte görs av E.ON, Fortum eller Vattenfall inkluderas i någon av kategorierna industri, projektör, fjärrvärmelieferantör eller medelstort kraftbolag. I den sistnämnda gruppen återfinns bolag som t.ex. Jämtkraft, Skellefteå Kraft och Göteborg Energi¹⁶.

¹⁶ Jämtkraft ägs till 20,6 procent av Vattenfall. Skellefteå Kraft och Göteborg Energi är dock helt fristående från de tre dominerande energikoncernerna.



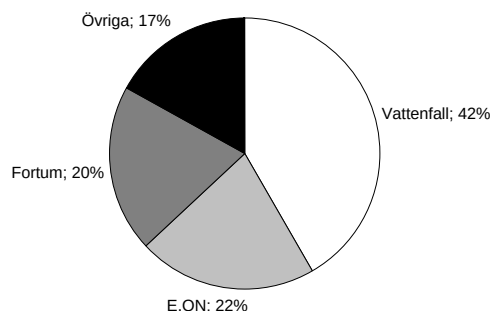
Figur 5 Påbörjade eller tidsatta investeringars fördelning på aktörer, GWh

Källa: EME Analys

Även om E.ON, Fortum och Vattenfall står för en stor andel av investeringarna så är de tidsatta investeringsplanerna inte tillräckliga för att tillskottet ska uppgå till deras marknadsandel per idag. Totalt utgör de tre företagens planer 65 procent av alla tidsatta investeringsprojekt. Detta kan jämföras med dessa företags samlade produktionsandel i Sverige som 2006 uppgick till 87 procent. Det är dock viktigt att notera osäkerheten som föreligger för de projekt som är planerade av projektörer; det kan mycket väl bli så att E.ON, Fortum och Vattenfall kommer att köpa vissa av dessa projekteringar.

Notera även att i sammanställningen i figurerna ingår endast de projekt som är tidsatta. Detta innebär att framförallt stora vindkraftprojekt samt projekt inom industrin är exkluderade. Skulle samtliga dessa projekt inkluderas så skulle industrins andel öka påtagligt. Också kategorin projektör skulle då komma att öka kraftigt. Osäkerheten avseende dessa icke-tidsatta projekt är emellertid stor och det är osannolikt att alla planerade projekt kommer att realiseras.

I figur 6 sammanställs ägarandelarna av svenska produktionsanläggningar efter 2014 givet att de tidsatta projekten realiseras samt givet att projekteraren också blir kraftverkets ägare.



Figur 6 Uppskattat ägande av elproduktionen i Sverige år 2014¹⁷

Källa: Energimarknadsinspektionens årsrapport 2006 samt EME Analys

De tidsatta investeringarna förändrar inte ägarkoncentrationen i stort. De tre största aktörerna kommer också fortsättningsvis att kontrollera 83 procent av den svenska elproduktionen. Kategorin övriga ökar visserligen från 13 till 17 procent (jämfört med figur 1, sid. 15). Detta gäller under förutsättning att E.ON, Fortum eller Vattenfall inte köper upp projekterade investeringar av annan mindre aktör. Eftersom vissa projektörer har för avsikt att sälja projekteringar är detta knappast realistiskt. Om E.ON, Fortum och Vattenfall, å andra sidan, köper upp samtliga projekt som här kategoriseras som projektör så skulle den totala koncentrationen i Sverige inte öka markant jämfört med dagens situation. Om så skulle bli fallet så skulle de tre stora företagen totalt äga 88 procent av produktionskapaciteten i Sverige. Idag är motsvarande andel 87 procent.

¹⁷ Givet realisering av tidsatta projekt per oktober 2007 samt givet att ingen av E.ON, Fortum eller Vattenfall köper upp andras projekteringar. I beräkningarna ingår även Statkrafts övertagande av 934 MW (2 235 GWh) vattenkraft från E.ON Sverige. Denna affär beräknas genomföras under 2008.

6 Slutsatser och förslag på åtgärder

Marknadsförutsättningarna för nyinvesteringar finns men den höga koncentrationen består

Energimarknadsinspektionen bedömer att den nordiska elmarknaden i huvudsak fungerar väl. Den gemensamma nordiska elbörsen, Nord Pool, har en likvid spotmarknad och en väl utvecklad kortsiktig finansiell handel. I ett internationellt perspektiv ses Nord Pool som en föregångare. Vidare är förtroendet för prisbildningen och transparensen på Nord Pool stort bland aktörerna. Detta är en grundläggande förutsättning för en väl fungerande elmarknad.

Energimarknadsinspektionen bedömer att de ekonomiska och tekniska förutsättningarna för att investera i elproduktion finns. Marknadens mindre och potentiella nya aktörer har inga institutionella nackdelar jämfört med de redan etablerade stora aktörerna.

Kartläggningen av planerade tidsatta investeringsprojekt visar att de inte kommer att förändra helhetsbilden av den ägarmässiga koncentrationen av de svenska elproduktionsanläggningarna i någon betydande utsträckning. E.ON, Fortum och Vattenfall kommer inom överskådlig framtid fortsätta att kontrollera ungefär 85 procent av den svenska elproduktionen.

Energimarknadsinspektionen ser det som önskvärt att ytterligare aktörer etablerar sig i Sverige alternativt att någon av de mindre aktörerna växer genom en ökad produktion. Detta för att skapa bättre förutsättningar för konkurrens på den nordiska elmarknaden. Antalet potentiella nya stora aktörer inom elproduktion i Sverige är dock sannolikt begränsade. Detta då det förefaller vara av stor betydelse att en investering i elproduktion passar in i företagets övergripande strategi och verksamhetsinriktning. Det bedöms vara essentiellt att det finns en tydlig affärslogisk koppling till elmarknaden för att en betydande investering i elproduktion ska bli aktuell. Potentiella nya stora elproducenter i Sverige är, enligt Energimarknadsinspektionens uppfattning, den elintensiva industrin och stora utländska kraftbolag. Möjligtvis skulle även något av de medelstora kraftbolagen (t.ex. Skellefteå Kraft eller Göteborg Energi), ensamt eller tillsammans med annat företag, söka expandera sin produktion och därmed bli en stor aktör på den nordiska elmarknaden. Majoriteten av de svenska elproducenterna, företrädesvis kommunala fjärrvärmebolag och vindkraftsföretag, har dock varken ambitionen eller möjligheten att bli en stor producent.

Legala restriktioner konserverar ägarkoncentrationen

Energimarknadsinspektionen bedömer att en av de främsta anledningarna till att den höga koncentrationen består är att endast befintliga ägare har möjlighet att

investera i de mest lönsamma kraftslagen. Nya och mindre aktörer utan värmeunderlag är i praktiken hänvisade till att investera i vindkraft och bruttoproduktionskostnaden för vindkraft är förhållandevis hög och beroende av ekonomiskt stöd. Vidare är det inte sannolikt att en aktör skulle kunna växa i sådan omfattning att den övergripande koncentrationsbilden påverkas enbart genom att investera i vindkraft. Detta då det krävs väldigt många anläggningar och dessutom en stor geografisk yta för att uppnå stor produktion genom vindkraft. Det är sannolikt heller inte helt enkelt att hitta områden som både har fysiska förutsättningar för en omfattande vindkraftsproduktion och där det i stort sett saknas andra allmänna intressen.

En hög ägarkoncentration behöver i sig inte nödvändigtvis innebära något konkurrensproblem. Kombinationen av en hög koncentration och det faktum att det endast är befintliga ägare av storskalig vattenkraft och kärnkraft som kan investera i dessa mest lukrativa kraftslag bidrar dock till en otillfredsställande situation för den nordiska elmarknadens långsiktiga funktion. Till detta bör också läggas att de befintliga stora aktörerna inte har ett lika starkt incitament att genomföra riktigt stora investeringar som nya och mindre aktörer har. Detta då en stor investering kan sätta press på marknadspriset på el. En aktör som redan äger mycket produktion måste då ta i beaktande att en eventuell prissänkning får effekter på intäkterna, inte bara på det nya kraftverkets produktion, utan på hela företagets samlade produktion. Det är därför av vikt att det är möjligt också för aktörer som i dagsläget inte är stora elproducenter i Sverige att ha möjligheten att genomföra riktigt stora investeringar och på så sätt bidra till en minskad koncentration.

Energimarknadsinspektionen bedömer att möjligheten att etablera sig som en riktigt stor elproducent i Sverige för närvarande saknas. Detta mot bakgrund av kraftvärmemarknadens begränsning, de restriktioner som föreligger för investeringar i vatten- och kärnkraft samt de praktiska problem som föreligger för att investera i riktigt stora landbaserade vindkraftsparker. I händelse av att de etablerade aktörerna inte genomför samhällsekonomiskt effektiva investeringar är möjligheterna för andra aktörer att genomföra investeringar i motsvarande omfattning begränsad.

De legala restriktionerna för upprättande av nya storskaliga vattenkraftverk och kärnkraftverk har mot denna bakgrund en konserverande effekt på ägandet av den svenska elproduktionen. De potentiella investeringarna i kärn- och storskalig vattenkraft är, som tidigare nämnts, begränsat. Det är inte heller särskilt sannolikt att antalet kärn- och vattenkraftsproducenter skulle öka mer än med en eller ett par aktörer om möjligheten till upprättande av nya stora vatten- och kärnkraftverk skulle vara möjligt. Hotet om eventuellt inträde av någon ny stor elproducent kan emellertid öka de nuvarande stora aktörernas incitament att investera. Och skulle ingen av marknadens befintliga aktörer genomföra en investering som uppenbarligen är lönsam skulle också ett nyinträde vara att vänta. Detta skulle

förbättra konkurrensen, säkerställa marknadens långsiktiga funktion och därigenom öka förtroendet för elmarknaden.

Energimarknadsinspektionen anser de restriktioner som föreligger för investeringar i storskalig vatten- och kärnkraft har en negativ inverkan på marknadens långsiktiga funktion. Utformningen av energipolitiken är således av väsentlig betydelse för elmarknadens funktionssätt.

Komplicerade tillståndsprocesser hämmar investeringar

Utdragna tillståndsprocesser minskar incitamenten att investera. Här kan det konstateras att vindkraften troligtvis är det kraftslag som, givet existerande legala och ekonomiska förutsättningar, riskerar att drabbas av den mest omfattande tillståndsprocessen. Det riskerar att få effekten att helt nya aktörer, för vilka vindkraft i praktiken är det enda alternativet för en investering i elproduktion, helt avstår från att investera på elmarknaden.

Energimarknadsinspektionen anser att de nuvarande tillståndsprocesserna hämmar investeringar och ser det som angeläget att dessa processer effektiviseras. Inspektionen föreslår att regeringen tar initiativ till:

- ***att införa en maximal handläggningstid för relevanta myndigheters prövning och***
- ***att tillståndsprocessen, som idag består av flera parallella processer, samordnas.***

Dessa båda förslag skulle innebära att den tidsmässiga åtgången för en tillståndsprocess skulle bli mer förutsägbar, minska risken förenad med investeringar och därmed förbättra förutsättningarna för att investeringar realiserar. Förslagen bedöms kunna införas utan att de legala grunderna för prövning för upprättande av en produktionsanläggning behöver förändras.

Källor

Elforsk (2007), *El från nya anläggningar 2007*

Energimarknadsinspektionen (2005), *Investeringar i elproduktion*

Energimarknadsinspektionen (2006), *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden*

Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv (2007), *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*

EU-kommissionen (2007), *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*

IEA (2003), *Power Generation Investment in Electricity Markets*

IEA (2005), *Projected Costs of Generating Electricity*

IEA (2007), *Tackling Investment Challenges in Power Generation*

Joskow, P. L. (2006), *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*

Konkurrensverket (2007), *Marknadsandelar och elhandelsmarginaler för E.ON, Fortum och Vattenfall*, bakgrunds-PM

Michanek, G. och Söderholm, P. (2006), *Medvind i uppförsbacke – En studie av den svenska vindkraftspolitiken*

Nicholson, W. (2002), *Microeconomic Theory. Basic Principles and Extensions*.

Nordic Competition Authorities (2007), *Capacity for Competition – Investing for an Efficient Nordic Electricity Market*

Näringsdepartementets kommittédirektiv 2007:10, *Anslutningar av anläggningar för förnybar elproduktion m.m. till elnätet*

Bilaga 1 Tillståndprocess för upprättande av kraftanläggningar

De rättsliga förutsättningarna för investeringar i ny elproduktion handlar bland annat om de olika typer av tillstånd som kan krävas för uppförande och drift av kraftanläggningar av olika slag. Alla typer av större kraftanläggningar kräver som regel någon form av tillstånd enligt miljöbalken och/eller andra lagar.¹⁸ I en ansökan om tillstånd m.m. ska det som huvudregel även ingå en miljökonsekvensbeskrivning som redogör för verksamhetens miljöpåverkan i vid mening.¹⁹ Detta avsnitt redogör för vilka tillståndskrav som gäller för olika energiverksamheter, och avslutas med en kommentar rörande hur dessa påverkar bland annat incitamentsstrukturen och konkurrensen mellan olika kraftslag.

Vindkraftsanläggningar

Uppförande och drift av en vindkraftsanläggning kan aktualisera olika typer av tillstånd, regeringsbeslut om tillåtlighet, bygglov etc. beroende på anläggningens utformning, storlek och lokalisering.

För det första faller anläggningar för vindkraftsproduktion under miljöbalkens definition av miljöfarlig verksamhet (9 kap. 1 §), vilket innebär att regeringen kan föreskriva att verksamheten kräver tillstånd eller anmälan (9 kap. 6 §).

Utgångspunkten för tillståndsplikten för vindkraftverk är anläggningens kapacitet (mätt i uteffekt) och lokalisering (på land eller i vatten). Följaktligen kräver större landbaserade vindkraftsanläggningar tillstånd medan det för mindre anläggningar är tillräckligt att verksamheten anmäls. För anläggningar i vattenområden krävs tillstånd även vid lägre kapacitet.

Den obligatoriska tillstånds- och anmälningsplikten är formulerad på följande sätt. För *enstaka vindkraftverk eller gruppstation för vindkraftverk uppförda i vattenområde med tre eller flera vindkraftaggregat med en sammanlagd uteffekt av mer än 1 MW* krävs tillstånd av miljödomstol och för *enstaka vindkraftverk eller gruppstation för vindkraftverk med tre eller flera vindkraftaggregat med en sammanlagd uteffekt av mer än 25 MW* krävs länsstyrelsens tillstånd. När det gäller *enstaka vindkraftverk eller gruppstation för vindkraftverk med tre eller flera*

¹⁸ Det bör emellertid påpekas att tillstånds- och tillåtlighetsbestämmelser endast utgör en del av det rättsliga ramverk som kringgärdar exempelvis etableringen av en kraftanläggning. Till de *formella* kraven på tillstånd och dylikt, kommer en rad *materiella* bestämmelser som rör verksamhetens förhållande till miljön, t.ex. användningen av mark- och vattenområden, lokalisering etc.

¹⁹ Kravet på miljökonsekvensbeskrivningar kommer inte att behandlas vidare i detta avsnitt. Observeras bör dock att kravet är tämligen långtgående: endast verksamheter vars miljöpåverkan kan antas bli "mindre betydande" kan undantas (6 kap. 1 § miljöbalken). Se vidare lagtext och förarbeten.

*vindkraftaggregat med en sammanlagd uteffekt av mer än 125 kW men högst 25 MW räcker det med en anmälan till den kommunala (miljö)nämnden.*²⁰

För anläggningar som ska uppföras i vattenområden inom det svenska territoriet krävs dessutom som huvudregel även tillstånd av miljödomstol enligt miljöbalkens regler om vattenverksamhet (11 kap. 9). Prövningen samordnas emellertid om tillståndsansökan avser både vattenverksamheten och den miljöfarliga verksamheten.

Lokalisering av vindkraftverk i havet utanför territorialgränsen men inom den ekonomiska zonen kräver vidare tillstånd enligt 5 § Lag (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon och eventuellt tillstånd enligt Lag (1966:314) om kontinentalsockeln (om undervattenskabel ska dras över kontinentalsockeln). Dessa tillstånd lämnas av regeringen.

För det andra kan uppförandet av vindkraftverk aktualisera plan- och bygglagens krav på upprättandet av en detaljplan för ändamålet (om anläggningen medför betydande omgivningspåverkan, eller blir en del av en ”samlad bebyggelse”. Se vidare 5 kap. 1 §, PBL) och anläggningen kräver också bygglov (8 kap. 2 §, p. 6, PBL). Även den fysiska översiktsplaneringen är av vikt vid etableringen av vindkraft. Översiktsplaner är inte rättsligt bindande, men tillmäts ändå betydelse i tillståndsprövningen.²¹ Alla fysiska planer utarbetas av kommunen, som även lämnar bygglov.

För det tredje kan vindkraftsanläggningar under vissa förutsättningar bli föremål för regeringens tillåtlighetsprövning. Detta gäller bland annat om verksamheten mot bakgrund av de intressen som miljöbalken är satt att främja ”kan antas få betydande omfattning eller bli av ingripande slag” (17 kap. 3 §, p. 1). Syftet med miljöbalken är att främja en hållbar utveckling och lagen skall tillämpas så att exempelvis värdefulla natur- och kulturmiljöer skyddas och vårdas (1 kap. 1 §, p. 2). Följaktligen är det möjligt för regeringen att förbehålla sig rätten att pröva en vindkraftsanläggning som förmodas innebära ett väsentligt ingrepp i en värdefull naturmiljö (s.k. tillåtlighetsprövning efter förbehåll). Om verksamheten ska tillåtlighetsprövas sker denna prövning fört, i och med att den avser att fastställa huruvida verksamheten överhuvudtaget får bedrivas på den föreslagna platsen.

Om förutsättningarna för en tillåtlighetsprövning efter förbehåll är uppfyllda, samt om den planerade vindkraftsanläggningen har en sammanlagd uteffekt om minst 10 MW, kan regeringen även pröva verksamheten på begäran av kommunfullmäktige (17 kap. 4 a § p. 7).

²⁰ Se Förordning (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd, 5 § samt bilaga, avdelning 1.

²¹ Översiktsplanernas riktlinjer har haft stor betydelse i prövningsmyndighetens lokaliseringsbedömning: domstolen har fäst avseende både vid förekomsten och avsaknaden av en aktuell översiktsplan för området. Se t.ex. M 9540-99, M 7416-00, M 1391-01, M 8328-99

En följd av att en vindkraftsanläggning tillåtlighetsprövas är att den kommunala vetorätten aktualiseras och därigenom bereds kommunen möjlighet att förhindra att anläggningen uppförs (17 kap. 6 § 2 st.). Det finns emellertid ett undantag till denna huvudregel som innebär att regeringen trots vetorätten får tillåta anläggningen ”om det från nationell synpunkt är synnerligen angeläget” (17 kap. 6 § 3 st. p. 3). Tungt vägande nationella intressen kan alltså tillåtas i strid med kommunens vilja.

Utöver detta finns det några potentiella tillstånds- och dispensregler som kan aktualiseras vid uppförandet av vindkraftverk: t.ex. om anläggningen påverkar ett särskilt skydds- eller bevarandeområde (tillstånd), eller lokaliseras inom strandskyddszon (dispens), biotopskyddsområde (dispens), natur- eller kulturresevat (dispens) osv. Prövningarna kan i vissa fall koordineras inom ramen för prövningen för miljöfarlig verksamhet.

Med undantag för tillstånd och tillåtlighet som beviljats av regeringen kan samtliga beslut om tillstånd och dispens överklagas i minst två led. För regeringens beslut gäller att dessa kan rättsprövas av regeringsrätten (ett led).

Biobränsleanläggningar

Biobränslen har två sidor i förhållande till lagstiftningen: dels själva produktionen av biobränslet och dels användningen av bränslet för kraftproduktion. Odling av biobränsle (t.ex. energiskog) kräver emellertid tillstånd endast undantagsvis varför den fortsatta framställningen uteslutande behandlar olika typer av tillstånd till att använda biobränsle för att producera elektricitet.

Förbränning av biobränslen är miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap miljöbalken och kan därmed kräva tillstånd eller anmälan. Biobränslen kan emellertid dels användas som *ersättning* för kol och olja i *befintliga* förbränningsanläggningar och dels kan nya förbränningsanläggningar för biobränslen byggas. I det förstnämnda fallet gäller följande: om anläggningen har tillstånd och villkoren medger att biomassa används som bränsle krävs ingen ny prövning (inget ytterligare tillstånd). I annat fall *kan* det krävas ett nytt tillstånd för att få ändra den ursprungliga verksamheten (ändringstillstånd). Mindre ändringar är dock undantagna från tillståndsplikten, vilket betyder att det kan vara möjligt att byta bränsle från exempelvis kol till biomassa utan att tillstånd krävs, om t.ex. bränslesubstitutionen endast innebär smärre ombyggnationer i en befintlig anläggning.

Frågan om tillstånd till kraftvärmeverk med avseende på bränsleanvändningen har varit uppe till prövning i ett mål i miljööverdomstolen från 2006.²² Målet gällde bland annat hur användningen av olika bränslen skulle regleras i tillståndsvillkoren, dvs., om det i tillståndet skulle fastställas vad som *får* användas eller vad som *inte* får användas. Miljööverdomstolen ändrade miljödomstolens dom och fastslog att valet av bränsle inte skulle specificeras i villkoren i tillståndet, utan istället följa av

²² MÖD 2006-02-21 i mål nr M4342-05

allmänvillkoret. Detta innebär att bolaget i fråga fritt kan välja vilket bränsle som ska användas för exempelvis elproduktion (med undantag för bränslen som är avfallsklassade). Miljööverdomstolen menade att det finns flera fördelar med att inte specificera vilka bränslen som får användas, bl.a. för att verksamheten då inte behöver tillståndsprövas på nytt om nya bränslen införs, vilket underlättar för introducerandet av miljövänliga bränslen. Anläggningen omfattas vidare av lagen om handel med utsläppsätter (se vidare nedan) vilket innebär att förbudet mot att (ytterligare) reglera utsläppen av koldioxid från anläggningen är tillämpligt (16 kap. 2 § miljöbalken).

Omvänt gäller alltså att detaljföreskrifter beträffande vilka bränslen som är och inte är tillåtna kan fungera som ett hinder mot en ökad användning av miljövänliga bränslen eftersom detta kan innebära att ett nytt tillstånd måste sökas.

Om det däremot ska byggas en ny förbränningsanläggning krävs det tillstånd alternativt anmälan enligt 9 kap miljöbalken.

Enligt förordningen kräver förbränningsanläggningar med en total installerad tillförd effekt av *mer än 200 MW* tillstånd av miljödomstol, och om effekten är *minst 10 MW men högst 200 MW* krävs tillstånd av länsstyrelsen. Uppförandet av mindre anläggningar (mer än 500 kW men mindre än 10 MW) ska anmälas till den kommunala nämnden.

Anläggningen kräver också detaljplan och bygglov enligt PBL och på samma sätt som för vindkraftsanläggningar kan regeringen förbehålla sig rätten att pröva anläggningens tillåtlighet.

Vattenkraftverk

Möjligheterna att bygga ut vattenkraften i Sverige är tämligen begränsade. Nationalälvarna, Torneälven, Kalixälven, Piteälven och Vindelälven, samt en lång rad andra vattenområden och älvsträckor är i princip skyddade mot utbyggnad för kraftändamål (4 kap. 6 §). Undantaget från denna huvudregel är vattenkraftverk som endast orsakar ”obetydlig miljöpåverkan” (3 st.).

Det finns emellertid ytterligare ett undantag som är tillämpligt i detta fall, nämligen 4 kap. 1 §, 2 st. Enligt denna bestämmelse utgör det ovan nämnda förbudet inte något hinder för utvecklingen av *befintliga tätorter* eller *lokalt näringsliv*. Det är således möjligt att trots förbudet i 6 § få uppföra ett vattenkraftverk om verksamheten kan sägas främja utvecklingen av det lokala näringslivet.

Beträffande tillståndsplikten gäller följande: vattenkraftverk faller under definitionen av vattenverksamhet och kräver därmed som huvudregel tillstånd enligt 11 kap. 9 § miljöbalken (undantagen är inte tillämpliga). Ansökan om tillstånd till vattenverksamhet prövas av miljödomstol.²³

²³ Särskilda bestämmelser rörande rådighet över vatten och vattenregleringssamfälligheter etc. finns i Lag (1988:812) om särskilda bestämmelser om vattenverksamhet.

Vattenkraftverk kan även bli föremål för regeringens tillåtlighetsprövning under samma förutsättningar som angetts rörande vindkraften, med den skillnaden att den kommunala vetorätten inte gäller för vattenverksamhet (17 kap. 6 § 2 st.).

Vattenkraftverk kräver även detaljplan och bygglov i enlighet med plan- och bygglagens bestämmelser.

Kraftanläggningar för olja, kol och naturgas

Kondenskraftverk eller kraftvärmeverk som eldas med fossila bränslen är på samma sätt som biobränsleeldade kraftverk tillstånds- alternativt anmälningspliktiga enligt 9 kap miljöbalken.

Förbränningsanläggningar av en viss storlek ingår dessutom i det europeiska systemet för utsläppshandel, vilket innebär att utsläpp av koldioxid från dessa anläggningar inte får ske utan tillstånd enligt Lag (2004:1199) om handel med utsläppsrätter. Att en anläggning ingår i handelssystemet innebär vidare att koldioxidutsläppen inte får begränsas t.ex. genom villkor i ett annat tillstånd.²⁴ Istället tilldelas anläggningen en viss mängd utsläppsrätter som antingen kan behållas och användas som betalning för de utsläpp som görs under avtalsperioden, eller säljas, i vilket fall utsläppen måste minskas i motsvarande mån. Handelssystemet syftar till att på ett kostnadseffektivt sätt minska de totala utsläppen av växthusgaser (ur ett globalt perspektiv), vilket skulle motverkas av ytterligare regleringar beträffande val av energikällor, utsläppsgränser etc.

Följaktligen kräver en större förbränningsanläggning normalt ett tillstånd för bedrivande av den miljöfarliga verksamheten, samt ett tillstånd för utsläpp av koldioxid. Utsläppstillståndet beviljas emellertid utan vidare prövning om verksamheten har erforderligt tillstånd enligt miljöbalken, samt om ”verksamhetsutövaren bedöms kunna övervaka och rapportera verksamhetens utsläpp av koldioxid på ett tillförlitligt sätt.” (2 kap. 5 §, Lag om handel med utsläppsrätter).

Miljökonsekvensbeskrivningar

För att möjliggöra en bedömning av vilken påverkan olika verksamheter har på miljön ska i princip alla ansökningar om tillstånd innehålla en miljökonsekvensbeskrivning. För att möjliggöra en ”samlad bedömning” av miljöpåverkan av en viss verksamhet i en ansökan om tillstånd att ”anlägga, driva eller ändra” miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet ska det som huvudregel ingå en miljökonsekvensbeskrivning. Detsamma gäller tillåtlighetsprövningar och ansökningar om tillstånd enligt 7 kap. 28 a § (6 kap. 1 §, miljöbalken). Om det

²⁴ Det är emellertid inte helt utrett huruvida det trots förbudet i 16 kap. 2 § miljöbalken ändå kan vara möjligt att (med stöd av 2 kap. 5 § miljöbalken) kräva bränslesubstitution om syftet med kravet t.ex. är att främja en ökad användning av förnyelsebara energiresurser (se vidare skrivningen i 16 kap. 2 § sista meningen).

krävs för att bedöma miljöpåverkan av en viss verksamhet, kan regeringen föreskriva att en miljökonsekvensbeskrivning även ska upprättas vid exempelvis dispensärenden.

Bilaga 2 Metod för kartläggning av investeringar i elproduktionsanläggningar

Information om projekten har erhållits genom tidningsartiklar, företagens hemsidor samt genom en särskild förfrågan till samtliga större fjärrvärmeproducenter. I de fall informationen inte varit fullständig har kontakt tagits med det aktuella företaget och med branschorganisationer.

För att studera hur ägarkoncentrationen påverkas har de olika aktörerna delats in i grupper. De stora producenterna E.ON, Fortum och Vattenfall har var sin egen grupp. Grupper utöver dessa är:

- Fjärrvärmeleverantörer
- Medelstora kraftbolag
- Industri
- Projektörer

I gruppen medelstora kraftbolag återfinns bolag som t.ex. Jämtkraft, Skellefteå Kraft och Göteborg Energi. Inget ägarsamband finns här med E.ON, Fortum eller Vattenfall.

För flertalet av projekten har uppgift erhållits om både effekt (MW) och energi (GWh), dock inte för alla. I de fall som bara den ena uppgiften finns har en omräkningsfaktor (utnyttjningstid i timmar) används. Följande omräkningstal har används:

Kraftvärme: 5 800 timmar
Kärnkraft: 7 500 timmar
Vattenkraft: 2 500 timmar
Vind hav: 3 000 timmar
Vind land: 2 700 timmar

Ett exempel kan illustrera hur omräkningstalet används:

Antag att effekten i kraftvärmeverk är uppgiven till 200 MW elproduktion. Med en antagen utnyttjningstid på 5 800 timmar ger det en förväntad elproduktion på $200 \text{ MW} \cdot 5\,800 \text{ timmar}$ vilket ger 1,16 miljoner MWh, dvs. 1,16 TWh el.

En konsekvent försiktig bedömning har gjorts i de redovisade uppgifterna. I de fall exempelvis en projektör har uppgivit tio stycken 2-3 MW vindkraftverk med

en uppskattad driftstart 2009/2010 redovisas 2 MW och år 2010. De allra flesta vindkraftprojekt överklagas och tiden för tillståndprocessen är svår att bedöma.

Bilaga 3 Sammanställning kartlagda investeringar i elproduktionsanläggningar

Nedan följer en sammanställning över de kartlagda investeringsprojekten. Observera att det är endast de tidsatta projekten som är inkluderade i sammanställningen i kapitel 5. Nedan presenteras emellertid hela sammanställningen.

Tabell 4 Påbörjade och planerade investeringar i kraftvärme och mottryck

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
Billerud	Billerud	1,80	10,44	2008	x
Billerud	Gruvön	8,30	48,14	2009	x
Billerud	Gruvön	50,50	292,90	20xx	
Billerud	Karlsborg	32,80	190,24	20xx	
Billerud	Skärblacka	27,80	161,24	20xx	
Bodens Energi	Boden	5,30	40,00	2008	x
Borlänge Energi	Bäckelund	7,00	50,00	2009	x
E.on	Järfälla	35,00	203,00	2011	x
E.on	Kalmar	30,00	174,00	2012	x
E.on	Norrköping	20,00	116,00	2011	x
E.on	Öresundsverket	440,00	3 000,00	2009	x
Falun Energi & Vatten	Västermalmsverket	9,00	40,00	2007	x
Fortum	Brista	20,00	116,00	2011	x
Fortum	Värtan	140,00	800,00	2012	x
Gällivare värme	Gällivare	9,00	40,00	2013	
Halmstad Energi	Halmstad	4,00	20,00	2008	x
Hässleholm Energi	Beleverket	4,00	23,20	2009	
Jönköping Energi	Torsvik 2	20,00	116,00	2014	x
Karlskrona Energi AB	Karlskrona	7,00	40,60	2010	x
Katrineholm Energi	Katrineholm	5,40	31,32	2008	x
Landskrona kommun	Landskrona	5,00	29,00	2012	x
Lidköpings värmeverk	Lidköping	6,00	34,80	2008	x
Lunds Energi, Ötofta	Ötofta	60,34	350,00	2011	x
Möndal Energi	Riskulla	22,41	130,00	2009	x
Norrälje Energi	Arsta	6,00	35,00	2007	x
Ospecifierat	Ospecifierat	4,50	26,10	2010	
Renova	Sävenäs	9,00	50,00	2010	x
Rottneros	Vallviks Bruk	28,00	162,40	2007	x
Smurfit Kappa	Kraftliner	30,00	174,00	2007	x
Storuman Värme AB	Storuman	8,00	52,00	2008	x
Strängnäs Energi	Strängnäs	9,00	50,00	2009	x
Söderenergi	Igelsta	85,00	493,00	2010	x

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
Söderhamns Energi AB	Söderdala	9,00	40,00	2007	x
Tidaholms Energi AB	Hägne Fjv	1,90	11,02	2008	x
Uddevalla Energi	Lillesjö	10,00	10,00	2009	x
Umeå Energi	Dåva 2	30,00	85,00	2009	x
Wermland papper	Åmotfors Bruk	4,00	23,20	2008	x
Älvsbyns Energi	Älvsbyn Fjv	2,80	16,24	2007	x

Källa: EME Analys

Tabell 5 Planerade effekthöjningar i de svenska kärnkraftverken

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
E.on	Forsmark	40,00	330,00	20xx	
E.on	Oskarshamn	27,25	204,38	2009	x
E.on	Oskarshamn	119,90	899,25	2011	x
E.on	Oskarshamn	137,34	1 030,05	2010	x
E.on	Ringhals	24,00	180,00	2007	x
E.on	Ringhals	68,00	510,00	2011	x
E.on	Ringhals	12,00	90,00	2008	x
E.on	Ringhals	22,00	165,00	2007	x
E.on	Ringhals	9,00	67,50	2009	x
E.on	Ringhals	9,00	67,50	2007	x
Fortum	Forsmark	88,00	726,00	20xx	
Fortum	Oskarshamn	114,66	859,95	2010	x
Fortum	Oskarshamn	100,10	750,75	2011	x
Fortum	Oskarshamn	22,75	170,63	2009	x
Skellefteå Kraft	Forsmark	8,00	66,00	20xx	
Vattenfall	Forsmark	264,00	2 178,00	20xx	
Vattenfall	Ringhals	162,00	1 215,00	2011	x
Vattenfall	Ringhals	56,00	420,00	2007	x
Vattenfall	Ringhals	21,00	157,50	2007	x
Vattenfall	Ringhals	53,00	397,50	2009	x
Vattenfall	Ringhals	28,00	210,00	2008	x
Vattenfall	Ringhals	21,00	157,50	2009	x

Källa: EME Analys

Tabell 6 Påbörjade och planerade investeringar i vattenkraft

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
E.on	Gulsele	2,00	5,00	20xx	
E.on	Hammarforsen	6,40	16,00	2007	x
Fortum	Avestaforsen	14,00	35,00	20xx	
Fortum	Månsbro	35,00	87,50	2007	x
Fortum	Untra	14,40	36,00	20xx	
MälarEnergi	Torp	0,50	1,40	2009	x
Skellefteå kraft	Båtfos	8,00	20,00	2007	x
Skellefteå Kraft	Storforsen	5,00	11,00	2007	x
Vattenfall	Abelvattnet	4,60	14,20	2007	x
Vattenfall	Akkats	150,00	25,00	2013	x
Vattenfall	Ludvika	3,60	13,00	2007	x
Vattenfall	Stornorrfors	4,70	12,60	2009	x

Källa: EME Analys

Tabell 7 Påbörjade och planerade investeringar i vindkraft

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
Projektör	Dragaliden	24,00	70,00	2010	x
Projektör	Forsvik	8,00	21,60	20xx	
Projektör	Gabrielsberget	120,00	300,00	2010	x
Projektör	Havsnäs	100,00	250,00	20xx	
Projektör	Kyrkberget	25,00	67,50	20xx	
Projektör	Latikberget	1,00	1,40	2008	x
Projektör	Långås	8,00	20,40	2007	x
Projektör	Markbygden	4 000,00	10 000,00	20xx	
Projektör	Norrhälsinge	100,00	270,00	20xx	
Projektör	Skäggs	100,00	270,00	20xx	
Agrivind	Västermark	8,00	21,60	20xx	
Arise	Laholm	300,00	750,00	20xx	
Bjälbo Lantbruks AB	Mjölby	2,00	5,40	20xx	
DONG Energy	Storrun	30,00	80,00	2008	x
E.on	Eon Vind	100,00	270,00	20xx	
E.on	Utgrunden 2	90,00	280,00	20xx	
Falkenberg Eneri och Agrivind	Skotarrevet	90,00	270,00	20xx	
Global Green Energy	Bodön	25,00	67,50	2008	x
Hanöbukten Offshore	Hanöbukten	1 000,00	3 000,00	20xx	
Jämtkraft	Hornberget	10,00	30,00	2007	x
Karlstad energi m.fl.	Gässlinge grund	30,00	75,00	2009	x

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
o2 Andelsförening	Sveg	1,00	3,00	2007	x
o2 Produktion	Rödbergsfjället	16,00	47,00	2007	x
Ospecifierat	Ospecifierat	6,00	16,20	2013	x
Projektör	Bliekevare	40,00	108,00	2008	x
Projektör	Glötesvålen	90,00	270,00	2010	x
Projektör	Granberg	10,00	27,00	2008	x
Projektör	Hedbodberget 1	20,00	53,00	2008	x
Projektör	Hedbodberget 2	10,00	27,00	2010	x
Projektör	Rautiorova - Taka-Aapua	50,00	140,00	2009	x
Projektör	Sjiska	90,00	270,00	2010	x
Projektör	Säliträdberget/ Skuruberg	20,00	53,00	2008	x
Projektör	Tönsen/Storberget	110,00	300,00	20xx	
Projektör/ Triventus Consulting AB	Fimmerstad	20,00	54,00	20xx	
Projektör/ Triventus Consulting AB	Sotared	10,00	27,00	20xx	
Projektör / Triventus Consulting AB / Varberg Energi	Tvååker Norr	6,00	16,20	20xx	
Rabbalshede Kraft AB	Hud	15,00	36,00	2008	x
Rabbalshede Kraft AB	Kil	8,00	22,00	2009	x
Rabbalshede Kraft AB	Munkedal/Brattön	25,00	60,00	2011	x
Rabbalshede Kraft AB	OPE; Östersund	70,00	168,00	20xx	
Rabbalshede Kraft AB	Skaveröd/Gurseröd	27,50	66,00	20xx	
Rabbalshede Kraft AB	Töftedalsfjället	62,50	150,00	2010	x
Rabbalshede Kraft AB	Årgång NO	95,00	228,00	20xx	
Rabbalshede Kraft AB	Årgång NV	25,00	60,00	2011	x
Rabbalshede Kraft AB	Årgång SV	25,00	60,00	2010	x
Rabbalshede Kraft AB	Övrigt	300,00	700,00	2014	x
Rabbalshede Kraft AB	Övrigt	300,00	700,00	20xx	
Rabbalshede Kraft AB	Övrigt	350,00	800,00	20xx	
SCA/Stattkraft	Jämtland/ Västernorrland	344,44	930,00	20xx	
SCA/Stattkraft	Jämtland/ Västernorrland	344,44	930,00	2010	x
SCA/Stattkraft	Jämtland/ Västernorrland	344,44	930,00	20xx	
Siral	Klintehamn	10,00	25,00	2008	x
Skellefteå Kraft	Blaiken	296,30	800,00	20xx	
Skellefteå Kraft	Uljaboda	35,00	100,00	2008	x
Stefan Widen AB	Granberget	12,00	30,00	2008	x
Stefan Widen AB	Hörnefors	12,00	30,00	2008	x
Stena Renewable Energy	Saxberget	36,00	140,00	2008	x
Stena Renewable Energy	Uddared	54,00	140,00	2009	x
Södra cell	Väröbruk	9,00	24,30	20xx	

Ägare	Anläggning	MW	GWh	År	Tidsatt
Umeå Energi	Håcksta	9,90	26,73	2008	x
Universal Wind	Ospecifiserat	22,00	59,40	2008	x
Universal Wind Offshore AB	Stora Middelgrund	800,00	3 000,00	20xx	
Wallenstam Öljared vindkraft AB	Öljared	18,00	48,60	20xx	
Vattenfall	Kriegers flak	640,00	2 100,00	20xx	
Vattenfall	Lillegrund	110,00	330,00	2007	x
Vattenfall	Taggen	300,00	1 000,00	20xx	
Vattenfall	Trolleboda	150,00	500,00	20xx	
VindIn	Aitik, Kiruna	370,37	1 000,00	20xx	
Vindmyran	Lunnekullen	150,00	400,00	20xx	

Källa: EME Analys