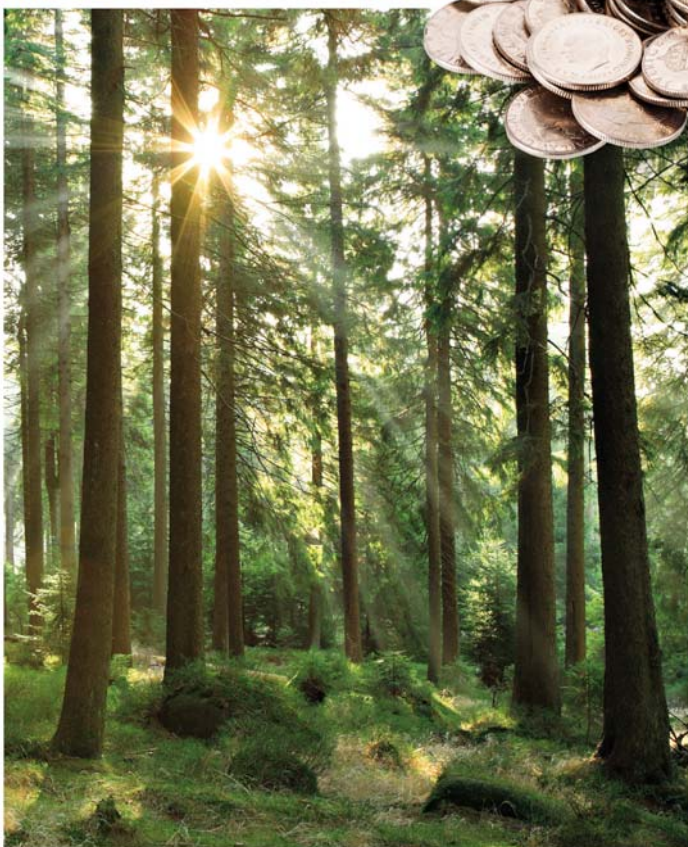
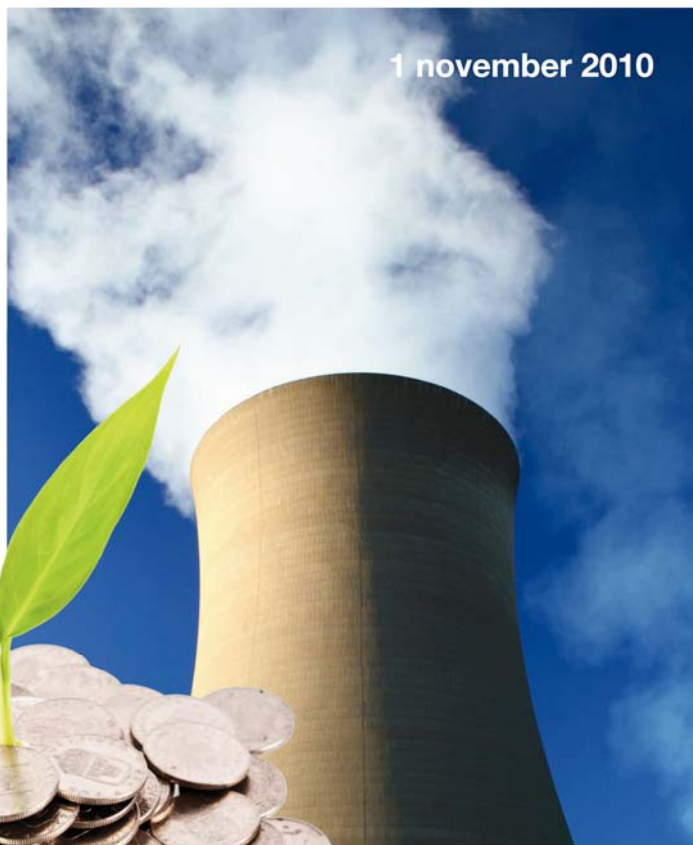
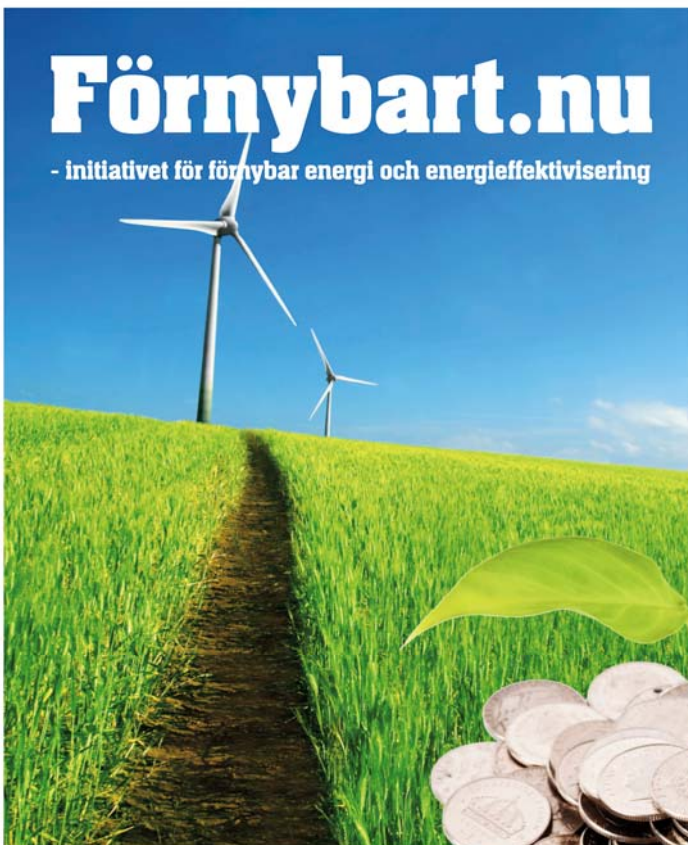


Förnybart.nu

- initiativet för förnybar energi och energieffektivisering

1 november 2010



Kostnader för ny elproduktion

– en jämförelse mellan olika aktörers bedömningar

Förord

Sverige står inför omfattande investeringar i ny elproduktion. Livslängden för den befintliga kärnkraften går mot sitt slut och denna elproduktion kommer att behöva ersättas. Klimatkrisen understryker behovet av ny elproduktion som inte medför utsläpp av växthusgaser.

Den förnybara energin står på tröskeln till sitt stora genombrott, såväl i Sverige som globalt. Kostnaderna för förnybara tekniker sjunker snabbt i takt med att marknaden växer.

I Sverige har riksdagen antagit en planeringsram för vindkraft om 30 TWh till 2020 och redan i dag förbereds projekt som motsvarar denna utbyggnad. El från solen är fortfarande relativt dyr, men snabba kostnadsminskningar globalt gör att särskilt byggnadsintegrerade system kan bli lönsamma även i Sverige på sikt. Biokraftvärme har länge bidragit till den svenska elproduktionen, men det finns fortfarande en stor outnyttjad potential.

Parallellt med de omfattande möjligheterna för förnybar energi, finns även en mycket stor potential för effektivisering som ofta är mycket mer lönsam.

Det finns med andra ord goda förutsättningar att på sikt ersätta befintlig kärnkraft med förnybar elproduktion och energieffektivisering. Ändå fattade riksdagen den 17 juni 2010 beslut om att tillåta att de befintliga kärnkraftsreaktorerna ersätts av nya.

I denna rapport har vi studerat olika aktörers bedömningar av kostnaderna för förnybar elproduktion och kärnkraft. Sammanställningen visar bland annat att vindkraft på land är konkurrenskraftigt gentemot ny kärnkraft. Än viktigare är att kostnaden för vindkraft och annan förnybar energi sjunker med ökande efterfrågan. Lärkurvorna pekar på kostnadsreduktioner på 5 - 20 procent. Kostnaderna för konventionell energi, som exempelvis kärnkraft, visar samtidigt en tendens i motsatt riktning.

Vår slutsats är att det är väsentligt mer samhällsekonomiskt lönsamt att i Sverige satsa på eleffektivisering och förnybar elproduktion än på nya kärnkraftreaktorer. Dessutom slipper man, med en sådan satsning, problematiken med kärnkraftens avfallsförvaring, uranbrytning, olycksrisker och möjlig kärnvapenspridning.

Sammanställning visar också att kostnadsbedömningarna skiljer sig kraftigt åt beroende på vem som gör bedömningen och vilka antaganden som görs. Det finns ett stort behov av en oberoende och grundlig analys av de parametrar som påverkar kostnaderna. Sverige står inför omfattande investeringar i ny elproduktion och det därför mycket angeläget att regeringen snarast uppdrar åt Energimyndigheten att genomföra en sådan analys.

Förnybart.nu opinionsbildar för kraftfulla satsningar på förnybar energi och energieffektivisering. Företag, organisationer och privatpersoner kan ansluta sig till initiativet. Vår ambition är att påverka den svenska politiken och målet är att både regeringen och oppositionen omprövar sina alltför defensiva mål för förnybar energi och energieffektivisering.

Lars-Göran Pettersson
Förbundsordförande
LRF

Svante Axelsson
Generalsekreterare
Naturskyddsföreningen

Anders Wijkman
Vice ordförande
Tällberg Foundation och SEI

Sammanfattning och slutsatser

I denna rapport sammanställs ett antal aktörers bedömningar av kostnader för olika förnybara elproduktionstekniker och för ny kärnkraft. Som ett mycket viktigt, men ofta underskattat komplement till investeringar i ny elproduktion, berörs även energieffektivisering kortfattat.

Olika aktörers kostnadsbedömningar

- *Produktionskostnaderna för vindkraft på land* antas av den europeiska branschorganisationen EWEA minska från dagens 56 öre/kWh i bra vindläge, till 46 öre/kWh 2015. Svenska Elforsk antar något lägre kostnader och det internationella energisamarbetet IEA antar något högre kostnader.
- *Produktionskostnaderna för vindkraft till havs* antas av EWEA minska från dagens 64-95 öre/kWh till 51-77 öre/kWh 2015. År 2030 antar IEA att kostnaderna minskat till 61-72 öre/kWh.
- *Produktionskostnaderna för el från solceller* är fortfarande en relativt hög, men till år 2020 kan installationer på byggnader vara konkurrenskraftiga i många områden, då kostnaden för solceller ska jämföras med marknadspriset på el snarare än med produktionskostnaden för andra energislag. *Koncentrerad solkraft* kan år 2020 vara konkurrenskraftigt gentemot konventionella tekniker i de mest solrika länderna.
- *Produktionskostnaderna för biobränslebaserad kraftvärme* beror i stor utsträckning på förutsättningarna i det enskilda fjärrvärmesystemet men ofta ligger kostnaden under 45-50 öre/kWh år.
- *Produktionskostnaden för kärnkraft* varierar kraftigt i olika kostnadsuppskattningar. Finansrådgivaren Citi har studerat några aktuella exempel och räknar med produktionskostnader på 64-69 öre kWh. Kostnaderna för det pågående reaktorbygget i Finland har ökat så mycket att den faktiska produktionskostnaden kan ligga på 90 öre/kWh.
- *Energieffektivisering* är generellt samhällsekonomiskt mycket lönsamt och många effektiviseringsåtgärder kan genomföras till ett lägre pris än vad ny elproduktion skulle kosta.

Utvecklingen framåt

- Kostnaderna för förnybar elproduktion faller generellt i takt med att marknaden växer. En kraftfull utbyggnad av förnybar elproduktion kan därmed medföra snabbt fallande kostnader.
- För varje fördubbling av den installerade kapaciteten förväntas kostnaderna för vindkraft både på land och till havs sjunka 7 till 10 procent. För solceller beräknas kostnaderna sjunka med 18 procent.
- Kostnaderna för kärnkraft antas av IEA minska med 3 procent vid en fördubblad kapacitet. Denna utveckling är dock osäker. Energimyndigheten hänvisar exempelvis till studier som visat att kostnaderna tvärtom har ökat.
- För att optimera ett energisystem baserat på förnybar energi, med många inmatningspunkter, kan det ställas krav på ”smarta elnät”, med smarta styrsystem och smarta elmätare. I ett större

perspektiv kan det även krävas så kallade ”supernät” där regioner och länder kopplas samman för att exempelvis utjämna produktionen av solkraft i södra delarna av Europa och vindkraft i de norra delarna.

Stora spridningar i kostnadsbedömningar

- Kostnadsbedömningar skiljer sig kraftigt åt beroende på vem som ligger bakom bedömningen och vilka antaganden görs avseende både tekniska och ekonomiska parametrar.
- För vindkraft är antaganden om vindförhållanden den viktigaste faktorn för bedömning av lönsamheten. Dessa antaganden kan skilja sig kraftigt åt mellan olika bedömare och regioner.
- För kärnkraft är det mycket stor spridning mellan antagna investeringskostnader.

Slutsatser

Denna översiktliga sammanställning av olika aktörers kostnadsbedömningar ger en indikation på hur olika tekniker står mot varandra, men inget entydigt svar på de faktiska kostnaderna för olika tekniker. Det är dock möjligt att dra tre tydliga slutsatser:

- Kostnader för förnybar elproduktion sjunker i takt med ökad utbyggnad, medan kostnader för kärnkraft snarare tenderar att öka.
- Vindkraft på land är konkurrenskraftigt gentemot ny kärnkraft, och vindkraftens konkurrenskraft kan väntas öka efterhand som kostnaderna för vindkraft sjunker.
- Att även andra förnybara elproduktionstekniker som i dag generellt inte är lönsamma i Sverige, exempelvis solenergi, kan på sikt förväntas bli det.
- Det finns ett mycket stort behov av en oberoende utredning som analyserar de parametrar som påverkar utfallet av kostnadsberäkningar, och vilka antaganden som kan anses vara rimliga för svenska förhållanden.

Innehåll

1	Inledning	6
1.1	Bakgrund	6
1.2	Syfte och metod	6
1.3	Om kostnadsjämförelser	7
1.3.1	<i>Många aspekter påverkar helhetsbedömningen</i>	8
1.4	Struktur och läsanvisning	9
2	Sammanställning - jämförelse av kostnadsbedömningar	10
2.1	Kostnadsutveckling.....	13
3	Förnybar elproduktion	14
3.1	Vindkraft på land	14
3.1.1	<i>Europeiska branschorganisationen, EWEA</i>	14
3.1.2	<i>IEA – World Energy Outlook</i>	17
3.1.3	<i>Elforsk – El från nya anläggningar</i>	18
3.1.4	<i>Vindkraftbolaget O2</i>	18
3.2	Havsbaserad vindkraft.....	19
3.2.1	<i>Europeiska branschorganisationen, EWEA</i>	19
3.2.2	<i>IEA – World Energy Outlook</i>	22
3.2.3	<i>Elforsk – El från nya anläggningar</i>	22
3.3	Solel	23
3.3.1	<i>IEA – Technology roadmaps</i>	23
3.3.2	<i>BSW Solar</i>	26
3.4	Biobränslebaserad kraftvärme	26
3.4.1	<i>Energimyndigheten</i>	27
3.4.2	<i>Elforsk – El från nya anläggningar</i>	28
4	Ny kärnkraft	29
4.1	Energimyndigheten	30
4.2	Econ Pöyry	32
4.3	IEA – World Energy Outlook	33
4.4	Citi Investment Research and Analysis.....	34
4.5	BMU – The World Nuclear Industry Status Report 2009	35
4.5.1	<i>Elforsk – El från nya anläggningar</i>	37
5	Energieffektivisering	37
5.1	Några exempel på lönsam energieffektivisering.....	38
5.1.1	<i>Program för energieffektivisering, PFE</i>	38
5.1.2	<i>Effektivisering i miljonprogrammet</i>	38
5.1.3	<i>Effektiviseringsutredningen</i>	39
6	Referenser	40

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Förnybart.nu har tidigare, i rapporten *Förnybar energi och energieffektivisering – Potential till 2020*, visat att det är möjligt att kraftfullt öka den förnybara energitillförseln med 70 TWh till 2020, en ökning med omkring 37 procent jämfört med nivån 2008. Förnybart.nu föreslog i samma rapport ett mål om att Sveriges energianvändning i relation till BNP ska minska med 4,0 procent per år och att den slutliga energianvändningen ska minska med 20 procent (80 TWh) till 2020, jämfört med 2008.¹

I en senare rapport, *Förnybar energi kan ge 60 000 jobb!*, visade Förnybart.nu att en kraftfull satsning på förnybar energi och energieffektivisering kan skapa mellan 60 000 och 78 000 nya jobb i Sverige till år 2020.²

I denna rapport sammanställs ett antal aktörers bedömningar avseende kostnader för olika förnybara elproduktionstekniker – vindkraft på land och till havs, solceller och koncentrerad solkraft samt biobränslebaserad kraftvärme. Mot bakgrund av riksdagens beslut den 17 juni 2010 att tillåta att de befintliga kärnkraftsreaktorerna ersätts av nya inkluderas även kostnadsuppskattningar för ny kärnkraft. Som alternativ eller komplement till investeringar i ny elproduktion berörs även energieffektivisering kortfattat.

Det bör påpekas att sammanställningen inte inkluderar alla elproduktionstekniker. Exempelvis har inte fossilbaserad elproduktion, med eller utan CCS³, eller industriellt mottryck studerats.

Faktaunderlaget i rapporten har tagits fram av Jessica Henryson, Westander Klimat och Energi. Arbetet har genomförts under ledning av en styrgrupp bestående av Lars-Göran Petterson, LRF, Svante Axelsson, Naturskyddsföreningen och Anders Wijkman, Tällberg Foundation och SEI. En tidigare version av rapporten har även granskats av professor Lars J Nilsson, Lunds Universitet.

1.2 Syfte och metod

Syftet med denna rapport är att översiktligt belysa hur olika aktörer bedömer kostnader för ny elproduktion och vilken kostnadsutveckling som förväntas i framtiden för olika tekniker. I rapporten redovisas och sammanställs olika aktörers bedömningar, men det görs inga nya beräkningar eller fördjupade analyser om varför bedömningarna skiljer sig åt. Sammanställningen ger därmed en indikation på hur olika tekniker står mot varandra, men inget entydigt svar på de faktiska kostnaderna för olika tekniker. Skillnaderna i olika aktörers bedömningar visar på behovet av fördjupade analyser av de parametrar som påverkar utfallet av kostnadsberäkningar och vilka antaganden som kan anses vara rimliga för svenska förhållanden.

¹ Förnybart.nu, *Förnybar energi och energieffektivisering - Potential 2020*, juni 2009

² Förnybart.nu, *Förnybar energi kan ge 60 000 jobb!*, november 2009

³ CCS, Carbon Capture and Storage: Avskiljning och lagring av koldioxid

Mot bakgrund av att Sverige står inför omfattande investeringar i ny elproduktion, anser Förnybart.nu att det är mycket angeläget att en sådan utredning genomförs, förslagsvis av den ansvariga myndigheten.

Underlaget för sammanställningen utgörs huvudsakligen av rapporter från det internationella energisamarbetet IEA, den europeiska branschorganisationen för vindkraft EWEA, finansrådgivaren Citigroup, det tyska miljödepartementet BMU, konsultföretaget Econ Pöyry och Elforsk.

1.3 Om kostnadsjämförelser

En lång rad parametrar påverkar utfallet av kostnadsberäkningar för ny elproduktion. Antaganden om exempelvis kalkylränta, andel banklån för investeringen, amorteringstid, avskrivningstid och inflation påverkar alla beräkningar. Detsamma gäller för antaganden om utnyttjningstid under året, oavsett om det gäller till exempel vindkraft efter kärnkraft. När det gäller framtida kostnader kan olika bedömningar göras om den tekniska utvecklingen, både när det gäller hur kostnader påverkas och hur verkningsgrader förbättras. En annan faktor som spelar in är antaganden om balansen mellan tillgång och efterfrågan, vilket påverkar kostnader för både råmaterial och komponenter. Antaganden om skatter, avgifter och bidrag påverkar den slutliga konkurrenskraften när olika tekniker jämförs men berörs inte närmre i denna studie.

Vissa parametrar är specifika för en viss teknik, men olika aktörer kan ändå göra mycket olika bedömningar. Nedan ges exempel på parametrar som påverkar kostnadsberäkningar för olika tekniker.

- Vindkraft:
 - Vindförhållanden
 - Turbintyp, storlek och antal i projekt
 - Fysiska förutsättningar – närhet till elnät, tillgänglighet, krav på fundament
 - Villkor för arrende, försäkring, service, nätkostnad

- Solel
 - Solinstrålning
 - Typ av teknik, verkningsgrad

- Biokraftvärme
 - Intäkt för såld värme
 - Förutsättningar i det specifika fjärrvärmesystemet
 - Bränslepriser

- Kärnkraft
 - Reaktortyp
 - Byggtid och räntekostnader under byggtiden
 - Säkerhetslösningar
 - Bränslekostnad
 - Kostnader för rivning och hantering av avfall
 - Försäkringar mot olyckor mm

När bedömningar från olika länder jämförs får det också stor betydelse vilken växelkurs som används. I denna rapport används genomsnittliga valutakurser för 2009 enligt uppgifter från Riksbanken:⁴

- 1 USD = 7,6 SEK
- 1 EUR = 10,6 SEK

1.3.1 Många aspekter påverkar helhetsbedömningen

Utöver de direkta kostnaderna för elproduktionen tillkommer ytterligare aspekter när en helhetsbedömning ska göras.

En storskalig utbyggnad av vindkraft (och solenergi) innebär delvis nya förutsättningar för det svenska kraftsystemet. Det kommer att krävas både lokala förstärkningar, som exempelvis uppgradering av kraftledningar och anpassning av stationer, och investeringar i stamnätet. Men även utbyggnad av ny kärnkraft kommer att medföra investeringsbehov i stamnätet om effekten är högre än i de befintliga kärnkraftverken.

Eftersom både vindkraft och solenergi är intermittenta kraftslag, som inte kan leverera el kontinuerligt och vars leveranser är svåra att prognostisera, tillmäts ofta kärnkraft och annan basenergi ett högre värde. Energimyndigheten konstaterar dock i rapporten "Kärnkraften nu och i framtiden" (2010) att "detta särskilda värde för kärnkraftverk har efter de två senaste vintrarna då svenska reaktorer uppvisat oförutsett dålig tillgänglighet då de behövts som bäst blivit svår att hävda." Myndigheten påpekar också att även om ett kärnkraftverk har stor tillgänglighet i jämförelse med till exempel vindkraft, blir bortfallet större vid ett reaktorstopp.⁵

Det råder olika uppfattningar om hur mycket vindkraft som kan integreras i det svenska elsystemet, men bland annat KTH har i en studie visat att det är möjligt att integrera upp till 30 TWh vindkraft och balansera variationerna med vattenkraft.⁶

För att hantera utbyggnaden av förnybar energi med många imatningspunkter som exempelvis solceller, kan det ställas krav om "smarta elnät", med smarta styrsystem och smarta elmätare. I ett större perspektiv kan det även krävas så kallade "supernät" där regioner och länder kopplas samman för att exempelvis utjämna produktionen av solkraft i södra delarna av Europa och vindkraft i de norra delarna.

I figuren nedan visas hur den europeiska branschorganisationen för vindkraft, EWEA, illustrerar de faktorer som främst påverkar produktionskostnaden för vindkraft.⁷

⁴ Riksbanken, årsgenomsnitt 2009,

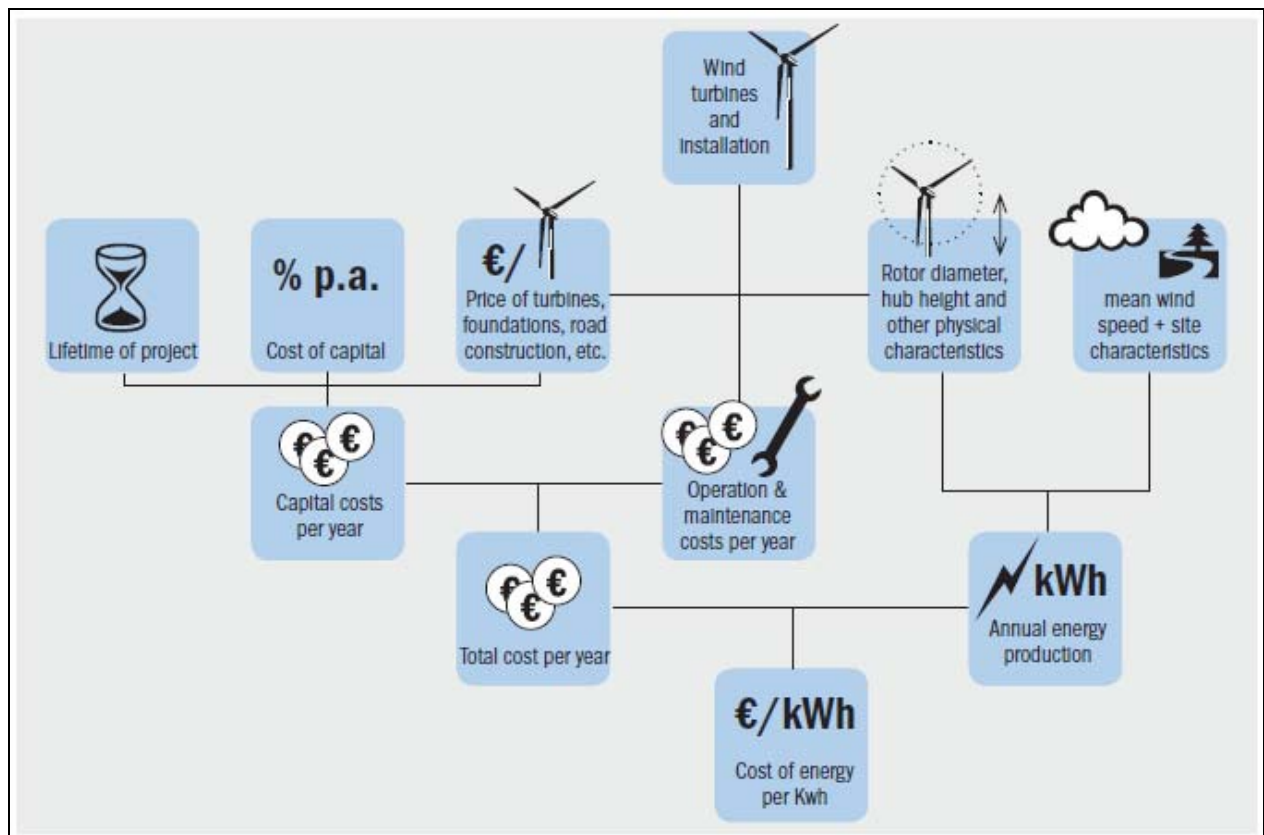
http://www.riksbank.se/upload/Dokument_riksbank/Kat_statistik/mankurs/2009/ack0912.xls

⁵ Energimyndigheten, Kärnkraften nu och i framtiden - I Sverige och resten av världen. En del i Energimyndighetens omvärldsanalys, ER 2010:21

⁶ KTH, Medvind för vindkraft i Sverige, 2009-10-28, <http://www.kth.se/aktuellt/medvind-for-vindkraft-i-sverige-1.48075>

⁷ EWEA (European Wind Energy Association), The Economics of Wind Energy, mars 2009

Figur 1. Parametrar som påverkar produktionskostnaden för vindkraft.



1.4 Struktur och läsanvisning

I kapitel 2 sammanställs och jämförs kostnadsbedömningar av olika aktörer, i tabellform och med korta texter. Tillsammans med sammanfattningen och detta inledande kapitel 1 ger det den samlade bilden av kostnadsjämförelsen.

För den som vill få fördjupad information kan övriga kapitel läsas.

I kapitel 3 finns fördjupat underlag för de olika bedömningarna gällande förnybar energi.

I kapitel 4 finns fördjupat underlag för de olika bedömningarna avseende kärnkraftverk.

I kapitel 5 ges några exempel avseende kostnader och lönsamhet för energieffektiviseringsåtgärder.

I kapitel 6 listas huvudsakliga referenser med länk till aktuell rapport på webben.

2 Sammanställning - jämförelse av kostnadsbedömningar

I tabellen nedan, och i efterföljande text, ges exempel på antagna investeringskostnader och produktionskostnader för olika elproduktionstekniker i de studerade underlagen. I avsnitt 3-5 beskrivs respektive underlag i mer detalj.

Tabell 1. Sammanställning av investeringskostnader och produktionskostnader i studerat underlag.

Vindkraft på land	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
EWEA, 2006	11 660 - 14 840	56 - 65
EWEA, 2015	-	46 - 53
IEA, World Energy Outlook, 2008	13 452 - 14 896	68 - 80
IEA, World Energy Outlook, 2030	10 944 - 12 160	53 - 65
Elforsk, 2007	11 000 - 12 500	47 - 55

Vindkraft till havs	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
EWEA, 2006	22 260	64 - 95
EWEA, 2015	19 186	51 - 77
IEA, World Energy Outlook, 2008	21 964 - 24 320	76 - 91
IEA, World Energy Outlook, 2030	17 328 - 19 228	61 - 72
Elforsk, 2007	21 200 - 23 200	74 - 83

Solceller, byggnadssystem ⁸	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
IEA, Roadmap, 2008	45 600	274 - 547
IEA, Roadmap, 2020	20 520	122 - 239
IEA, Roadmap, 2030	13 680	76 - 156

Koncentrerad solkraft	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
IEA, Roadmap 2008	31 920 - 63 840	152 - 224
IEA, Roadmap, 2020	15 960 - 31 920	76 - 99 ⁹
IEA, World Energy Outlook, 2030	13 148 - 16 416	53 - 167

Biokraftvärme	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
Energimyndigheten, 2020		< 45 - 50
Elforsk, 2007	21 500 - 37000	67 - 103

Kärnkraft	Investeringskostnad (SEK/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)
Econ Pöyry (exkl/inkl räntekostnader)	18 500/23 460	35 (49*)
IEA, WEO, 2015, 2020 (exkl räntekostnader, intervall)	24 320 - 34 200	42-61
Citi (inkl räntekostnader), scenario 1	33 125	64
Citi (inkl räntekostnader), scenario 2	37 948	69

* Uppdaterad investeringskostnad och aktuell valutakurs ger en produktionskostnad på cirka 49 öre/kWh

⁸ För kommersiella och storskaliga system är kostnaden lägre, se avsnitt 3.3.

⁹ Uppskattning enligt figur i IEA:s rapport

Vindkraft på land

När det gäller vindkraft på land framgår att den europeiska branschorganisationen EWEA, det internationella energisamarbetet IEA (i World Energy Outlook 2009) och Elforsk gör liknande bedömningar avseende investeringskostnaden i dagsläget; ett intervall på omkring 12 000 till 15 000 kronor/kW. När det gäller produktionskostnaden ligger dock Elforsk (47-55 öre/kWh beroende på anläggningsstorlek) och EWEA (56-65 öre/kWh beroende på vindläge), betydligt lägre än IEA:s intervall på 68-80 öre/kWh. Det framgår inte av IEA:s World Energy Outlook vilka antaganden som görs avseende vindförhållanden, men möjligen antas sämre vindförhållanden i dessa beräkningar. Svenska vindkraftaktörer som vi talat med i samband med arbetet med denna rapport, understryker att den faktiska produktionskostnaden beror på de förutsättningar som gäller i det enskilda fallet, men att EWEA:s nedre intervall generellt gäller för ny vindkraft i Sverige i dag. År 2015 antar EWEA att produktionskostnaden för vindkraft på land har minskat till 46-53 öre/kWh. IEA gör bedömningar för 2030 och anger där ett intervall på 53-65 öre/kWh.

Vindkraft till havs

När det gäller havsbaserad vindkraft ligger EWEA och IEA närmre varandra i sina bedömningar. Produktionskostnaden antas enligt EWEA idag ligga på omkring 64-95 öre/kWh, ett intervall som täcker in IEA:s bedömningar. Elforsk räknade 2007 med en produktionskostnad på 83 öre/kWh för större anläggningar och 74 öre/kWh för mindre. Till 2015 antas produktionskostnaden enligt EWEA minska till 51-77 öre/kWh. Svenska vindkraftaktörer menar dock att dessa uppskattningar är i underkant. IEA anger ett intervall på 61-72 öre/kWh år 2030.

Solceller

Solceller är fortfarande en relativt dyr elproduktionsteknik, men när det gäller konkurrenskraften gentemot annan teknik är det viktigt att se till de olika användningsområdena för solceller. I ”off-grid”-applikationer är solcellssystem redan i dag konkurrenskraftigt i många sammanhang. Solceller på byggnader ska också jämföras med marknadspriset på el, och inte med produktionskostnaden för andra energislag. Enligt IEA:s ”roadmap” för solceller ligger produktionskostnaden för system i bostadssektorn i dag på 274-547 öre/kWh, beroende på solinstrålningsförhållanden. År 2020 räknar IEA med att kostnaden har minskat till 122-239 öre/kWh och år 2030 till 76-156 öre/kWh.

För större system för exempelvis kontorsbyggnader, butiker, och sjukhus beräknas kostnaderna 2020 ligga på 99-198 öre/kWh. För storskaliga nätanslutna system beräknas kostnaderna då ligga på 80-160 öre/kWh.

Koncentrerad solkraft

För koncentrerad solkraft (CSP)¹⁰ ligger produktionskostnaden på 152-224 öre/kWh. Den exakta kostnaden beror främst på tillgången till sol, och tekniken är främst aktuell i länder med hög solinstrålning. Till år 2020 kan produktionskostnaden enligt IEA gå ner till 76-99 öre/kWh, vilket skulle göra CSP konkurrenskraftigt gentemot konventionella tekniker i de soligaste länderna.

¹⁰ Med CSP-tekniken koncentreras solens strålar för att värma upp vatten till ånga, för att genom via turbin och generator producera el.

Biokraftvärme

Biobränslebaserad kraftvärme är i Sverige en tämligen mogen teknik jämfört med vindkraft och solenergi. Kostnader för ny kraftvärme beror i stor utsträckning på förutsättningarna i det enskilda fjärrvärmesystemet som kraftvärmeanläggningen kopplas till, hur stora intäkter producenten får från värmen och bränslepriser. Energimyndigheten har gjort analyser som visar att nya stora kraftvärmeanläggningar om totalt 4-6 TWh blir lönsamma vid ett antaget systempris på 45-50 öre/kWh år 2020. Elforsks beräknade produktionskostnader för biobränslebaserade små, medelstora och stora kraftvärmeanläggningar ligger på 103, 84 respektive 67 öre/kWh.

Kärnkraft

När det gäller ny kärnkraft är spridningen mycket stor mellan olika kostnadsuppskattningar. I de studerade underlagen varierar den antagna produktionskostnaden mellan 35 och 69 öre/kWh. De lägsta uppskattningarna kan dock i dagsläget anses realistiska (se avsnitt 4).

- Den lägsta bedömningen gör Econ Pöry (2008), som beräknat produktionskostnaden till 35 öre/kWh. Den antagna investeringskostnaden på 18 500 SEK/kW (exklusive räntekostnader under byggtiden) anges baseras på EDF:s projekt i Flamanville. Nya uppgifter från EDF och en uppdaterad växelkurs ger dock en 40 procent högre investeringskostnad, 25 800 SEK/kW, vilket motsvarar cirka 49 öre/kWh.
- Finansbolaget Citigroup granskade hösten 2009 möjligheterna att med lönsamhet bygga ut kärnkraft och ger exempel på investeringskostnader i intervallet 27 000 till 48 000 SEK/kW. I räkneexempel antar Citigroup en investeringskostnad på 33 000 till 38 000 kronor, vilket ger en produktionskostnad på 64-69 öre/kWh.
- IEA:s World Energy Outlook antar en investeringskostnad i intervallet 24 000 till 34 000 SEK/kW och en produktionskostnad på 42-61 öre/kWh.
- Det internationella kreditvärderingsinstitutet Moody's gjorde en oberoende bedömning i USA 2007 och landade på investeringskostnader på 38 000 till 46 000 SEK/kW (inklusive räntekostnader under byggtiden).
- Det internationella kreditvärderingsinstitutet Standard & Poor's bedömde i oktober 2008 att en ny reaktor i USA skulle kosta 38 000 till 61 000 SEK/kW (inklusive räntekostnader under byggnation och osäkerheter vad gäller inflation och andra fördyringar).
- Det tyska miljödepartementet BMU analyserade hösten 2009 kärnkraftverk som är i drift, under konstruktion eller planerade över hela världen, och ger exempel på investeringskostnader i intervallet 27 000-61 000 SEK/kW.

De sistnämnda studierna anger inga produktionskostnader. Men med antagande att samma ungefärliga relation gäller mellan investeringskostnad och produktionskostnad som i övriga exempel, skulle de övre intervallen som anges av Standard & Poor's och BMU motsvara en produktionskostnad på över 1 kr/kWh.

Energieffektivisering

Energieffektivisering är generellt samhällsekonomiskt mycket lönsamt och många effektiviseringsåtgärder kan genomföras till ett lägre pris än vad ny elproduktion skulle kosta. I avsnitt 5 ges några exempel på lönsamheten för olika effektiviseringsåtgärder.

2.1 Kostnadsutveckling

Dagens kostnader för ny elproduktionsteknik är en avgörande faktor vid investeringsbeslut. Men då det handlar om en långsiktig förändring av ett energisystem är bedömda framtida kostnader än mer relevant.

För ny teknik gäller generellt att kostnaderna faller i takt med ökad ackumulerad installerad kapacitet, vilket betyder att kostnaderna kan falla snabbt vid kraftfulla utbyggnader. För konventionell teknik sjunker kostnaderna betydligt långsammare. Ett begrepp som ofta används är ”lärkurva” som beskriver hur mycket kostnaderna förväntas sjunka för varje fördubbling av marknaden. I figur 2 nedan illustreras lärkurvan för olika tekniker. Uppgifterna i figuren är en bearbetning av Hans Nilsson av data från IEA Energy Technology Perspectives 2008.¹¹

I figuren framgår att lärkurvan antas vara 7 procent för vindkraft på land och 9 procent för vindkraft till havs. Det kan noteras att den europeiska branschorganisationen för vindkraft, EWEA (2009), anger att lärkurvan för vindkraft på land var omkring 10 procent fram till 2004. Mellan 2004 och 2006 avbröts denna trend bland annat eftersom efterfrågan på vindkraftskomponenter var högre än tillgången. Mellan 2010 och 2015 räknar EWEA dock åter med en lärkurva på 10 procent. För havsbaserad vindkraft räknar EWEA med samma lärkurva (10 procent) från 2011.¹²

För solceller (systemkostnad) antas en lärkurva på 18 procent i figuren, vilket enligt IEA ligger i linje med den hittillsvarande utvecklingen, en lärkurva på 15-22 procent.¹³

Kärnkraft antas i figuren ha en lärkurva på 3 procent. Energimyndigheten konstaterar dock i rapporten ”Kärnkraften nu och i framtiden” (juni 2010) att denna utveckling är osäker, delvis på grund av brist på erfarna projektledare som kan koordinera så stora projekt som ett kärnkraftbygge innebär. Energimyndigheten hänvisar också till studier av den stora utbyggnaden i USA och Frankrike som visar att i stället för den förväntade lärkurvan med sjunkande kostnader uppvisade reaktorindustrin i dessa länder ökande kostnader.¹⁴

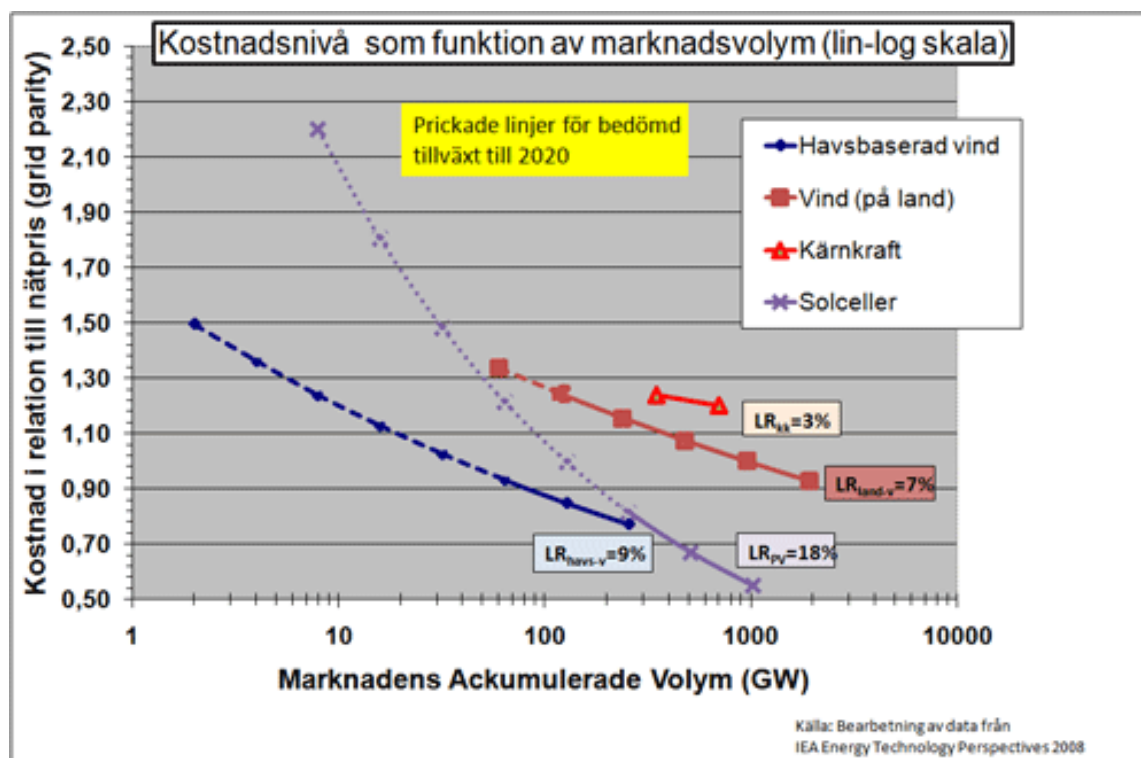
¹¹ Hans Nilsson, FourFact, http://fourfact.com/index.php/weblog/vad_som_borde_haenda_i_koepenhamn/

¹² EWEA (European Wind Energy Association), The Economics of Wind Energy, mars 2009

¹³ IEA, Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy, maj 2010

¹⁴ Energimyndigheten, Kärnkraften nu och i framtiden - I Sverige och resten av världen. En del i Energimyndighetens omvärldsanalys, ER 2010:21

Figur 2. Kostnadsnivå som funktion av marknadsvolym.¹⁵



3 Förnybar elproduktion

3.1 Vindkraft på land

Förnybart.nu gör bedömningen att tillförseln av el från vindkraft kan öka från 2 TWh (produktionen 2008) till 30 TWh till 2020, i enlighet med regeringens planeringsmål för vindkraft (20 TWh till lands och 10 TWh till havs), utan att hota höga naturvärden.¹⁶

I det följande redovisas kostnadsuppskattningar för utbyggnad av vindkraft på land från några olika aktörer.

3.1.1 Europeiska branschorganisationen, EWEA

Den europeiska branschorganisationen för vindkraft, EWEA, presenterade i mars 2009 rapporten The Economics of Wind Energy, där kostnader för ny vindkraft i dag och 2015 studeras.¹⁷

Kostnaden för ny vindkraft i storleksordningen 1,5-2 MW beräknas i rapporten variera från 5-6,5 c€/kWh i bra vindlägen, till 7-10 c€/kWh i sämre vindlägen. Beräkningen gäller med 2006 års priser och med följande antaganden:

¹⁵ Hans Nilsson, FourFact, http://fourfact.com/index.php/weblog/vad_som_borde_haenda_i_koepenhamn/

¹⁶ Förnybart.nu, Förnybar energi och energieffektivisering - Potential 2020, juni 2009

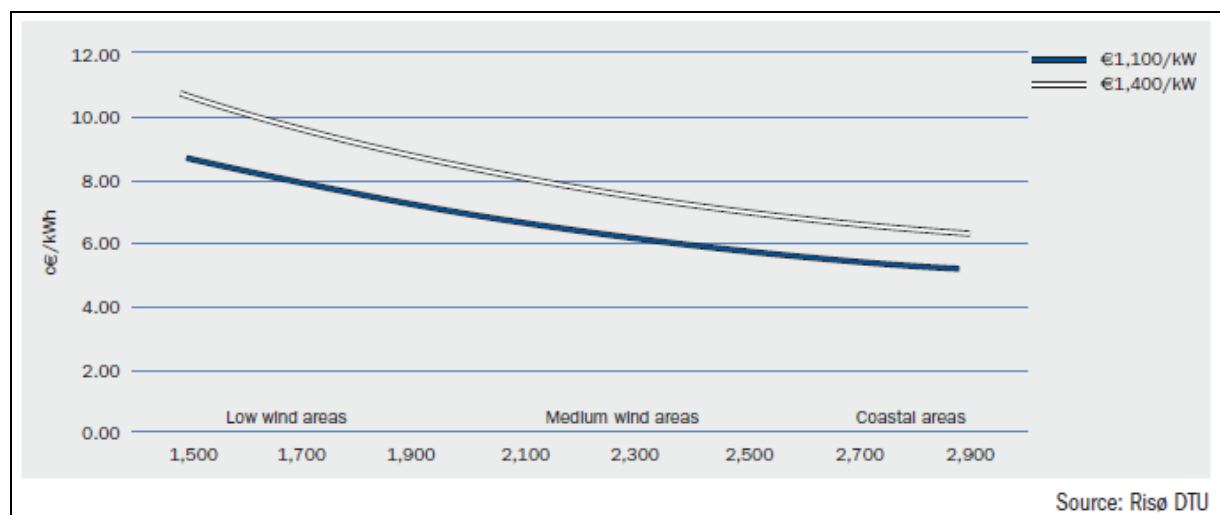
¹⁷ EWEA (European Wind Energy Association), The Economics of Wind Energy, mars 2009

- Investeringskostnad: 1 100 – 1 400 €/kW, genomsnitt 1 225 €/kW
- Drift och underhåll: 1,45 c€/kWh
- Livslängd: 20 år
- Kalkylränta: 5-10 procent, genomsnitt 7,5 procent

Den antagna investeringskostnaden baseras på data från vindkraftanläggningar i Europa. Variationen mellan olika länder är relativt stor och för Danmark, som är det billigaste landet för vindkraft, anger EWEA att kostnaden kan ligga under det givna intervallet.

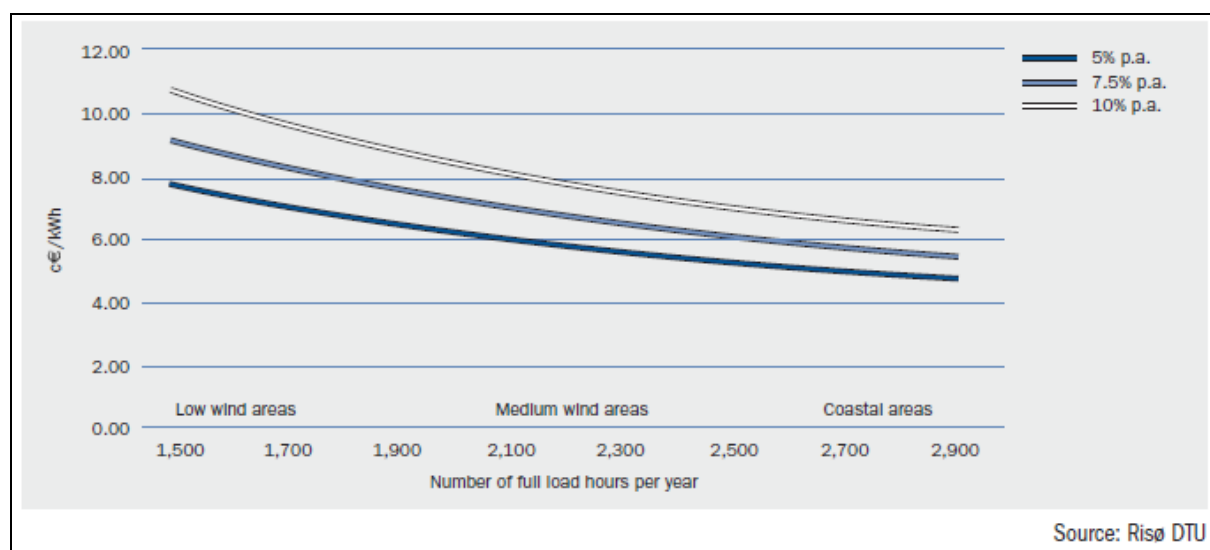
Den viktigaste faktorn för vindkraftens lönsamhet är vindförhållandena. I figur 3 nedan illustreras hur kostnaderna per kWh varierar med vindläget, här beskrivet som antal fullasttimmar. Den övre ljusa linjen gäller vid en investeringskostnad på 1 400 €/kW och den nedre mörka vid en investeringskostnad på 1 100 €/kW. Bilden är hämtad från EWEA:s rapport.

Figur 3. Kostnader per kWh som funktion av antalet fullasttimmar vid olika investeringskostnader.



I figur 4 nedan görs motsvarande illustration, men där kalkylräntan varierar i stället för investeringskostnaden. Den övre ljusa linjen gäller vid en kalkylränta på 10 procent, den mellersta vid 7,5 procent och den nedre mörka linjen vid 5 procent. Investeringskostnaden antas vara 1 225 €/kW. Bilden är hämtad från EWEA:s rapport.

Figur 4. Kostnader per kWh som funktion av antalet fullasttimmar vid olika kalkylräntor.



Sjunkande kostnader för vindkraft

EWEA konstaterar att kostnaden för vindkraft har sjunkit kontinuerligt i takt med utvecklingen mot allt större turbiner. Som exempel anges att den genomsnittliga kostnaden har minskat från 9.2 c€/kWh för en 95 kW turbin, som var vanlig i mitten på 80-talet, till omkring 5.3 c€/kWh för en relativt ny 2 MW-turbin i bra vindläge, en minskning med 40 procent (2006 års priser).

Fram till 2004 visade vindkraften en lärkurva på omkring 10 procent, dvs för varje fördubbling av den installerade kapaciteten, minskade kostnaderna med 10 procent. Denna trend ändrades mellan 2004 och 2006, då kostnaderna för vindkraft i stället ökade. Detta berodde främst på ökade kostnader för råmaterial och en högre efterfrågan än tillgång på vindkraftskomponenter.

Enligt EWEA kan dock utvecklingen mot allt lägre kostnader antas fortsätta efter 2010. EWEA gör uppskattningar om kostnaderna 2015 med följande utgångspunkter:

- 2006 års priser antas gälla fram till 2010. Någon prisminskning antas inte ske under denna period på grund av att efterfrågan fortsätter att vara högre än tillgången på komponenter.
- Mellan 2010 och 2015 antas en lärkurva på 10 procent.
- Tillväxttakten förväntas motsvara en fördubbling av den installerade kapaciteten vart tredje år.

Mot denna bakgrund ges ett beräkningsexempel. År 2006 var produktionskostnaden för ett vindkraftverk på 2 MW 5.3 c€/kWh i bra vindläge och 6.1 c€/kWh i ett medelbra vindläge (här definierat som en vindmedelhastighet på 6,3 m/s vid 50 meter). År 2015 antas kostnaderna ha minskat till 4,3 respektive 5,0 c€/kWh, vid en fördubbling av installerad kapacitet vart tredje år. Om det i stället skulle ta fem år att tredubbla den installerade kapaciteten, beräknas kostnaderna hamna på 4,8 respektive 5,5 c€/kWh år 2015. Kostnadsexemplet utgår från förhållandena i Danmark, som uppges vara ett land med relativt låga kostnader för vindkraft. I ett dyrare land anges att kostnaden skulle kunna öka med 1-2 c€/kWh.

I tabell 2 nedan sammanfattas EWEA:s bedömningar och omräknat till svenska kronor.

Tabell 2. EWEA:s bedömningar i euro och omräknat till svenska kronor (1 € = 10,6 kronor)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad 2006	1 100 - 1 400 €/kW, snitt 1 225 €/kW	11 660 - 14 840 SEK/kW, snitt 12 250 SEK/kW
Drift och underhåll 2006	1,45 c€/kWh	15,4 öre/kWh
Produktionskostnad 2006	5,3 - 6,1 c€/kWh	56 - 65 öre/kWh
Produktionskostnad 2015	4,3 - 5,0 c€/kWh	46 - 53 öre/kWh

3.1.2 IEA – World Energy Outlook

International Energy Agency (IEA) gör i sin årsrapport World Energy Outlook 2009 omfattande analyser av utvecklingen av världens energisystem.¹⁸ Rapporten presenterar två scenarier. Det ena är ett referensscenario som visar hur energimarknaden antas utvecklas om regeringar inte gör några förändringar av existerande politik. Det andra, kallat ”450 scenariot”, visar en utveckling som förutsätter att världens länder gemensamt arbetar för att långsiktigt begränsa halten av växthusgaser i atmosfären till 450 ppm koldioxidekvivalenter.

I 450-scenariot antas massiva investeringar ske i förnybar energi. Under perioden 2010-2030 förväntas företag investera 4 700 miljarder dollar i förnybar elproduktion, vilket motsvarar 60 procent av de totala investeringarna i elproduktion. År 2030 antas de årliga investeringarna uppgå till 340 miljarder dollar, en fördubbling gentemot 2008. Vindkraft antas stå för den största andelen av investeringarna, nästan 120 miljarder dollar per år 2030.

Under perioden 2010-2020 antas investeringarna i förnybar energi uppgå till 1 700 miljarder dollar. Perioden bedöms enligt IEA vara ett unikt tillfälle för förnybar energi att växa och bli konkurrenskraftig, eftersom CCS¹⁹ och kärnkraft väntas kunna växa på en större skala först efter 2020. Sjunkande kostnader för förnybar energi under perioden fram till 2020 beräknas leda vägen till en dramatisk ökning av investeringar under perioden 2021-2030.

Enligt IEA:s 450 scenario beräknas investeringskostnaden för landbaserad vindkraft minska från ett spann på 1 770-1 960 \$/kW 2008 till ett spann på 1 440-1 600 \$/kW år 2030. Produktionskostnaden förväntas samtidigt minska från 90-105 \$/MWh till 70-85 \$/MWh.

I tabell 3 nedan sammanfattas IEA:s bedömningar och uppgifterna omräknas till svenska kronor.

Tabell 3. IEA:s bedömningar i dollar och omräknat till svenska kronor (1 \$ = 7,6 kronor)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad 2008	1 770 – 1 960 \$/kW	13 452 - 14 896 SEK/kW
Produktionskostnad 2008	90 - 105 \$/MWh	68 - 80 öre/kWh
Investeringskostnad 2030	1 440 – 1 600 \$/kW	10 944 - 12 160 SEK/kW
Produktionskostnad 2030	70 - 85 \$/kW	53 - 65 öre/kWh

¹⁸ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009, november 2009

¹⁹ CCS, Carbon Capture and Storage: Avskiljning och lagring av koldioxid

3.1.3 Elforsk – El från nya anläggningar

Elforsk presenterade i december 2007 rapporten ”El från nya anläggningar 2007”²⁰. Rapporten var en uppdatering av en tidigare utgåva från 2003 och en ytterligare uppdaterad version ska presenteras 2011.

I rapporten konstateras att många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ, och att vissa faktorer ofta förändras eller är föremål för olika värdering av skilda aktörer. För att kunna variera styrande kostnadsparametrar har en datorbaserad modell för beräkning och redovisning av elproduktionskostnader tagits fram som kan hämtas på internet. I rapporten redovisas resultatet från ett grundfall, som återges nedan.

Tabell 4. Elforsks beräknade kostnader för vindkraft på land

	Storlek, MW	Investeringskostnad (kr/kw)	Produktionskostnad (öre/kWh)			
			Utan skatter, avgifter och bidrag		Med skatter, avgifter och bidrag	
			6 % ränta	12 % ränta	6 % ränta	12 % ränta
Vindkraft, liten	4,25 (5*0,85 MW)	11 000	54,5	78,9	37,6	60,7
Vindkraft, stor	40 (20*2 MW)	12 500	47,3	67,9	30,4	49,6

Övriga antaganden som görs i grundfallet är:

- Drifttid med hänsyn till tillgänglighet (stor anläggning): 2 850 timmar/år
- Drifttid med hänsyn till tillgänglighet (liten anläggning): 2 100 timmar/år
- Drift- och underhållskostnad (exkl. effektabonnemang och energiavgift): 9 öre/kWh
- Avskrivningstid: 20 år

3.1.4 Vindkraftbolaget O2

Vindkraftbolaget O2 är ett av de ledande företagen inom landbaserad vindkraft i Sverige och står bakom cirka en femtedel av den vindkraft som finns i Sverige. O2 understryker att kostnaderna för vindkraft beror på många faktorer och att varje projekt måste bedömas utifrån gällande förutsättningar. O2 har dock lämnat underlag till Förnybart.nu som visar intervall för några generella antaganden. Underlaget visar att O2 ligger nära de bedömningar som EWEA gör.

- Investeringskostnaden antas generellt ligga i spannet 14 000 - 16 000 SEK/kW. Investeringskostnaden beror till stor del på turbintyp och på projektets geografiska förutsättningar. Ett projekt med närhet till elnät och möjlighet till enklare fundament har lägre kostnader, medan ett projekt som är mer otillgängligt och som kräver ett gravitationsfundament har högre kostnader.
- Driftkostnaden antas generellt uppgå till omkring 15 - 20 öre/kWh. Driftkostnaden beror dock på villkor för bland annat arrende, försäkring, service, bygdepeng och nätkostnad.

²⁰ Elforsk, El från nya anläggningar 2007, december 2007

- En rad övriga antaganden påverkar den totala kostnaden:
 - Produktion – Vindläget är den absolut viktigaste faktorn, men även typ av turbin spelar stor roll. För nya verk räknar O2 med en produktion på mellan 2 600 och 3 200 MWh/MW.
 - Kalkylränta – antas vara 5-6 procent
 - Andel banklån för investeringen – antas vara omkring 70 procent
 - Amorteringstid – antas vara 15 år
 - Avskrivningstid – antas vara 20 år
 - Inflation – antas normalt vara 2 procent per år

3.2 Havsbaserad vindkraft

Förnybart.nu gör bedömningen att tillförseln av el från vindkraft kan öka från 2 TWh (produktionen 2008) till 30 TWh till 2020, i enlighet med regeringens planeringsmål för vindkraft (20 TWh till lands och 10 TWh till havs), utan att hota höga naturvärden.²¹

I det följande redovisas kostnadsuppskattningar för utbyggnad av havsbaserad vindkraft från några olika aktörer.

3.2.1 Europeiska branschorganisationen, EWEA

Den europeiska branschorganisationen för vindkraft, EWEA, presenterade i mars 2009 rapporten *The Economics of Wind Energy*, där kostnader för ny vindkraft i dag och 2015 studeras.²²

Kostnaden för havsbaserad vindkraft beror i stor utsträckning på väder- och vågförhållanden, vattendjup samt avstånd till land. EWEA sammanställer i sin rapport investeringskostnaden för ett antal nyligen etablerade vindkraftparker. Där framgår att investeringskostnaden varierar från 1,2 miljoner €/MW (Middelgrunden) till 2,7 miljoner €/MW (Robin Rigg).

EWEA anger att kostnaderna för havsbaserad vindkraft generellt har ökat fram till mitten av 2008. I genomsnitt är investeringskostnaden för en ny havsbaserad vindkraftpark 2,0 – 2,2 miljoner €/MW för en anläggning på grunt vatten nära land.

De högre investeringskostnaderna för vindkraft till havs än på land kompenseras till viss del av större elproduktion till följd av bättre vindförhållanden. För landbaserad vindkraft är antalet fullasttimmar vanligen omkring 2 000- 2 500 timmar per år, medan motsvarande till havs kan vara uppåt 4 000 timmar. Av tabell 5 framgår data för några nyligen etablerade vindkraftparker.

²¹ Förnybart.nu, Förnybar energi och energieffektivisering - Potential 2020, juni 2009

²² EWEA (European Wind Energy Association), *The Economics of Wind Energy*, mars 2009

Tabell 5. Sammanställning av data för havsbaserade vindkraftparker

Projekt	Driftår	Kapacitet (MW)	Investering (miljoner €)	Investering/MW (miljoner €/MW)	Fullasttimmar (timmar/år)
Middelgrunden (DK)	2001	40	47	1,2	2 500
Horns Rev I (DK)	2002	160	272	1,7	4 200
Samsø (DK)	2003	23	30	1,3	3 100
North Hoyle (UK)	2003	60	121	2,0	3 600
Nysted (DK)	2004	165	248	1,5	3 700
Scroby Sands (UK)	2004	60	121	2,0	3 500
Kentish Flats (UK)	2005	90	159	1,8	3 100
Burbo Bank (UK)	2007	90	181	2,0	3 550
Lillgrunden (S)	2007	110	197	1,8	3 000
Robin Rigg (UK)	2008	180	492	2,7	3 600

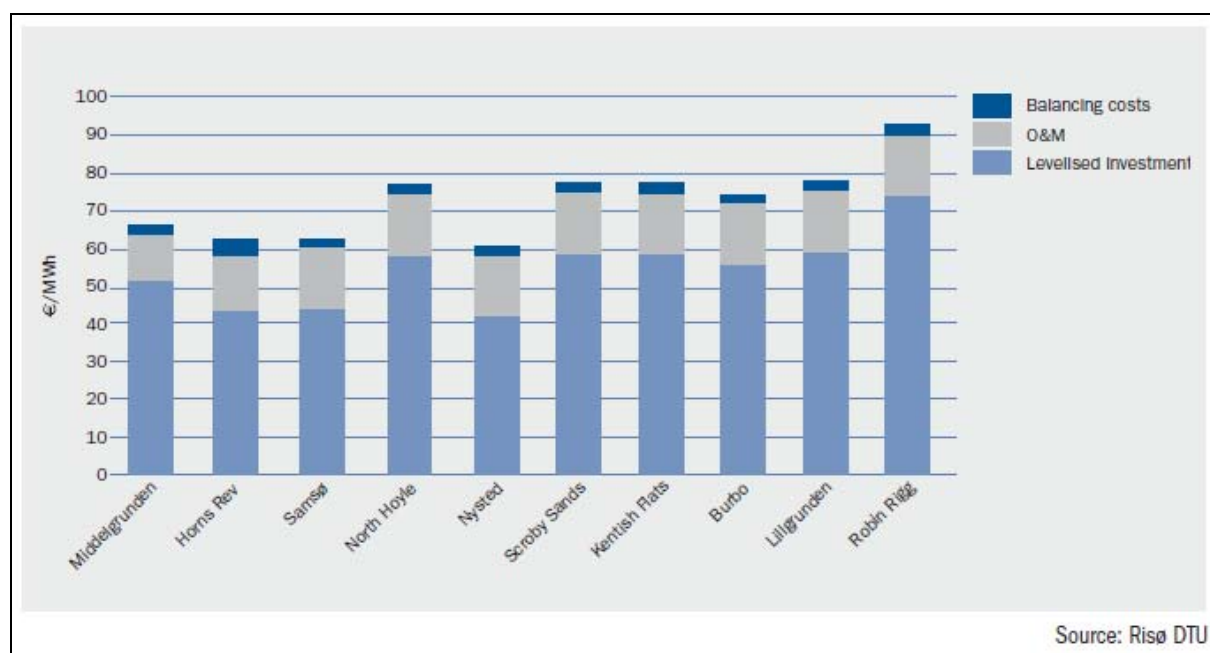
Med utgångspunkt i de data som anges i tabellen samt antaganden enligt nedan, beräknar EWEA elproduktionskostnader för de olika vindkraftparkerna. Lägst produktionskostnad, drygt 60 €/MWh, har Nysted och Samsø. Högst produktionskostnader beräknas för Robin Rigg, med strax över 90 €/MWh. Övriga ligger i intervallet mellan drygt 60 och knappt 80 €/MWh.

De antaganden som görs är följande:

- Drift- och underhållskostnader antas uppgå till 16 €/MWh, utom för Middelgrunden som baseras på faktisk redovisning på 12 €/MWh.
- Antalet fullasttimmar baseras på ett normalår, med korrigeringar för ”vindskugga” inom parken, otillgänglighet och förluster vid transmissionsförluster vid överföring till land.
- I vissa länder ansvarar vindkraftparkens ägare för balansering av elproduktionen, och i enlighet med erfarenheter i Danmark är denna kostnad omkring c€ 0.3/kWh i ett system där vindkraft står för cirka 20 procent av elproduktionen.
- Kalkylräntan antas uppgå till 7,5 procent och livslängden till 20 år.

I figuren nedan illustreras produktionskostnaderna för de olika vindkraftparkerna.

Figur 5. Produktionskostnader för havsbaserade vindkraftparker (EWEA)



När det gäller kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft, konstaterar EWEA att en liknande utveckling som för landbaserad vindkraft kan ses, dvs att kostnaderna ökat de senaste åren till följd av att efterfrågan varit högre än tillgången. Från och med 2011 förutspås dock en bättre balans mellan tillgång och efterfrågan, och en lärlkurva på 10 procent förväntas mellan 2011 och 2015. Tillväxten förväntas motsvara en fördubbling av ackumulerad kapacitet vart tredje år.

Med utgångspunkt i dessa antaganden förväntas den genomsnittliga investeringskostnaden minska från 2,1 miljoner €/MW år 2006 till 1,81 miljoner €/MW år 2015, en minskning med 15 procent. Spridningen förväntas vara stor, mellan 1,55 miljoner €/MW till 2,06 miljoner €/MW. Antalet ekvivalenta fullasttimmar antas ligga kvar på 3 300 timmar i genomsnitt. Hänsyn är tagen till ökad produktion från nya turbiner, lägre produktion i områden med sämre vindlägen samt längre avstånd till land, vilket ökar överföringsförlusterna om inte nya likströmskablar används. Drift- och underhållskostnaderna antas sjunka från 16 €/MWh till 13 €/MWh.

I tabell 6 nedan sammanfattas EWEA:s bedömningar för 2006 och 2015 och uppgifterna omräknas till svenska kronor.

Tabell 6. Sammanfattning av EWEA:s bedömningar i euro och omräknat till svenska kronor (1 € = 10,6 kronor)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investering 2006, snitt	2 100 €/kW	22 260 SEK/kW
Investering 2015, snitt	1 810 €/kW	19 186 SEK/kW
Produktionskostnad 2006	60 - 90 €/MWh	64 - 95 öre/kWh
Produktionskostnad 2015*	48 - 73 €/MWh	51 - 77 öre/kWh

* Beräknat baserat på angivna uppgifter

3.2.2 IEA – World Energy Outlook

International Energy Agency (IEA) gör i sin årsrapport World Energy Outlook 2009 omfattande analyser av utvecklingen av världens energisystem, vilket beskrivs i avsnitt 3.1.2.²³

I tabell 6 nedan sammanfattas IEA:s bedömningar avseende kostnader för havsbaserad vindkraft och uppgifterna omräknas till svenska kronor.

Tabell 6. IEA:s bedömningar i dollar och omräknat till svenska kronor (1 \$ = 7,6 kronor)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad 2008	2 890 – 3 200 \$/kW	21 964 – 24 320 SEK/kW
Produktionskostnad 2008	100 - 120 \$/MWh	76 - 91 öre/kWh
Investeringskostnad 2030	2 280 – 2 530 \$/kW	17 328 – 19 228 SEK/kW
Produktionskostnad 2030	80 - 95 \$/kW	61 - 72 öre/kWh

3.2.3 Elforsk – El från nya anläggningar

Elforsk presenterade i december 2007 rapporten ”El från nya anläggningar 2007”²⁴, som beskrivs i avsnitt 3.1.3. I rapporten konstateras att många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ och att en datorbaserad modell tagits fram för att kunna variera styrande kostnadsparametrar. I rapporten redovisas resultatet från ett grundfall, som återges nedan.

Tabell 7. Elforsks beräknade kostnader för vindkraft på land

	Storlek, MW	Investeringskostnad (kr/kW)	Produktionskostnad (öre/kWh)			
			Utan skatter, avgifter och bidrag		Med skatter, avgifter och bidrag	
			6 % ränta	12 % ränta	6 % ränta	12 % ränta
Vindkraft, liten	150 (30*5 MW)	21 200	73,5	107,5	56,5	89,2
Vindkraft, stor	750 (150*5 MW)	23 200	82,8	119,6	65,9	101,4

Övriga antaganden som görs i grundfallet är:

- Drifttid med hänsyn till tillgänglighet (stor anläggning): 2 950 timmar/år
- Drifttid med hänsyn till tillgänglighet (liten anläggning): 2 900 timmar/år
- Drift- och underhållskostnad (stor anläggning, exkl. effektabonnemang och energiavgift): 14 öre/kWh
- Drift- och underhållskostnad (liten anläggning, exkl. effektabonnemang och energiavgift): 10 öre/kWh
- Avskrivningstid: 20 år

I rapportens slutsatser anges att ökande anläggningspriser ger förhållandevis hög elproduktionskostnad för den havsbaserade vindkraften. Denna har i beräkningarna belastats av

²³ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009

²⁴ Elforsk, El från nya anläggningar 2007, december 2007

låg tillgänglighet och höga drift- och underhållskostnader, vilket avspeglar att tekniken fortfarande är relativt outvecklad med ett begränsat antalet parker byggda. I rapporten anges dock att det finns indikationer om att anläggningar som går bra kan uppvisa lägre elproduktionskostnader än de i rapporten beräknade.

3.3 Solel

Förnybart.nu har gjort bedömningen att solenergi bör utnyttjas i betydligt högre grad och att branschorganisationen Svensk Solenergis föreslagna planeringsmål på 4 TWh el och 4 TWh värme till 2020 är en rimlig nivå.²⁵

Det är dock svårt att bedöma hur teknik och ekonomi kommer att utvecklas de närmaste åren, och därmed hur stor potential som kan komma att realiseras till 2020. I Förnybart.nu:s förslag till mål för ökad tillförsel av förnybar energi räknas därför bara med 4 TWh, varav huvuddelen antas komma från solvärme.

Nedan refereras några studier om kostnader för elproduktion från solenergi.

När det gäller solcellers konkurrenskraft gentemot annan teknik är det dock viktigt att se till de olika användningsområdena för solceller. I ”off-grid”-applikationer är solcellssystem redan i dag konkurrenskraftigt i många sammanhang. Solceller på byggnader ska också jämföras med marknadspriset på el, och inte med produktionskostnaden för andra energislag. En husägare som installerar solceller jämför kostnaden för den egengenererade solelen med kostnaden för inköpt el.

3.3.1 IEA – Technology roadmaps

I maj 2010 presenterade International Energy Agency (IEA) ”roadmaps” för solceller (PV)²⁶ och koncentrerad solkraft (CSP)²⁷. IEA menar att el från solen kan stå för 20 till 25 procent av den globala elproduktionen år 2050.

Solceller

Investeringskostnaden för solceller är fortfarande relativt hög. Kostnaderna sjunker dock snabbt till följd av både teknikutveckling och efterhand som tillverkning sker i allt större skala. Typiska ”turn key”-kostnader i marknadsledande länder låg 2008 mellan omkring 4 000 \$/kW för storskaliga installationer och omkring 6 000 \$/kW för småskaliga installationer i bostadssektorn.²⁸ Elproduktionskostnaden beror främst på två faktorer – årlig solinstrålning och kalkylränta. Vid en kalkylränta på 10 procent blir produktionskostnaden vid storskaliga installationer i områden med hög solinstrålning cirka 240 \$/MWh. Med lägre solinstrålning blir motsvarande kostnad 480 \$/MWh. För småskaliga system i bostadssektorn blir produktionskostnaden, med samma antaganden, 360-720 \$/MWh.

²⁵ Förnybart.nu, Förnybar energi och energieffektivisering - Potential 2020, juni 2009

²⁶ IEA, Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy, maj 2010

²⁷ IEA, Technology Roadmap – Concentrating Solar Power, maj 2010

²⁸ Den faktiska spridningen är större enligt IEA. Systemkostnader under 3 000 \$/kW rapporterades under 2009, samtidigt som småskaliga system kan vara dyrare än den angivna övre nivån.

Den högre nivån för solinstrålning motsvarar i beräkningarna 2 000 kWh/kW och den lägre nivån 1 000 kWh/kW. Den lägre nivån motsvarar solinstrålningen i södra Sverige.²⁹

IEA använder en kalkylränta på 10 procent för att överensstämja med antaganden som görs i andra IEA-studier, men understryker att en lägre kalkylränta, t ex 5 procent, skulle ge väsentligt lägre produktionskostnad.

Sjunkande kostnader för solceller

Under perioden 2010-2020, räknar IEA med att marknaden för solceller ökar från omkring 6 GW per år till 34 GW per år. Ackumulerade installationer når därmed 200 GW år 2020.³⁰ De ökade volymerna förväntas mer än halvera såväl investerings- som produktionskostnad. Solceller beräknas därmed bli konkurrenskraftiga i länder med god solinstrålning och höga elpriser. I några fall kan detta ske redan innan 2015. År 2020 beräknas produktionskostnaden uppgå till 130-260 \$/MWh för kommersiella system³¹ och 160-315 \$/MWh för system i bostäder. Dessa kostnader antas vara lägre än elpriset i flera länder, och därmed utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ. Samtidigt antas kostnader för storskaliga system sjunka till neråt 100 \$/MWh, vilket gör att solceller ligger på gränsen till att kunna konkurrera med andra elproduktionstekniker i vissa länder. För att detta ska uppnås krävs dock långsiktiga och konsekventa politiska ramverk och styrmedel under perioden fram till 2020.

Mellan 2020 och 2030 ser IEA en utveckling mot storskalig elproduktion från solceller och en konkurrenskraft på en bredare skala. Den årliga installationen av solceller förväntas tredubblas under perioden och når 100 GW per år 2030. Den samlade globala kapaciteten ligger då på nästan 900 GW. Mot slutet av denna period väntas produktionskostnaden för storskalig elproduktion ligga på omkring 70-135 \$/MWh. Solceller blir då konkurrenskraftigt gentemot andra elproduktionstekniker i vissa regioner. Byggnadsintegrerade system blir konkurrenskraftiga i nästan alla regioner i världen med rimliga solinstrålningsförhållanden. Ekonomiska stödsystem kan därmed successivt fasas ut.

Tabell 8. Sammanfattning av IEA:s bedömningar i dollar och omräknat till svenska kronor (1 \$ = 7,6 kronor)

Bostadssektorn	2008		2020		2030	
	\$	SEK	\$	SEK	\$	SEK
Systempris per kW	6000	45600	2700	20520	1800	13680
Produktionskostnad per MWh (hög solinstrålning)	360	2736	160	1216	100	760
Produktionskostnad per MWh (låg solinstrålning)	720	5472	315	2394	205	1558

²⁹ SolElprogrammets webbplats, <http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/Energiberakningar/>

³⁰ IEA noterar att detta är väsentligt lägre än industrins mål och EU:s Strategic Energy Technology (SET) Plan, som räknar med 400 GW i Europa år 2020

³¹ System på omkring 1 MW i kontorsbyggnader, butiker, skolor, sjukhus etc

Kommersiell sektor	2008		2020		2030	
	\$	SEK	\$	SEK	\$	SEK
Systempris per kW	5000	38000	2250	17100	1500	11400
Produktionskostnad per MWh (hög solinstrålning)	300	2280	130	988	85	646
Produktionskostnad per MWh (låg solinstrålning)	600	4560	260	1976	170	1292
Elsektorn	2008		2020		2030	
	\$	SEK	\$	SEK	\$	SEK
Systempris per kW	4000	30400	1800	13680	1200	9120
Produktionskostnad per MWh (hög solinstrålning)	240	1824	105	798	70	532
Produktionskostnad per MWh (låg solinstrålning)	480	3648	210	1596	135	1026

Koncentrerad solkraft – CSP

För CSP-system³² ligger kostnaden i dag på omkring 4 200 - 8 400 \$/kW. System med lagring ligger i den högre delen av intervallet. Investeringskostnaden per MW sjunker också när storleken ökar, cirka 12 procent när man går från 50 MW till 100 MW och med cirka 20 procent när man går upp till 200 MW. Investeringskostnaden är något högre än för solceller, men energiutbytet per MW är högre. Produktionskostnaden ligger på 200-295 \$/MWh för större anläggningar. Den exakta kostnaden beror främst på tillgången till sol.

IEA anger att amerikanska Department of Energy har som mål för sitt CSP-program att nå konkurrenskraft gentemot fossila bränslen för medellast 2015, med en kostnad på omkring 100 \$/MWh, och för baslast år 2020 med en kostnad på omkring 50 \$/MWh. IEA:s ”roadmap” indikerar dock konkurrenskraft för medellast år 2020 och baslast år 2030.

Om en lärlkurva på 10 procent antas³³, kommer investeringskostnaden för CSP minska med omkring 50 procent mellan 2010 och 2020. Detta förutsätter en sjudubbling av ackumulerad kapacitet, vilket är visionen i IEA:s roadmap. Produktionskostnaden antas minska ännu mer, till följd av allt högre verkningsgrad, vilket gör CSP konkurrenskraftigt gentemot konventionella tekniker i de soligaste länderna omkring 2020.

I sin ”roadmap” preciserar IEA inte investerings- och produktionskostnader för 2030, men IEA har tidigare gjort det i sin World Energy Outlook (2009). Där antas produktionskostnaden ligga på 70 - 220 \$/MWh år 2030.³⁴

I tabellen nedan sammanfattas några nyckeltal från IEA:s bedömningar.

³² Med CSP-tekniken koncentreras solens strålar för att värma upp vatten till ånga, för att via turbin och generator producera el.

³³ En lärlkurva på 10 procent innebär att kostnaderna sjunker med 10 procent när den ackumulerade installerade kapaciteten fördubblas.

³⁴ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009, November 2009

Tabell 9 IEA:s bedömningar (roadmap 2008, 2020, World Energy Outlook 2030) i dollar och omräknat till svenska kronor (1 \$ = 7,6 kronor)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad 2008	4 200 - 8 400 \$/kW	31 920 – 63 840 SEK/kW
Produktionskostnad 2008	200 - 295 \$/MWh	152 - 224 öre/kWh
Investeringskostnad 2020	2100 - 4200 \$/kW	15 960 - 31 920 SEK/kW
Produktionskostnad 2020	100 - 130 \$/MWh*	76 - 99 öre/kWh
Investeringskostnad 2030	1 730 - 2 160 \$/kW	13 148 - 16 416 SEK/kW
Produktionskostnad 2030	70 - 220 \$/MWh	53 - 167 öre/kWh

* Uppskattning enligt figur i IEA:s rapport

3.3.2 BSW Solar

Enligt den tyska branschföreningen BSW Solar sjönk priserna på solcellssystem med 26 procent från fjärde kvartalet 2008 till fjärde kvartalet 2009. Detta framgår av en artikel i Ny Teknik som publicerades i mars 2010.³⁵

Under åren 2004-2006 hölls priserna uppe och till och med ökade något. Det berodde bland annat på den tyska inmatningslagen, som skapade stor efterfrågan på solcellsmoduler, vilket i sin tur ledde till brist på högvärdigt kisel för framställning av solceller. När sedan Spanien började ge stora subventioner till produktionen av solet steg priserna ytterligare.

Förra året minskade den spanska staten på solstödet, vilket gjorde att efterfrågan på världsmarknaden minskade. Samtidigt hann solcellsindustrin i kapp med produktionen av solceller och solcellsmoduler. Kinesiska leverantörer konkurrerade i Europa med låga priser och finanskrisen gjorde att det fanns mindre kapital tillgängligt för investeringar, vilket gav ökat fokus på priset.

I artikeln konstateras att det inte räcker med att kisel och solceller blir billigare, utan att system- och installationskostnader, som idag svarar för ungefär hälften av den totala systemkostnaden, också måste minska för att solet ska bli kommersiellt gångbar. Och det är just dessa totala kostnader för hela system som nu minskat med över en fjärdedel i Tyskland.

3.4 Biobränslebaserad kraftvärme

Med hänsyn tagen till tekniska, ekologiska och ekonomiska restriktioner, har Förnybart.nu gjort bedömningen att tillförseln av biobränslen kan öka med cirka 38 TWh till 2020. Jämfört med dagens nivå på omkring 120 TWh (2008), skulle det innebära en total tillförsel på 158 TWh år 2020. En ökning med 38 TWh till 2020 motsvarar i stort sett ökningstakten under den senaste tioårsperioden.

Biobränslena kan användas som drivmedel och för uppvärmning, men också för elproduktion i kraftvärmeverk. Nedan beskrivs översiktligt kostnader för biobränslebaserad kraftvärme. På sikt kan t.ex. biogasbaserade gaskombianläggningar bli aktuella i större skala, men denna teknik har inte studerats närmre här.

³⁵ Solceller rasar i pris, Ny Teknik, 23 mars 2010, http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/solenergi/article750383.ece

3.4.1 Energimyndigheten

Inom ramen för Energimyndighetens uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet, beskrivs även kostnader för bland annat biokraftvärme översiktligt.³⁶

Energimyndigheten konstaterar att det finns flera orsaker till att det är komplicerat att redovisa potential och produktionskostnader för biokraftvärme. För det första producerar kraftvärme två nyttigheter, el och värme, vilket innebär att elproduktionskostnaden påverkas av det som kraftvärmen konkurrerar med ”på värmesidan”, dvs. hur mycket värmen är värd. Marginalkostnaden för kraftvärmeverket uppgår till summan av kostnaderna för kraftvärmeverket minus den intäkt som värmeleveransen leder till.

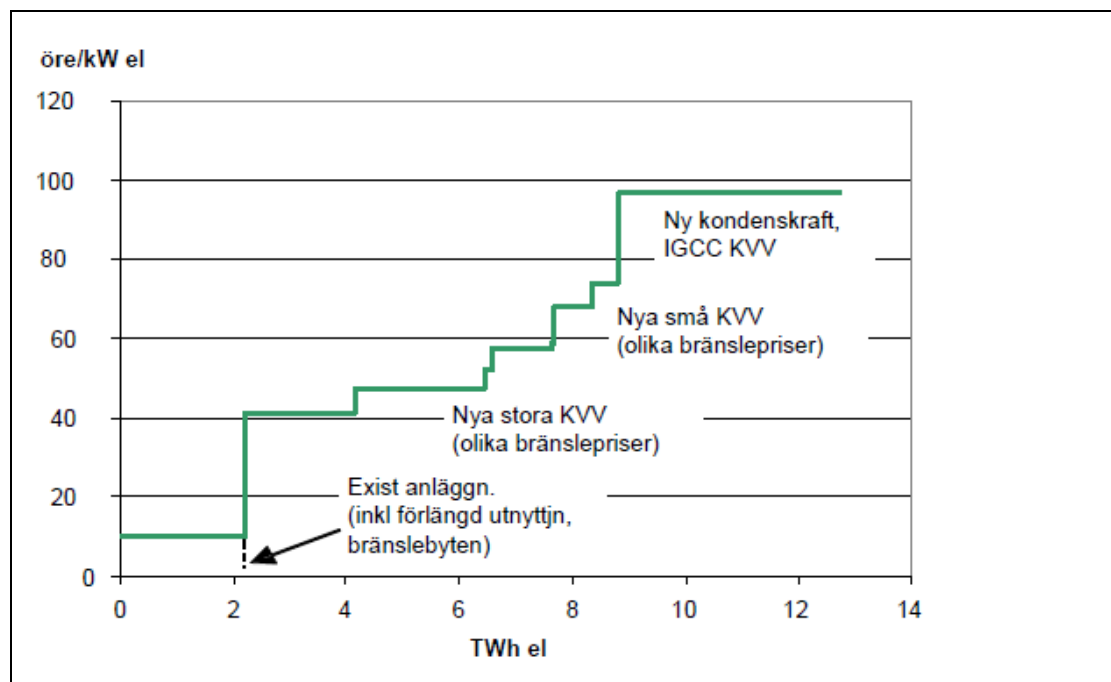
För det andra är varje bibränslekraftvärmeverk kopplat till ett specifikt fjärrvärmesystem med sina unika förutsättningar. Värdet av kraftvärmeverkets värmeproduktion skiljer sig från fall till fall, och därmed blir det olika resulterande marginalkostnader för kraftvärmen. Svårigheten att fastställa marginalkostnaden förstärks ytterligare av att bibränslepriset kan antas ha en koppling till efterfrågan; ju mer bibränslekraftvärme som byggs, desto mer bibränsle efterfrågas och desto dyrare blir de bibränslesortiment som på marginalen tas i anspråk.

Potential och marginalkostnad för bibränslekraftvärme beskrivs översiktligt i Energimyndighetens rapport med hjälp av modellberäkningar. Analysen startar vid ett systempris på el som beräknats för år 2020 och som antas ligga på 450-500 SEK/MWh. Vid denna nivå blir det enligt analysen ”spontan” lönsamt med 4-6 TWh el från biokraftvärmeanläggningar, utöver det som var i bruk vid utgången av 2002. För industriellt mottryck (biobränslebaserat) antas en potential på cirka 0,5 TWh i konventionell teknik generellt sett vara lönsamt att bygga ut i modellberäkningarna.

I figuren nedan visas en modellberäknad utbudskurva för biokraftvärme, utöver det som var i bruk vid utgången av 2002.

³⁶ Energimyndigheten, Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, Delredovisning 2. Uppdraget att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet, ER 2009:35 (sid 36)

Figur 6. Modellberäknad utbudskurva för bi kraftvärme (KVV: Kraftvärmeverk, IGCC: Integrated Gacification Combined Cycle)³⁷



3.4.2 Elforsk – El från nya anläggningar

Elforsk presenterade i december 2007 rapporten ”El från nya anläggningar 2007”³⁸, som beskrivits i avsnitt 3.1.3. I rapporten konstateras att många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ och att en datorbaserad modell tagits fram för att kunna variera styrande kostnadsparametrar. I rapporten redovisas resultatet från ett grundfall, som återges nedan.

Tabell 10. Elforsks beräknade kostnader för biobränsle- och avfallsbaserad kraftvärme

	Storlek, MW	Investeringskostnad (kr/kw)	Produktionskostnad (öre/kWh)			
			Utan skatter, avgifter och bidrag		Med skatter, avgifter och bidrag	
			6 % ränta	12 % ränta	6 % ränta	12 % ränta
Biobränsle, stor	80	21 500	67,0	89,7	49,2	70,6
Biobränsle, mellan	30	28 000	84,2	114,9	66,3	95,7
Biobränsle, liten	10	37 000	102,6	141,8	84,6	122,5
Avfall, stor	30	55 500	21,0	62,1	41,2	82,3
Avfall, liten	3	110 500	78,3	160,1	110,6	192,5

³⁷ Energimyndigheten, Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, Delredovisning 2. Uppdraget att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet, ER 2009:35 (sid 38)

³⁸ Elforsk, El från nya anläggningar 2007, december 2007

Några övriga antaganden som görs i grundfallet är:

- Elverkningsgrad bibränslen: 80 MW - 35,5 procent; 30 MW - 32,5 procent; 10 MW - 28,5 procent
- Elverkningsgrad avfall: 30 MW - 24 procent; 3 MW - 24 procent
- Värmekreditering, större anläggningar: 18 öre/kWh_{värme}, mindre anläggningar: 30 öre/kWh_{värme}

Bland rapportens slutsatser anges bland annat att bibränslebaserad kraftvärme kräver storskalighet. Ökande anläggnings- och bränslepriser resulterar i hög elproduktionskostnad för mindre och medelstora anläggningar.

4 Ny kärnkraft

Mot bakgrund av riksdagens beslut den 17 juni 2010 att tillåta utbyggnad av ny kärnkraft i Sverige studeras olika bedömningar av kostnaderna för ny kärnkraft. Flera av de refererade studierna baseras i sin tur på andra studier, vilket innebär att vissa uppgifter upprepas i texten. Den första refererade studien nedan är Energimyndighetens ”Kärnkraften nu och i framtiden” som presenterades den 30 juni 2010.³⁹ Myndigheten tar upp en låg rad aspekter som beskriver problematiken med att bedöma kostnaderna för ny kärnkraft. Dessa aspekter är relevanta för samtliga därefter refererade studier.

En grundläggande svårighet med att bedöma kostnaderna för ny kärnkraft som Energimyndigheten belyser är att det finns få aktuella exempel att hämta faktiska kostnader från. Globalt pågår byggnation av 56 reaktorer (huvuddelen i Kina, Ryssland, Sydkorea och Indien), men bara två pågår i västra Europa. Under 2008 startades för första gången sedan 1950-talet inte en enda reaktor någonstans i världen. De två byggen som pågår i västra Europa finns i Flamanville i Frankrike och Olkiluoto i Finland. Båda har drabbats av kostnadshöjningar efter hand, och särskilt bygget i Olkiluoto har kantats av problem. Energimyndigheten påpekar också att båda byggena dessutom är mycket speciella, då det i det finska fallet är energiintensiva industrier och andra förbrukare som bidrar, och i det franska fallet i princip är en monopolist med statligt stöd som står för kostnaderna.

När det gäller reaktorn i Olkiluoto överstiger kostnaderna i dag kraftigt det ursprungliga kontraktspriset på 3,2 miljarder euro. I sin halvårsredovisning i juni 2010 räknar leverantören Areva med en förlust på 2,6 miljarder euro för projektet. Samtidigt anger Areva att man kräver köparen, TVO, på 1,0 miljarder euro i kompensation för kostnadsökningar enbart under perioden 2004-2006.⁴⁰ TVO å sin sida kräver Areva på ytterligare 1,4 miljarder euro för kostnadsökningar.⁴¹

De faktiska kostnaderna för reaktorn skulle enligt ovan uppgå till 8,2 miljarder euro. Arbetet påbörjades 2005 och anläggningen antas börja producera el under 2013. Byggtiden uppgår därmed till minst 8 år. Vid en antagen ränta på 7,5 procent tillkommer räntekostnader på 3

³⁹ Energimyndigheten, Kärnkraften nu och i framtiden - I Sverige och resten av världen. En del i Energimyndighetens omvärldsanalys, ER 2010:21

⁴⁰ Arevas halvårsredovisning 2010, http://www.areva.com/mediatheque/liblocal/docs/pdf/finances/hors-mediacyter/rapports-annuels/H1_2010_Financial_Report_AREVA.pdf

⁴¹ TVO:s halvårsredovisning 2010, http://www.tvo.fi/uploads/File/Sijoittajatietao/Osavuositarkastus/TVO_Interim_Report_1-6-2010.pdf

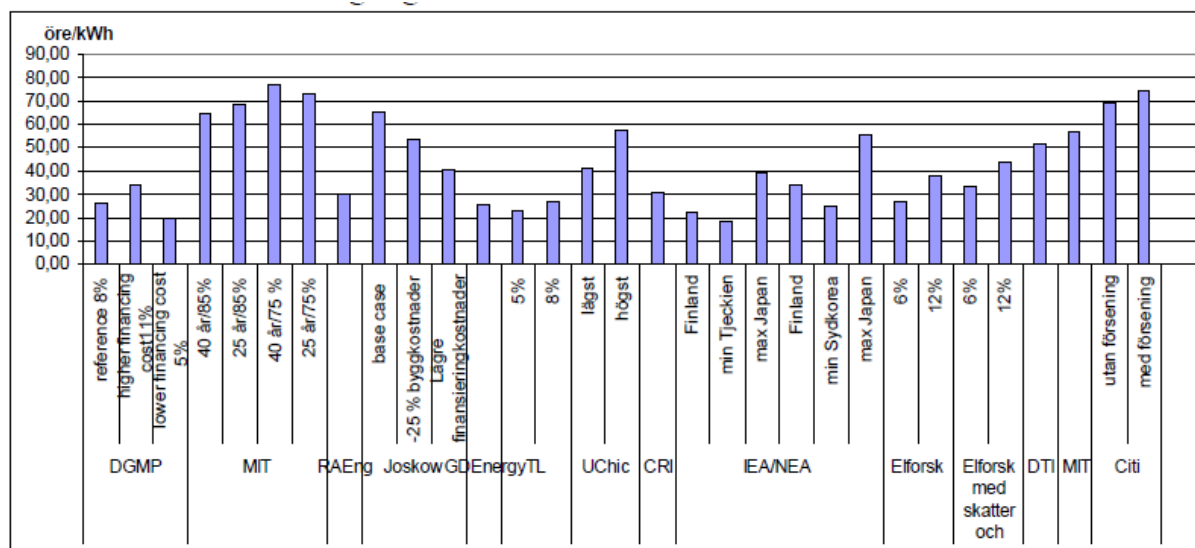
miljarder euro under byggtiden, vilket skulle ge en total kostnad på 10,7 miljarder euro. Det motsvarar cirka 71 000 SEK/kW och en kapitalkostnad på omkring 90 öre/kWh⁴².

4.1 Energimyndigheten

I Energimyndighetens rapport, som nämns ovan, refereras kostnadsbedömningar i ett antal studier utförda under 2000-talet. Energimyndigheten konstaterar att alla studier lider av olika begränsningar och att det inte alltid är tydligt vad som tas med i beräkningarna av kostnaderna.

Myndigheten sammanställer resultaten från ett större antal internationella och svenska studier, enligt figur 7 nedan, och konstaterar att figuren gör tydligt att resultatet i stor utsträckning är beroende av vem som räknar. De underliggande antagandena varierar i stor utsträckning, exempelvis avseende livstid, (30–60 år), kalkylränta (5–12 procent) och ”overnight”-kostnader, samt vilka andra kostnader (skatter, infrastruktur etcetera) som inkluderas och med vilka ingångsvärden.

Figur 7. Energimyndighetens sammanställning av resultat från olika studier (priser omräknade till SEK). Sorterad efter studiens basår. Använda växelkurser är från samma år som respektive studiers priser.



Energimyndigheten resonerar kring några av de studerade kostnadsuppskattningarna och mer generellt om ett antal parametrar som påverkar kostnaden och konkurrenskraften för ny kärnkraft:

- Elforsk-studien baseras på uppgifter från de tre stora reaktortillverkarna General Electric, Westinghouse och Areva, och investeringskostnaderna antas ligga i intervallet 1600 - 2000 \$/kW. Energimyndigheten konstaterar att dessa uppgifter i dagens läge kan ses som föråldrade. Särskilt Arevas uppgifter om 1600 \$/kW för stora serier och 2000 \$/kW för små serier anses vara optimistiska. Detta kan bland annat baseras på att Areva sålde Olkiluoto 3 (Finland) nyckelfärdig för tre miljarder euro (motsvarande 1 875 €/kW). Reaktorn skulle tas i drift 2009 men är försenad och antas gå i drift 2013. Byggkostnaden beräknas nu uppgå till

⁴² Vid en antagen årlig produktion på cirka 12 TWh (1600 MW*7500 h/år)

5,3 miljarder euro, vilket motsvarar 3 300 €/kW⁴³. (Se även inledning i avsnitt 4 där nya uppgifter pekar på att den faktiska kostnaden kan vara omkring 10 miljarder euro).

- Byggtiden påverkar kostnaderna markant. Studierna från IEA och MIT räknar med en byggtid på fem år, en siffra som verkar något låg om man betraktar Olkiluoto 3. Ledtiden, från att en ansökan lämnas in till byggstart kan också fördröjas och bli kostsam genom miljöprovningar, överklaganden och olika tillståndprocesser.
- Antagen tillgänglighet påverkar produktionskostnaden. Hög tillgänglighet ger högre intäkter från elförsäljning, men hög tillgänglighet är inte gratis. Kalkylen kan se annorlunda ut om ägaren är en industri som är beroende av avbrottsfri elförsörjning än om ägaren är ett kraftbolag. Även med hög tillgänglighet kan lönsamheten försämrans om utnyttjandegraden begränsas av att en stor andel intermittent elproduktion till låga rörliga kostnader, till exempel vindkraft, pressar priset så att reaktorerna konkurreras ut.
- Kärnkraftselens kostnader påverkas starkt av valet av diskonteringsränta eftersom investeringskostnaderna som uppstår under de första åren är höga medan drift- och underhållskostnader under livstiden är relativt låga. Ju högre ränta desto snabbare vill investeraren få tillbaka sina pengar och desto tyngre väger utgifter och inkomster som ligger nära i tiden.
- Nya kärnkraftverk måste betraktas i relation till alternativen, samt den institutionella omgivningen i respektive land. Varje land har sitt eget skattesystem, sin egen lagstiftning avseende kostnaderna för kärnavfallshantering, försäkringar mot olyckor etcetera, vilket gör det omöjligt att göra kostnadsberäkningar som blir globalt gällande.

Energimyndigheten pekar även på ett antal utmaningar som kärnkraftsindustrin står inför om den ska ge ett betydande bidrag till utbyggnaden av elproduktionen i världen:

- *Tillverkningsinfrastrukturen* – Begränsad kapacitet för storskalig framställning av stora stålkomponenter såsom reaktorkärl. Globalt finns bara ett japanskt företag som kan utföra de stora svetsningar som behövs för reaktorkärlen och det finns endast ett fåtal leverantörer av kärnreaktorer på marknaden.
- *Brist på utbildad arbetskraft* – Brist på kärnkraftsingenjörer, kvalificerade byggarbetare som kan möta kvalitetskraven och personal med strålskyddskompetens.
- *Kostnader och finansiering* – Erfarenheter från senaste decenniernas projekt gör att tillgången på privat kapital är låg och risk för fördröjningar leder till högre lånekostnader/räntor. Det stora kapitalbehovet för att bygga en kärnkraftsreaktor exkluderar mindre bolag som inte klarar av så höga investeringar. Kärnreaktorer löper en betydande marknadsrisk på konkurrensutsatta elmarknader där elproduktion med låga marginalkostnader kan pressa priserna under lång tid.
- *Hantering av kärnavfall* – Inget land har än så länge ett fungerande system för slutförvar av använt bränsle.

En ytterligare aspekt är att projekt med lång livslängd är mer exponerade för politiska risker. Energimyndigheten menar att investeringar i kärnkraft kräver en långsiktighet och förutsägbarhet

⁴³ Ytterligare kostnadsökningar har tillkommit senare, se inledning i avsnitt 4

i politiken och breda överenskommelser som i Finland eller Frankrike. Men även om sådana finns kan oförutsägbara händelser framtvunga en ändring i politiken. Ett exempel som nämns är en snabb opinionsförändring orsakad av en större kärnkraftsolycka någonstans i världen.

I riksdagsbeslutet den 17 juni 2010 beslutades att ägare till kärnkraftsreaktorer ska bli obegränsat skadeståndsskyldiga vid kärnkraftsolyckor. Det medför att ett bolags alla tillgångar kan tas i anspråk om det skulle behövas. Bolagen ska vara skyldiga att ha en försäkring som täcker skadeståndsansvaret upp till cirka 12 miljarder kronor euro. Tidigare har detta skadeståndsansvar varit cirka tre miljarder kronor. Det kan dock konstateras att de faktiska ekonomiska konsekvenserna av en allvarlig olycka vida kan överstiga försäkringsbeloppet.

Naturskyddsföreningen har tidigare påpekat att det är allvarligt att kärnkraftverken inte behöver försäkra sig mot olyckor fullt ut och att subventioner är tillåtna om de kommer från andra länder än Sverige. Den svenska atomansvarighetslagen har ändrats så att reaktorägare vid skador ska säkerställa ersättning upp till 1 200 miljoner euro (cirka 12 miljarder kronor). Om denna ersättning inte räcker ska dock svenska staten, tillsammans med övriga stater som tillträtt Pariskonventionen, betala ersättning upp till 1 500 miljoner euro (cirka 15 miljarder kronor). Staten fortsätter alltså i den bemärkelsen att subventionera kärnkraften i Sverige. Om skadorna skulle överstiga 1 500 miljoner euro ska ersättning betalas av reaktorägare enligt det obegränsade ansvaret. Det finns dock ytterligare bristerna i försäkringssystemet som betyder att Vattenfall och E.ON skulle klara sig vid en olycka eftersom reaktorerna i Sverige formellt ägs av små dotterbolag. I Tyskland har Vattenfall AB, som ägarbolag, ett obegränsat ansvar för en kärnkraftsolycka men så är alltså inte fallet i Sverige. Enligt Naturskyddsföreningen uppfattades en full försäkringstäckning som omöjlig eftersom den skulle ge så höga försäkringskostnader att nya reaktorer inte skulle löna sig.⁴⁴

4.2 Econ Pöry

På uppdrag av Svenskt Näringsliv studerade konsultbolaget Econ Pöry 2008 kostnaderna för elproduktion i nya kärnkraftreaktorer. Resultaten presenterades i rapporten *Framtidens energilösningar: Effekter av energipolitiska vägval*.⁴⁵

I rapporten studeras två scenarier. Scenariot ”Öppenhet” är teknikneutralt och politikens huvudsakliga inriktning ligger på säker energiproduktion med en kostnadseffektiv hantering av klimatfrågan. Givet att säkerhetsmässiga och klimatomässiga krav kan uppfyllas, styrs utbyggnaden av ny elproduktion av marknadsvillkoren. I scenariot ”Begränsning” kvarstår principiella nej mot vissa produktionsslag, däribland kärnkraft och ytterligare fossil produktion.

Econ Pörys beräkningar av kostnader för ny kärnkraft baseras på följande antaganden:

- Omedelbar specifik investeringskostnad⁴⁶ på 2 000 €/kW eller 18 500 SEK/kW.⁴⁷ Antagandet uppges baseras på uppgifter från EDF:s pågående projekt i Flamanville där de uppskattade

⁴⁴ Debattartikel av Naturskyddsföreningen publicerad i Göteborgs-Posten debatt 2010-03-24, <http://www.naturskyddsforeningen.se/press/debattartiklar/?news=13842>

⁴⁵ Econ Pöry AB, *Framtidens energilösningar: Effekter av energipolitiska vägval*, september 2008

⁴⁶ Econ Pöry anger att den omedelbara investeringskostnaden motsvaras av det engelska uttrycket ”overnight investment cost” vilket kan översättas som investeringskostnaden om kraftverket hade byggts över natten. Eftersom räntekostnader tillkommer under byggtiden måste kostnadsberäkningen ta hänsyn till detta.

⁴⁷ Econ Pöry utgår från växelkursen år 2007 mellan Euro och SEK där 1 SEK=0.1081€ (1€ = 9,25 SEK)

investeringskostnaderna uppgår till 3,3 miljarder euro för en reaktor med en effekt på 1 650 MW.⁴⁸

- Räntekostnader under byggtiden: 4 960 SEK/kW. Detta baseras på en byggtid på 5,5 år och ett avkastningskrav på 8 procent.
- Totalt investeringsbelopp, inklusive räntekostnader: 23 460 SEK/kW.
- Ekonomisk livslängd: 40 år.
- Tillgänglighet: 90 procent. Detta ligger över den gällande tillgängligheten i svensk kärnkraft⁴⁹ men under tillgängligheten i äldre, finsk och amerikansk kärnkraft.

Baserat på förutsättningarna ovan, beräknas produktionskostnaden för ny kärnkraft uppgå till cirka 35 öre/kWh, fördelat enligt följande:

- Kapitalkostnad: 25 öre/kWh.
- Rörliga kostnader: 7,1 öre/kWh (inkluderar framtida kostnader för använt kärnbränsle samt Studsviksavgiften).
- Bränslekostnad: 3,0 öre/kWh (med hänsyn tagen till en elverkningsgrad på 37 procent).

Eftersom syftet med scenariobearbetningarna är att bedöma de samhällsekonomiska kostnaderna för ny kraftproduktion har inte effektskatten tagits med i beräkningarna. Effektskatten baseras på den termiska effekten och uppgår till 12 648 kronor per MW och månad. Om hänsyn tas till effektskatten skulle de totala produktionskostnaderna för ny kärnkraft enligt Econ Pöryry öka med cirka 5,5 öre/kWh, till närmare 41 öre/kWh.

Tabell 11. Sammanfattning av Econ Pöryrys bedömningar

Parameter	Angivet värde
Investeringskostnad, OSIK	18 500 SEK/kW
Investeringskostnad, inklusive räntekostnader	23 460 SEK/kW
Produktionskostnad	35 öre/kWh
Produktionskostnad, inkl effektskatt	41 öre/kWh

Det bör noteras att Econ Pöryrys investeringskostnad baseras på EDF:s uppgift om 2 000 €/kW, vilket räknats om med en växelkurs på 1 € = 9,25 SEK (2007). Den växelkurs som används i övriga delar av denna rapport är 1 € = 10,6 SEK (2009), vilket skulle ge en investeringskostnad på 21 200 SEK/kW.

Det bör också noteras att EDF:s kostnadsuppskattning senare har ökat från 2 000 €/kW till 2 434 €/kW, se avsnitt 4.3. Med den genomsnittliga växelkursen för 2009 (1 € = 10,6 SEK) ger det en investeringskostnad på 25 800 SEK/kW, dvs 40 procent högre än den antagna investeringskostnaden i Econ Pöryrys beräkning.

4.3 IEA – World Energy Outlook

Som nämnts i avsnitt 3.1.2 gör International Energy Agency (IEA) i sin årsrapport World Energy Outlook 2009 omfattande analyser av utvecklingen av världens energisystem.⁵⁰

⁴⁸ Se avsnitt 4.3, kostnadsuppskattningen för EDF:s project har senare ökat

⁴⁹ Mellan 2005 och 2007 var tillgängligheten i svenska kärnkraftverk 84 procent enligt Energimyndigheten

⁵⁰ International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009 (sid 267 ff)

I 450-scenariot beräknas investeringarna i kärnkraft under 2010-2030 uppgå till 1 300 miljarder dollar, motsvarande 16 procent av de totala investeringarna i elproduktion. Huvuddelen av investeringarna (850 miljarder dollar) antas ligga mellan 2021 och 2030. Detta beror dels på långa ledtider för kärnkraft, dels på att många befintliga reaktorer kommer att behöva ersättas under den perioden.

De ovan nämnda investeringarna i kärnkraft under 2010-2030 är nästan åtta gånger mer än den produktionskapacitet som för närvarande håller på att byggas. Det betyder att utbyggnaden kommer att behöva skalas upp betydligt under kommande år. Byggtiden för kärnkraft är minst 4-5 år och planeringen kan ta upp till tio år. De långa ledtiderna ökar kostnaderna och risken för investeringar. Smidigare och kortare planeringsprocesser är därför avgörande för att kärnkraften ska kunna byggas ut snabbare.

IEA anger att ny kärnkraft kan producera el till en kostnad av mellan 55 och 80 \$/MWh. IEA understryker dock att kärnkraft har mycket höga investeringskostnader, vilket gör det riskfyllt att investera i kärnkraft på konkurrensutsatta marknader. Regeringar kan behöva begränsa riskerna, särskilt i länder där kärnkraft inte byggts förut, eller på många år.

Globalt antas investeringskostnaden⁵¹ för kärnkraft ligga mellan 3 200 och 4 500 \$/kW för anläggningar som tas i drift mellan 2015 och 2030. Den övre delen av intervallet anges gälla i USA där kärnkraft inte byggts på många år (30 år). Kostnader för ny kärnkraft i USA anges vara mycket osäkra och aktuella kostnadsuppskattningar varierar mycket. För 2015 och 2020 antas 4 500 \$/kW gälla som genomsnitt, och till 2030 antas kostnaden ha minskat till 4 000 \$/kW.

Tabell 12. Sammanfattning av IEA:s bedömningar samt omräknat till svenska kronor (1 \$ = 7,6 SEK)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad, (overnight) 2015,2020	3 200 - 4 500 \$/kW	24 320 - 34 200 SEK/kW
Investeringskostnad, (overnight) 2030	3 200 - 4 000 \$/kW	24 320 - 30 400 SEK/kW
Produktionskostnad 2015, 2020	55 - 80 \$/MWh	42 - 61 öre/kWh

4.4 Citi Investment Research and Analysis

Citi Investment Research and Analysis presenterade i november 2009 rapporten ”New Nuclear – The Economics say no.”⁵² Citi’s studie granskar möjligheterna att med lönsamhet bygga ut kärnkraft och om det är möjligt att göra det utan statliga subventioner.

Rapportens slutsats är att utan någon form av statligt stöd kommer ny kärnkraft inte att byggas alls, eller byggas utan lönsamhet för investerarna. Det främsta skälet till att ny kärnkraft inte bedöms vara lönsam är den höga investeringskostnaden, som dessutom ofta underskattas. Citi räknar upp ett antal exempel, enligt nedan. Vi tolkar underlaget som att de två första fallen avser ”overnight costs” och de efterföljande två inkluderar räntekostnader under byggtiden. När det gäller det sista exemplet är det oklart vad som avses.

⁵¹ ”Overnight cost”, se fotnot 48

⁵² Citi Investment Research and Analysis, New Nuclear – The Economics say no, november 2009

- I slutet av 2008 ökade EDF sin kostnadsuppskattning för Flamanville 3 (Areva, EPR) till 4 miljarder euro (5,6 miljarder dollar), eller 2 434 €/kW (3 400 \$/kW). Uppgifterna bekräftades i mitten av 2009 när EDF redan spenderat 2 miljarder euro.
- I november 2008 uppdaterade Tennessee Valley Authority sina kostnadsuppskattningar för två reaktorer på totalt 2 234MW (Westinghouse, AP 1000), till mellan 2 516 och 4 649 \$/kW.
- Vid den pågående byggnaden i SanMen i Kina (Westinghouse, AP 1000), har den budgeterade kostnaden på 1 000 \$/kW överskridits kraftigt och väntas nu hamna på 3 500 \$/kW.
- Georgia Power meddelade i mitten av 2008 att två 1 100 MW reaktorer (Westinghouse, AP 1000), skulle kosta uppemot 14 miljarder dollar, beroende på finansieringsmöjligheter, vilket motsvarar 6 360 \$/kW.⁵³
- I juni 2009 uppskattade Nuclear Innovation North America, att kostnaden för två reaktorer på 1 350 MW vardera (GE, ABWR) i South Texas Project skulle bli omkring 10 miljarder dollar, motsvarande 3 700 dollar/kW.

Citi gör ett räkneexempel avseende konkurrenskraften för ny kärnkraft i två scenario. I det första scenariot antas en total investeringskostnad på 5 miljarder euro för 1 600 MW, motsvarande 3 125 €/kW, och en byggtid på 5 år. Elpriset skulle då enligt Citi behöva vara 65 €/MWh för att ge rimlig avkastning (100 bps över kapitalkostnaden), vilket beräknas innebära en produktionskostnad på 60 €/MWh.

I det andra scenariot antas kostnaderna öka med 20 procent (till 3 580 €/kW) och byggtiden förlängas med två år. Elpriset skulle då behöva vara 70 €/MWh för att ge motsvarande avkastning, vilket beräknas innebära en produktionskostnad på 65 €/MWh.

Tabell 13. Sammanfattning av uppgifter i Citi's rapport, samt omräkning till svenska kronor vid (1 \$ = 7,6 SEK, 1 € = 10,6 SEK)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad, inkl räntekostnader (intervall för givna exempel)	3 500 - 6 360 \$/kW	26 600 – 48 336 SEK/kW
Investeringskostnad, Citi scenario 1	3 125 €/kW	33 125 SEK/kW
Produktionskostnad, Citi scenario 1	60 €/MWh	64 öre/kWh
Investeringskostnad, Citi scenario 2	3 580 €/kW	37 948 SEK/kW
Produktionskostnad, Citi scenario 2	65 €/kW	69 öre/kWh

4.5 BMU – The World Nuclear Industry Status Report 2009

Det tyska miljödepartementet BMU⁵⁴ presenterade i augusti 2009 rapporten *The World Nuclear Industry Status Report 2009 – With Particular Emphasis on Economic Issues* som analyserar kärnkraftverk som är i drift, under konstruktion eller planerade över hela världen. En generell slutsats är att det är mycket svårt att bygga ny kärnkraft med lönsamhet.

⁵³ Se även Georgia Power's kärnkraftssida <http://www.southerncompany.com/nuclearenergy/costs.aspx>

⁵⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Rapporten ger en lång rad exempel på kostnader för ny kärnkraft:

- De ökade kostnaderna för Arevas EPR-reaktor i Flamanville ansluter till uppgifterna i Citi's rapport som beskrivits i avsnitt 4.3. När det gäller framtida kostnader för EPR-reaktorer anges att Areva i september 2008 uppskattar dessa till 4,5 miljarder euro, motsvarande 2 647 €/kW. I underlaget anges att det är oklart om det är "overnight costs" som avses.
- En rapport från amerikanska **Keystone Center**, "Nuclear Power Joint Fact-Finding" (2007) anges utgå från en (overnight) investeringskostnad på 2 950 dollar/kW. Den totala kostnaden, inklusive finansiering, antas i två olika fall hamna på 3 600 respektive 4 000 dollar/kW beroende på antaganden om avskrivningstid, ränta, byggtid etc. Grundkostnaden på 2 950 dollar/kW anges vara hämtade från kostnader för anläggningar i Japan (1994) och Sydkorea (2005).
- **MIT** presenterade 2003 en studie där man i grundfallet antar en (overnight) investeringskostnad på 2 000 dollar/kW. Kostnaden baseras inte på de senaste erfarenheterna från USA, eftersom dessa ansågs "otypiska" utan på uppskattningar från industrin och (liksom Keystone center) på uppgifter från Japan och Sydkorea. MIT-studien uppdaterades 2009, och enligt BMU har då den antagna investeringskostnaden fördubblats till 4 000 dollar/kW.
- Det internationella kreditvärderingsinstitutet **Moody's** gjorde i oktober 2007 bedömningen att ny kärnkraft skulle kosta mellan 5 000 och 6 000 \$/kW (overnight). Ett år senare, i oktober 2008, gjorde kreditvärderingsinstitutet **Standard & Poor's** bedömningen att ny kärnkraft skulle kosta mellan 5 000 och 8000 \$/kW, inklusive räntekostnader under byggnation och osäkerheter vad gäller inflation och andra fördyringar.
- Amerikanska energibolag har meddelat att de har för avsikt att bygga totalt 31 nya kärnkraftsreaktorer. I några fall anges antagna kostnader, och i samtliga dessa fall avses reaktorer av typen AP 1000 (när det gäller Vogtle inkluderas räntekostnader, i övriga fall avses "overnight costs") :
 - Bellefonte 3, 4 2 500-4 600 \$/kW
 - Lee 1, 2 4 900 \$/kW
 - Vogtle 3, 4 6 250 \$/kW
 - Summer 2, 3 4 400 \$/kW
 - Levy 1, 2 4 750 \$/kW
 - Turkey Point 6, 7 3 100-4 500 \$/kW

Tabell 14. Sammanfattning av uppgifter i BMU:s rapport samt omräkning till svenska kronor (1 \$ = 7,6 SEK)

Parameter	Angivet värde	Omräknat till svenska kronor
Investeringskostnad, inkl räntekostnader (intervall för givna exempel)	3 600 – 8 000 \$/kW	27 360 – 60 800 SEK/kW

4.5.1 Elforsk – El från nya anläggningar

Elforsk presenterade i december 2007 rapporten ”El från nya anläggningar 2007”⁵⁵, som beskrivits i avsnitt 3.1.3. I rapporten konstateras att många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ och att en datorbaserad modell tagits fram för att kunna variera styrande kostnadsparametrar. I rapporten redovisas resultatet från ett grundfall. I detta antas produktionskostnaden uppgå till 27 öre/kWh vid 6 procents ränta och 38 öre/kWh vid 12 procents ränta (utan skatter och avgifter inkluderade).

I beräkningsexemplet antas en investeringskostnad på 15 000 SEK/kW, vilket i sin tur baseras på uppgifter från de tre stora reaktortillverkarna General Electric, Westinghouse och Areva. Energimyndigheten konstaterar att dessa uppgifter i dagens läge kan ses som föråldrade, inte minst gäller det uppgifterna från Areva, vars reaktorbygge i Finland har blivit långt mycket dyrare än den ursprungliga kostnadsberäkningen. Uppgifter tyder på att den faktiska produktionskostnaden där kan ligga på 90 öre/kWh (se avsnitt 4.1 och inledning till avsnitt 4).

5 Energieffektivisering

Förnybart.nu har bedömt att det finns en mycket stor potential för lönsam energieffektivisering. Förnybart.nu har föreslagit som mål att Sveriges energianvändning i relation till BNP ska minska med 4,0 procent per år och att den slutliga energianvändningen ska minska med 20 procent till 2020, jämfört med 2008.⁵⁶

Energieffektivisering berörs endast översiktligt i denna sammanställning som främst fokuserar på kostnaderna för ny elproduktion. Den främsta anledningen till att frågan inkluderats är att energieffektivisering ofta får en undanskymd roll i diskussionen om det framtida energisystemet. En lång rad studier granskar elproduktionstekniker utifrån bland annat pris och miljöpåverkan. Men mer sällan diskuteras behovet av ny elproduktion utifrån perspektivet att effektiviseringspotentialen först bör tillvaratas. Energieffektivisering är generellt samhällsekonomiskt mycket lönsamt och många effektiviseringsåtgärder kan genomföras till ett lägre pris än vad ny elproduktion skulle kosta.

Energieffektivisering spelar också en avgörande roll när det gäller förutsättningarna för ny teknik och för förnybar energi. Detta kan exemplifieras med ett s.k. passivhus. I en byggnad med lågt energibehov kan lokalt producerad el, från exempelvis solceller, tillgodose en större del av, eller hela, elbehovet.

Energieffektivisering är dock inte en homogen företeelse som det går att beskriva en enhetlig kostnad för. Många åtgärder är lönsamma omedelbart, medan andra har en längre återbetalningstid. En åtgärds lönsamhet beror på vilka förutsättningar som gäller i det enskilda fallet. Exempelvis kan tilläggsisolering och fönsterbyte vara mycket lönsamt i samband med annan renovering, men betydligt mindre lönsamt som fristående åtgärd.

⁵⁵ Elforsk, El från nya anläggningar 2007, december 2007

⁵⁶ Vid den BNP-ökning som antas i Energimyndighetens Långsiktsprogno 2008 (ER 2009:14), 2,25 procent per år, leder en minskad energiintensitet på 4,0 procent per år till 2020 till en minskad energianvändning på 20 procent jämfört med 2008

5.1 Några exempel på lönsam energieffektivisering

Det finns en stor potential för effektivisering i samtliga samhällssektorer; industrin, transporterna, bostäder och i alla konsumtionsled. I det följande redovisas några exempel som visar på ekonomiska konsekvenser av energieffektivisering. Vid jämförelser med investeringar i ny elproduktion är det dock viktigt att skilja på effektivisering av *elanvändningen* och effektivisering av annan energianvändning (värme).

5.1.1 Program för energieffektivisering, PFE

I december 2009 redovisade Energimyndigheten resultat av den första programperioden för PFE, Program för energieffektivisering i energiintensiv industri.⁵⁷ De 97 företag som deltagit i PFE sedan starten 2004 hade då lämnat in sina slutredovisningar till Energimyndigheten.

Av redovisningen framgår att PFE har lett till en total eleffektivisering på 1,4 TWh genom en rad åtgärder samt förbättrade rutiner för energieffektiva inköp och projekteringar. Företagen har investerat 636 miljoner kronor i genomförda eleffektiviseringsåtgärder och åtgärderna beräknas ge besparingar på närmare 429 miljoner kronor per år. Den genomsnittliga återbetalningstiden för åtgärderna är 1,5 år.

Utöver ovanstående har företagen kunnat öka sin interna elproduktion genom olika typer av åtgärder för att till exempel frigöra ånga i processen eller effektivisera turbiner. Totalt producerar PFE-företagen 6 TWh el per år. Under PFE-programmet har man kunnat öka sin elproduktion med 0,77 TWh, vilket är en ökning med 15 procent.

5.1.2 Effektivisering i miljonprogrammet

I början av juni 2010 lanserade Energimyndigheten, Boverket och Naturvårdsverket kampanjen Renovera energismart. Utgångspunkten är att energismart renovering kan halvera energianvändningen i miljonprogrammets hus och det till rimliga kostnader.⁵⁸

Energimyndigheten konstaterar att hur mycket energi som går att spara vid en renovering beror på byggnadens skick, men också på hur mycket man satsar på energibesparande åtgärder. Tre nivåer på renoveringsåtgärder anges för att exemplifiera:

- Mini: Traditionell renovering där fokus ligger på att upprusta klimatskärmen, installationer och lägenheternas ytskikt så att byggnaden inte förfaller. Kan spara 10 – 15 procent.
- Mellan: Traditionell renovering kompletterat med åtgärder som ger relativt god energieffektivisering och lönsamhet. Det är tilläggsisolering av tak och installation av frånluftsventilation med värmepump. Kan spara 30 – 40 procent.

⁵⁷ Energimyndigheten, Resultat från PFEs första programperiod, 2009-12-02, <http://www.energimyndigheten.se/Global/Resultat%20fr%c3%a5n%20PFEs%20f%c3%b6rsta%20programperiod.pdf>

⁵⁸ Energimyndigheten, Det går att halvera energibehovet i miljonprogramshus, pressmeddelande 2010-06-02, <http://www.energimyndigheten.se/sv/Press/Pressmeddelanden/Det-gar-att-halvera-energibehovet-i-miljonprogramshus/>

- Stor: Utöver ovan nämnda åtgärder på byggnaden förses den med nya fönster, väggar på västfasaden och gavlarna tilläggsisolerar samt installeras individuell mätning av tappvarmvatten. Kan spara 50 – 60 procent.

När det gäller kostnaderna för effektivisering, vänder Energimyndigheten på resonemanget – ”Vad kostar det att inte renovera energismart?” Myndigheten konstaterar att det kan kosta mycket att *inte* energieffektivisera i samband med renovering, och skriver: ”Det kan kosta 2 675 kronor per kvadratmeter att inte genomföra en energibesparing på 50 %. I en byggnad på 2 500 kvm innebär det att en investering på 6,7 miljoner kronor i energieffektiveringsåtgärder kan göras för att uppnå besparingen. Utgångspunkten är att byggnaden hade en energianvändning på 220 kWh per kvm innan renoveringen, energipriset är 1 kr/kWh, energiprishöjning på 5% per år, livslängd 40 år och kalkylränta 8 %.”

5.1.3 Effektiviseringsutredningen

Energieffektiveringsutredningen⁵⁹ konstaterade att det finns ett betydande energieffektiveringsgap – det vill säga skillnaden mellan den lönsamma potentialen av energieffektiverande åtgärder och åtgärder som faktiskt genomförs. Exempelvis anges att i genomsnitt endast cirka 15 procent av de för fastighetsägarna lönsamma åtgärderna faktiskt genomförs. Liknande förhållanden gäller i industrin och i transportsektorn. Mot denna bakgrund, och med hänsyn till potentialen för lönsamma energieffektiveringar, anser utredningen att tidigare riktlinjer för utformning av styrmedel och formulering av mål för energieffektivering behöver revideras. ”För att faktiskt bli genomförda kan strategiska effektiviseringsåtgärder behöva ekonomisk stimulans även om de är privatekonomiskt lönsamma”, skriver utredningen.

Utredningen föreslår att stödet till energieffektiveringar i byggnader ska uppgå till 2 miljarder kronor per år under femårsperioden 2010–2014 (som ett alternativ presenterade utredningen en modell med ett nytt, tidsbegränsat system med skattereduktion för energieffektiverande investeringar i byggnader). Sammantaget skulle utredningens styrmedelsförslag kosta cirka 12 miljarder kronor, cirka 2,4 miljarder per år under perioden 2010-2014. Kostnaden skulle finansieras genom en höjning av produktionsskatterna för vattenkraft och kärnkraft. Det skulle ge cirka 1 miljard kronor om året, och det vore ett sätt att få energiföretagen att i direktivets anda aktivt medverka i finansieringen av arbetet med energieffektivering. Därutöver föreslog utredningen en höjning av energiskatterna för el och bränslen motsvarande 1 öre per kWh, vilket skulle resultera i ytterligare 1,5 miljarder kronor till statskassan. Totalt 2,5 miljarder kronor.

Resultatet av åtgärderna skulle, utöver energibesparingen, bli att slutanvändarnas årliga kostnader minskade med cirka 10–12 miljarder kronor. Ackumulerat över åtgärdernas livslängd bedöms slutanvändarnas energikostnader minska med minst 280 miljarder kronor. Utredningen konstaterar dessutom att samtliga åtgärder vore lönsamma för slutanvändarna att genomföra, möjligen med undantag för vissa strategiska investeringar i byggnader, som föreslås få statliga stöd.

⁵⁹ Näringsdepartementet, Vägen till ett energieffektivare Sverige, SOU2008:25

6 Referenser

I det följande listas huvudsakliga referenser i bokstavsordning, med länk till aktuell rapport på webben.

BMU, The World Nuclear Industry Status Report 2009 – With Particular Emphasis on Economic Issues, augusti 2009

http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt_statusbericht_atomindustrie_0908_en_bf.pdf

Citi Investment Research and Analysis, *New Nuclear – The Economics say no*, november 2009

<https://www.citigroupgeo.com/pdf/SEU27102.pdf>

Econ Pöry AB, *Framtidens energilösningar: Effekter av energipolitiska vägval*, september 2008

http://www.svensktnaringsliv.se/material/rapporter/framtidens-energilosningar-effekter-av-energipolitiska-vagval_55248.html

Elforsk, *El från nya anläggningar 2007*, december 2007

http://www.elforsk.se/varme/Slutrapport%202383%20Final%20rev_080114_inkl%20Bilagor.pdf

Energimyndigheten, *Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, Delredovisning 2. Uppdraget att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet*, ER 2009:35

http://webbshop.cm.se/System/ViewResource.aspx?p=Energimyndigheten&rl=default:/Resources/Permanent/StorageItem/ae1ff4b885484a61ae4656ba0f7e8331/ER2009_35W.pdf

Energimyndigheten, *Kärnkraften nu och i framtiden - I Sverige och resten av världen. En del i Energimyndighetens omvärldsanalys*, ER 2010:21

<http://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Karnkraft.pdf>

Energimyndigheten, *Resultat från PFEs första programperiod*, december 2009

<http://www.energimyndigheten.se/Global/Resultat%20fr%20a5n%20PFEs%20f%20b6rsta%20programperiod.pdf>

EWEA (European Wind Energy Association), *The Economics of Wind Energy*, mars 2009

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf

Förnybart.nu, *Förnybar energi och energieffektivisering - Potential för 2020*, juni 2009

<http://www.fornybart.nu/rapporter.html>

Förnybart.nu, *Förnybar energi kan ge 60 000 jobb!*, november 2009

<http://www.fornybart.nu/download.asp?id=E3FCDA60DFA6B5508C1F0CBF2759B390&NAME=Fornybar%5Fenergi%5Fger%5F60000jobb.pdf>

International Energy Agency (IEA), *Technology Roadmap – Solar photovoltaic energy*, maj 2010

http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf

International Energy Agency (IEA), *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*, maj 2010

http://www.ica.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf

International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2009*, november 2009

<http://www.worldenergyoutlook.org/>

Näringsdepartementet, *Ett energieffektivare Sverige*, delbetänkande av

Energieffektiviseringsutredningen, SOU 2008:25

<http://www.regeringen.se/sb/d/9991/a/100176>