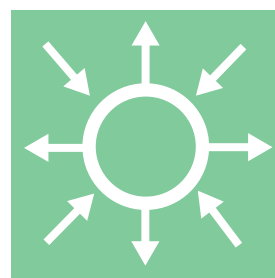
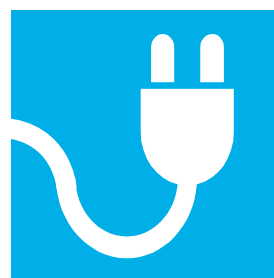
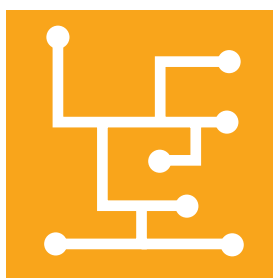
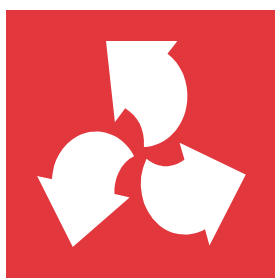


El från nya anläggningar 2007

Elforsk rapport 07:50



ELFORSK

El från nya anläggningar - 2007

Jämförelse mellan olika tekniker för
elgenerering med avseende på kostnader och
utvecklingstendenser

Helen Hansson
Stig-Erik Larsson
Olle Nyström
Fredrik Olsson
Bengt Ridell

Elforsk rapport nr
07:50

Förord

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar (Elforsk rapport 03:14) från juni 2003. Avsikten är att en uppdaterad rapportversion skall utkomma vart 3-4 år även fortsättningsvis inom projektet.

Det övergripande syftet är baserat på att det för planering och bedömning av FoU-insatser avseende nya anläggningar för elproduktion, finns behov att kostnadsmässigt kunna jämföra olika alternativ och att få en uppfattning om de olika teknikernas utvecklingstendenser.

Många faktorer påverkar kostnaderna för att producera el med olika alternativ. Vissa faktorer förändras ofta eller är föremål för olika värdering av skilda aktörer. För att göra jämförelserna mer överskådliga och för att lätt kunna variera styrande kostnadsparametrar har en användarvänlig datorbaserad modell för beräkning och redovisning av elproduktionskostnader tagits fram och som kan hämtas från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varm-nyanl.html>.

Arbetet har utförts av Helen Hansson, Stig-Erik Larsson, Olle Nyström, Fredrik Olsson samt Bengt Ridell samtliga Grontmij AB, på uppdrag av Elforsk. Projektet har finansierats av följande företag och organisationer: Energimyndigheten, E.ON Sverige, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstads Energi, Lunds Energi, Mälarenergi, Skellefteå Kraft, Tekniska Verken i Linköping, Vattenfall och Öresundskraft.

Projektet har följts av en referensgrupp med följande deltagare: Lars Wrangensten Elforsk, Göran Lagerstedt Svensk Energi, Matthias Rapp VIP, Carl-Gunnar Holm E.ON, Kenneth Averstad Vattenfall, Farnosh Dalili Energimyndigheten, Anders Björck Energimyndigheten, Anders Eriksson Mälarenergi och Mile Elez Tekniska Verken Linköping.

För slutgranskning av rapporten har Per-Axel Nilsson, Vattenfall Power Consultant AB svarat.

Stockholm december 2007

Lars Wrangensten
Elforsk AB
Programområde Värmekraft och ny elproduktionsteknik

Sammanfattning

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar (Elforsk rapport 03:14) från juni 2003.

Dagens teknikalternativ

Denna rapport beskriver dagens kommersiella tekniker utifrån principiell uppbyggnad, prestanda och ekonomi. I gruppen kommersiella teknikalternativ har följande tekniker behandlats:

- Biobränslebaserad kraftvärme
- Avfallsbaserad kraftvärme
- Kolbaserad kondenskraft
- Kärnkraft
- Naturgasbaserad kraftvärme (gasturbinprocesser, motorer)
- Naturgasbaserad kondenskraft
- Vindkraft
- Vattenkraft

Förutsättningar för teknikutveckling

Utvecklingen av befintliga och nya tekniker för elproduktion styrs av ekonomiska faktorer. Detta innebär att det måste finnas en marknadspotential och att tekniken måste kunna bli konkurrenskraftig på den aktuella marknaden. Konkurrenskraften påverkas även av flera andra faktorer, såsom utveckling av elpriser, bränslepriser, skatter, bidrag samt möjlighet att erhålla erforderliga tillstånd. Faktorer av stor betydelse är:

- Harmonisering med EU:s energipolitik och regelsystem.
- Kärnkraftens utnyttjande.
- Tillgång på elkraft
- Åtaganden avseende CO₂-tak och CO₂-reduktion
- Elmarknadens fortsatta utveckling

Vidareutveckling av dagens teknikalternativ

Sannolik utveckling av dagens kommersiella tekniker redovisas utifrån tillgänglig information. Utvecklingen kännetecknas av följande:

Biobränslebaserad kraftvärme

Material- och systemutveckling behövs för att i första hand undvika korrosion i överhettare och i andra hand åstadkomma högre ångdata och elverkningsgrader. Tidigare utvecklade CFB-koncept med ”skyddade” överhettare ser ut att ha etablerats på marknaden. Med höjda elpriser och införande av elcertifikat samt ökande intresse för kraftvärmeproduktion förefaller elverkningsgrad kunna bli viktigare än totalverkningsgrad framgent. Fortsatt fokus förväntas på miljöprestanda och restprodukter.

Avfallsbaserad kraftvärme

Fortsatt höga krav förväntas i fråga om emissioner och restprodukter. Deponeringsskatt och deponeringsförbud gällande brännbart avfall har ökat intresset för sortering, återanvändning och destruktion, vilket också har påverkat och även fortsättningsvis kommer att påverka avfallens förbränningsegenskaper, huvudsakligen i positiv riktning. Fortsatt forskning jämte system- process- och materialutveckling under senare år har förbättrat möjligheten att möta höga krav vad gäller miljö, teknik och drift. Utvecklig av material och system för att bemästra korrosion i eldstad och på överhettare fortsätter.

Kolbaserad kraftproduktion

Kravet på CO₂-reduktion samt konkurrens från naturgasbaserade anläggningar fortsätter sannolikt att pressa upp ångdata för stora kolbaserade kondensanläggningar. Ytterligare höjning av ångdata till 330 bar och 630°C förväntas för pulvereldade pannor, vilket innebär att verkningsgrader över 50% kan uppnås med nya material. Nästa utvecklingssteg för att med nickelbaserade superlegeringar nå verkningsgrader upp mot 55% har inletts. Fokus förväntas på vidareutveckling av material (utan krav på värmebehandling efter svetsning), systemutveckling och tubutformning.

Stor uppmärksamhet kommer att riktas mot kolbaserad kraftproduktion kombinerad med aktiv CO₂-avskiljning med så kallad CC (Carbon Capture)-teknik och vidare kombinerad för transport och lagring av avskild CO₂ med så kallad CCS (Carbon Capture Storage)-teknik. Utvecklingen bygger på delvis känd teknik och system som bl.a. utnyttjas i samband med gas- och oljeutvinning.

Naturgasbaserad kraftproduktion

Nya stora och medelstora anläggningar baseras sannolikt till stor del på processer med gasturbiner framöver. Under den senaste 10-årsperioden har verkningsgraden pressats uppåt och investeringskostnaden nedåt. För stora kombianläggningar och kondensdrift är redan verkningsgrader på runt 60% inom räckhåll. Denna teknisknivå kommer att både verifieras och stadfästas under perioden. För mindre gasturbiner kan rekuperatorer höja verkningsgraden, speciellt i kombination med mellankylning i kompressorn. Viktiga utvecklingsområden är material, kylsdesign, skyddsbeläggningar (coatings) och underhåll för heta delar.

I likhet med utveckling av CC och CCS teknik för kolbaserad kondenskraft pågår en liknande utveckling för naturgasbaserade cykler, till synes inte lika intensiv dock. Några skäl kan vara att kostnaden per avskild mängd CO₂ är 2-3 ggr så hög för en gaskombi jämfört med en kolkondensanläggning och att dagens gaskombianläggningar utnyttjar bränslet effektivare, dvs. arbetar med höga verkningsgrader. Koldioxidavskiljning applicerad på naturgaskombianläggningar har inte inkluderats i beräkning av elproduktionskostnaden. Enligt litteraturuppgifter ligger elproduktionskostnaden dock i paritet med eller något lägre jämfört med kolkondenskraftverk med CCS-teknik.

Vindkraft

Utvecklingen har tidigare gått mot allt större verk, speciellt för havsbasering. Drivkrafterna är flera, bland annat bättre utnyttjande av goda vindlägen, som utgör en begräns-

ning för etableringen av ny vindkraft, mindre visuell störning av färre stora verk och lägre elproduktionskostnad. Under senare år förefaller emellertid en viss uppbromsning i denna utveckling ha inträtt, inte minst på grund av tekniska och driftekonomiska skäl. Vi kommer troligen att få se färre och större leverantörer under kommande år, liknande den utveckling som förevarit bland pann- och turbintillverkare. Vi tror även att vi kommer att se nya leverantörer av både vindkraftverk och komponenter från Asien.

Vattenkraft

I dag och i ett längre perspektiv beror möjligheterna att utnyttja vattenkraft i allt större utsträckning på vilken miljöpåverkan en utbyggnad leder till och hur den bedöms. I dagsläget är den övervägande delen av utbyggnadsbara lägen skyddade enligt miljöbalken med geografiska särbestämmelser.

Kärnkraft

Omfattande utvecklingsarbete i befintliga reaktorer planeras i perioden 2004 till 2012. Arbetet omfattar effekthöjningar, förbättringar i tillgänglighet, livstidsförlängningar till 60 år samt implementering av moderna säkerhetskrav. Studier har visat att 60 års drifttid också är möjligt för svenska reaktorer. De flesta reaktorer som nu byggs i världen, bl.a. Olkiluoto III i Finland 1600 MW av EPR-typ (European Pressurized Reactor), är av Generation-III. Nästa utvecklingssteg tas med reaktorer av typ Generation-III+ som utmärks av passiva säkerhetssystem utan pumpar eller andra roterande maskiner för att förstärka säkerheten.

Ny teknik

Det finns en lång rad ”nya” omvandlingstekniker omgärdade av aktiviteter i form av studier, forskning, utveckling och demonstration. Utgångspunkten för denna rapport har varit att i samråd med referensgruppen välja ut och presentera tekniker som anses kunna kommersialiseras under perioden fram till 2020. Dessa tekniker går igenom i rapporten. Mot bakgrund av den stora osäkerheten förknippad med att försöka uppskatta investeringar långt fram i tiden, vilket på ett slående sätt illustrerats i de oväntat kraftiga och i allt väsentligt oförutsägbara prishöjningar vi sett de senaste åren på etablerad teknik, har det emellertid bedömts mindre meningsfullt att genomföra beräkningar och redovisa elproduktionskostnaden för dessa i denna upplaga av El från nya anläggningar.

Avgörande faktorer för teknikers möjlighet att nå en framtida kommersiell status är:

- Status idag
- Möjlighet att vara kommersiellt tillgänglig 2020
- Konkurrenskraft i jämförelse med andra tekniker
- Marknad i Sverige 2020

Med begreppet ”kommersiellt tillgänglig” avses teknik där leverantören kan lämna kommersiella garantier för prestanda och funktion (inklusive tillgänglighet) med acceptans av marknaden. För att en teknik ska anses kunna vara kommersiellt tillgänglig år 2020 bör den innan dess ha demonstrerats i full skala. Detta kan sannolikt inte ske utan att goda möjligheter att kunna konkurrera med andra tekniker avsedda för samma bräns-

le och för samma applikationer föreligger. De utvecklande företagen måste också under överskådlig tid kunna se en tydlig, i regel en internationell, marknad.

Bland nedan redovisade tekniker finns några ”långliggare” som har haft svårt att övertyga både tekniskt och ekonomiskt. Eftersom utveckling många gånger sker språngvis torde flertalet av uppräknade tekniker dock ha en potential att kunna utvecklas mot kommersiella genombrott under perioden fram till 2020.

Grupp 1 – Teknik för större anläggningar

- Termisk förgasning kopplad till kombicykel (IGCC) för kol, speciellt i kombination med CO₂-avskiljning (CCS)
- Anläggningar för kol och naturgas med koldioxidavskiljning (CCS)
- Våta gasturbincykler

Grupp 2 – Teknik för småskaliga anläggningar

- Bränsleceller
- Solceller
- Vågkraft
- Stirlingmotor
- Övrig småskalig teknik baserad på förbränning

I ett längre perspektiv kan andra processer bli aktuella, till exempel vätgasbaserade system, ny förgasningsteknik samt nya gasturbinprocesser som t.ex. kemiskt rekuperativa gasturbincykler.

Det är viktigt att framhålla att de tekniker som sorterats bort mycket väl kan bli intressanta i speciella applikationer och processer.

Utvecklingsbehov för ny teknik

Teknikutveckling styrs normalt av ekonomiska faktorer. Effektivitet, miljöfördelar, god ekonomi är avgörande för konkurrenskraft.

För utveckling av nya tekniker är det naturligtvis avgörande att det finns aktörer med tillräcklig uthållighet vad gäller tid och ekonomi. Dessa aktörer är i synnerhet:

- Teknikutvecklande företag / tillverkare
- Energiföretag, kunder
- Myndigheter, EU
- Högskolor

På en avreglerad elmarknad, då osäkerheterna ökar och marginalerna minskar, finns en tydlig tendens mot lägre riskbenägenhet och minskad långsiktighet. Detta innebär att stöd från myndigheter/EU kan få större vikt för att driva på utvecklingen av ny teknik.

Även med tillräckliga drivande krafter under den kommande 10-årsperioden återstår en hel del utveckling, tester och demonstration för flertalet av de nya teknikerna. En stor del av denna utveckling sker internationellt, medan en del kan och bör göras i Sverige.

Utveckling av nya eller nygamla tekniker kan via fordonsapplikationer komma att påverkas i positiv riktning genom introduktion av ”nya” drivmedel som biogas, etanol, RME, DME, vätgas, osv.

Våta gasturbincykler

Olika typer av våta gasturbiner har kommit olika långt. Ånginsprutade gasturbiner (STIG) erbjuds idag på marknaden. Evaporativa gasturbiner är inte lika långt framme. Tekniken utgör en stark konkurrent till naturgasbaserade kombianläggningar, andra gasturbinprocesser samt motorer.

IGCC för kol

Internationellt drivs stora utvecklingsprogram för kolförgasning. Raffinaderier är en viktig nisch idag och möjligheter till CO₂-avskiljning kan gynna tekniken på sikt. Den är dock sannolikt inte aktuell för den svenska marknaden inom aktuell period.

Polymer bränslecell, PEFC och HT-PEFC

Huvudsaklig utveckling sker i Kanada, Tyskland, USA och Japan. Möjligheten att utnyttja dessa bränsleceller i traktionära tillämpningar (hybridfordon) har varit en starkt drivande faktor för utvecklingen. Intresset i Sverige knyts till anpassning av tekniken för småskalig kraftvärme. Företrädesvis gäller detta HT-PEFC som arbetar vid högre temperaturer lämpliga för kraftvärme. Denna celltyp är inte heller så känslig för föroreningar i vätgasen som PEFC.

Högtemperaturbränsleceller, SOFC och MCFC

Högtemperaturbränslecellernas stora fördelar utgående från ett svenskt perspektiv är att de kan använda förnybara biobaserade bränslen, som totalt sett ger högre verkningsgrad än konkurrerande tekniker i storlekar upp till flera MW. De är utmanare till naturgasdrivna gasturbinprocesser och gasmotorer. Utvecklingsinsatser i ett något längre perspektiv kan inbegripa SOFC integrering med gasturbinprocesser samt kraftvärmeanpassningar för att uppnå än högre verkningsgrader. MCFC tekniken har visat sig vara framgångsrik i demonstrationsanläggningar, företrädesvis för kraftvärmeproduktion. Mer än 35 anläggningar i storlekar från 250 kWe upp till MW-klassen finns i drift. Bland användarna återfinns sjukhus, bryggerier, militäranläggningar, hotell, kontor m.fl.

Solceller

I dagsläget är solcellstekniken för dyr för konventionell kraftproduktion, men den har funnit en nisch och är en etablerad teknik för elproduktion på platser där det är för dyrt att ansluta till elnät. Reduktion av kostnader, som eventuellt kan uppnås genom utveckling av tunnfilmssolceller, är därför ett prioriterat område.

Vågkraft

Mindre vågkraftverk utnyttjas idag som t.ex. lysbojar. I större skala pågår en del demonstrationsprojekt. En betydande satsning på svenska västkusten (Lysekil) med den på Uppsala universitet (M. Leijon) utvecklade boj- och linjärgeneratortekniken stöds av Energimyndigheten, Vattenfall m.fl. intressenter. Internationellt har nyligen beslutats om byggande av världens största vågkraftspark utanför Wales kust. I ett första demonstrationsskede ska den danskutvecklade Wave Dragon-tekniken anpassas för en effekt på 7 MW. Den planeras att senare byggas ut till 70 MW.

Stirlingmotor

Utveckling av olika koncept sker på flera håll i världen. Det svenska intresset, idag något nedtonat, har varit knutet till koncept för biobränslebaserad småskalig kraftvärmeproduktion.

Övrig småskalig förbränning inkl ORC

Under senare år har småskalig kraftvärmeteknik utvecklats för att utnyttja mindre värmeunderlag i företrädesvis befintliga system baserade på hetvattenproduktion. Tekniker eller koncept för ångproduktion via direkt metod genom flashning eller indirekt metod via mellanliggande hetoljesystem har utvecklats. Målsättningen är att utnyttja en befintlig anläggning så långt som möjligt, vilket nämnda tekniker eller koncept delar med ORC-cykeln som under senare år funnit en marknad i Europa, speciellt i länder där gynnsamma s.k. "feed-in" tariffer tillämpas.

Elproduktionskostnad

Förutsättningar

Beräkning av elproduktionskostnad har gjorts med hjälp av en utvecklad beräkningsmodell för ett antal anläggningar som representerar dagens kommersiella teknik.

Tabell 0.1 Anläggningar som representerar storskalig kommersiella teknik

ANLÄGGNING	EFFEKT [MW _{el}]	BRÄNSLE	BETECKNING
Kolkondens	400	Kol	KK400
Kolkondens m. CO ₂ -avsk.	400	Kol	KK400CCS
Kärnkraft	1600	Kärnbränsle	KÄK1600
Gaskombikondens	400	Naturgas	GKK400
Gaskombikraftvärme	150	Naturgas	GKKVV150
Gaskombikraftvärme	40	Naturgas	GKKVV40
Biobränslekraftvärme	80	Biobränsle	BKVV80
Biobränslekraftvärme	30	Biobränsle	BKVV30
Biobränslekraftvärme	10	Biobränsle	BKVV10
Avfallskraftvärme	30	Avfall	AKVV30
Avfallskraftvärme	3	Avfall	AKVV3
Vindkraft, land	4,25	---	VI4,25L
Vindkraft, land	40	---	VI40L

Vindkraft, hav	150	---	VI150H
Vindkraft, hav	750	---	VI750H
Vattenkraft	90	---	VA

Tabell 0.2 Anläggningar som representerar småskaliga kommersiella teknik

ANLÄGGNING	ELEFFEKT [MW]	BRÄNSLE	BETECKNING
Gasmotor	1	Naturgas	GM1
Gasturbin	1	Naturgas	GT1
Gasmotor	0,1	Naturgas	GM01
Gasturbin	0,1	Naturgas	GT01

Kostnadsberäkningarna är gjorda med specifika indata för respektive anläggning samt med generella förutsättningar enligt nedan.

Bränslepriser

För beräkningarna har följande bränslepriser använts. Priserna är angivna fritt anläggning exklusive skatter och moms:

- Biobränsle: 170 kr/MWh (skogsrester)
- Biobränsle: 280 kr/MWh (pellets)
- Torv: 120 kr/MWh (avser frästörv, stycketörv ca 140 kr/MWh)
- Avfall: -150 kr/MWh (motsvarar en intäkt för mottaget avfall på ca 450 kr/ton)
- Kol: 75 kr/MWh
- Naturgas > 50MW_{br}: 160 kr/MWh (kondens)
- Naturgas > 50MW_{br}: 190 kr/MWh (kraftvärme)
- Naturgas < 50 MW_{br}: 210 kr/MWh (kraftvärme)

Torv utnyttjas inte i beräkningarna, men bedöms som ett intressant alternativ (har funnits med i de tidigare versionerna av rapporten). Prisbilden påverkas för närvarande (hösten 2007) av ökade priser på utsläppsrätter, vilket har vägts in här.

Ränta och avskrivningstid

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts med och utan skatter, avgifter och bidrag enligt annuitetsmetoden med 6 och 12 % real kalkylränta och generellt 20 års avskrivningstid.

För de mindre anläggningarna, ≤ 1 MW_{el} har en avskrivningstid på 15 år och för kärn- och vattenkraft en avskrivningstid på 40 år använts.

Utnyttjningstid

Utnyttjningstid definieras här som planerad årsproduktion dividerad med märkeffekt, dvs. ekvivalent fullasttid, vid 100 % tillgänglighet. Följande utnyttjningstider i timmar/år har använts i beräkningarna:

• Kondensanläggningar (fossilt)	6 000
• Kärnkraftanläggningar	8 000
• Kraftvärmeanläggningar	4 500
• Avfallsförbränning	6 500
• Vindkraftanläggning, hav större	3 500
• Vindkraftanläggning, hav mindre	3 200
• Vindkraftanläggning, land, större	2 900
• Vindkraftanläggning, land, mindre	2 150
• Vattenkraft	4 000

Skatter, avgifter och bidrag

Beräkningar har gjorts för tre fall; ett fall utan och två fall med skatter, avgifter och bidrag. De senare har baserats dels på regeringens budgetproposition 2007/08:1 med förslag om förändrad beskattning från 1 juli 2008 och dels (i samma proposition) förslag om ny kraftvärmebeskattning från 1 januari 2010. Vid beräkning med skatter, avgifter och bidrag ingår:

- Energiskatt
- Koldioxidskatt
- Svavelskatt
- Effektskatt kärnkraft
- Fastighetskatt (differens) för vattenkraft jfrt. med andra kraftslag
- NO_x-avgift (nettoeffekt)
- Elcertifikat
- Utsläppsrätter för CO₂

En beräkning utan skatter, avgifter och bidrag är rensad från ovanstående parametrar.

Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där både el och värme produceras, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde. För samtliga anläggningar, utom de små kraftvärmeanläggningarna ≤ 1 MW, är värmekrediteringen 18 öre/kWh_{värme}, vilket motsvarar den rörliga kostnaden för värmeproduktion i en biobränsleeldad hetvattencentral utrustad med rökgaskondensering. Då biobränsle inte beläggs med skatter behövs endast en nivå oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej.

Beroende på det aktuella verkliga systemet som en beräkning görs för, kan värmekrediteringen även bestå av en fast del (effektkreditering). Detta betyder att det krävs kompletterande kapacitet för värmeproduktion i det aktuella systemet om inte kraftvär-

meverket byggs. Då ska investeringen för kraftvärmeverket reduceras (fast kreditering) med investeringen samt med den fasta drift- och underhållskostnaden för en hetvattencentral med samma värmeeffekt.

Följande förslag till fast kreditering enligt ovan är angivet i beräkningsmodellen:

Tabell 0.3 Förslag fast värmekreditering

Värmeeffekt [MW]	Fast kreditering [kr/kW,år]
100	460
50	530
10	620

Även beträffande anläggningarna ≤ 1 MW antas alternativet utgöras av bibränsleeldade hetvattencentraler, men i denna storleksklass baserade på pellets. För denna produktion sätts den rörliga kostnaden (rörlig kreditering) till ca 30 öre/kWh_{värme}, även i detta fall oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej. Den fasta krediteringen uppgår till ca 360 kr/kW,år.

Beräkningsmodellen

Följande kostnader beaktas i beräkningarna:

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till eventuellt investeringsbidrag
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inklusive deponikostnad och netto NO_x-avgift
- Skatter, se nedan
- Utsläppsrätter för CO₂
- Bränsle
- Nuvärdesberäknad framtida reinvesteringsskostnad
- Lokaliseringsspecifika kostnader

För att likställa anläggningarna har DoU_{rörlig} för vindkraften reducerats med de i denna post vanligen ingående kostnaderna för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen knutna bl.a. till den lokala stamnätsavgiften.

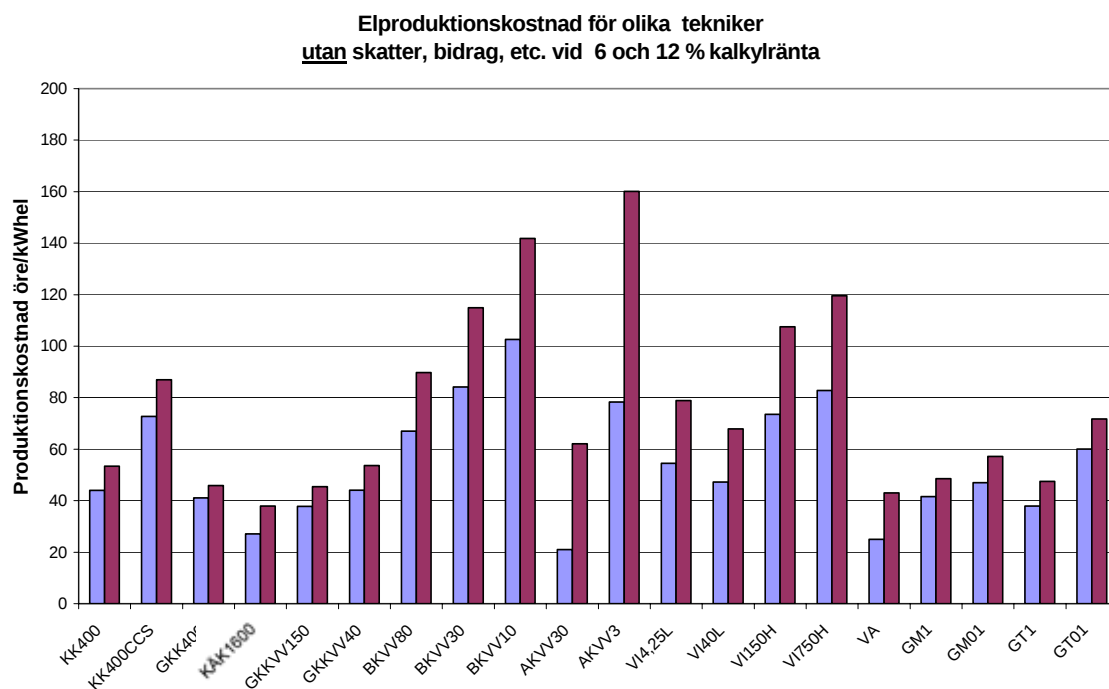
Följande intäkter beaktas i beräkningarna:

- Fast värmekreditering
- Rörlig värmekreditering
- Nuvärdesberäknat värde på elcertifikat

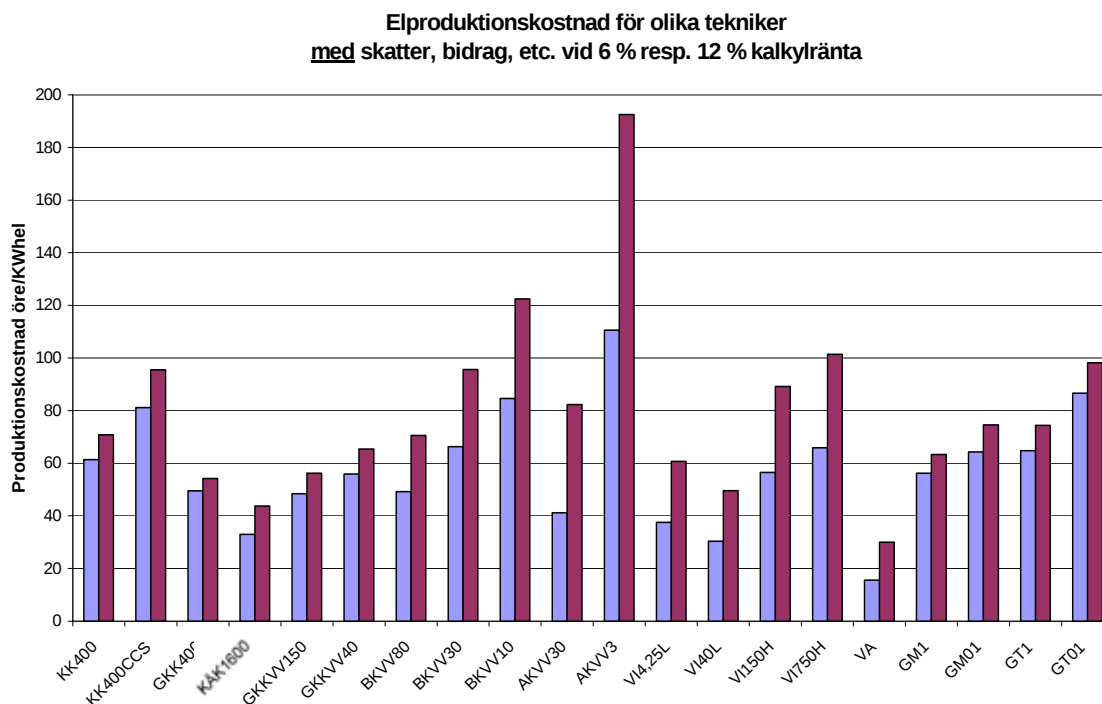
För att modellen ska vara hanterbar har vissa förenklingar av beräkningarna gjorts. Dessa har sammanställts i rapporten.

Kostnadsberäkningar – dagens teknik

Beräkningar har gjorts av elproduktionskostnaden för samtliga anläggningsalternativ med och utan skatter etc. samt enligt de förutsättningar som angivits ovan. Beräkningarna med skatter har baserats på de skattenivåer som i prop. 2007/08:1 föreslagits gälla från 1 juli 2008, med bl.a. nedsättning av koldioxidskatten från dagens 79 % till 85% av den fulla koldioxidskatten.

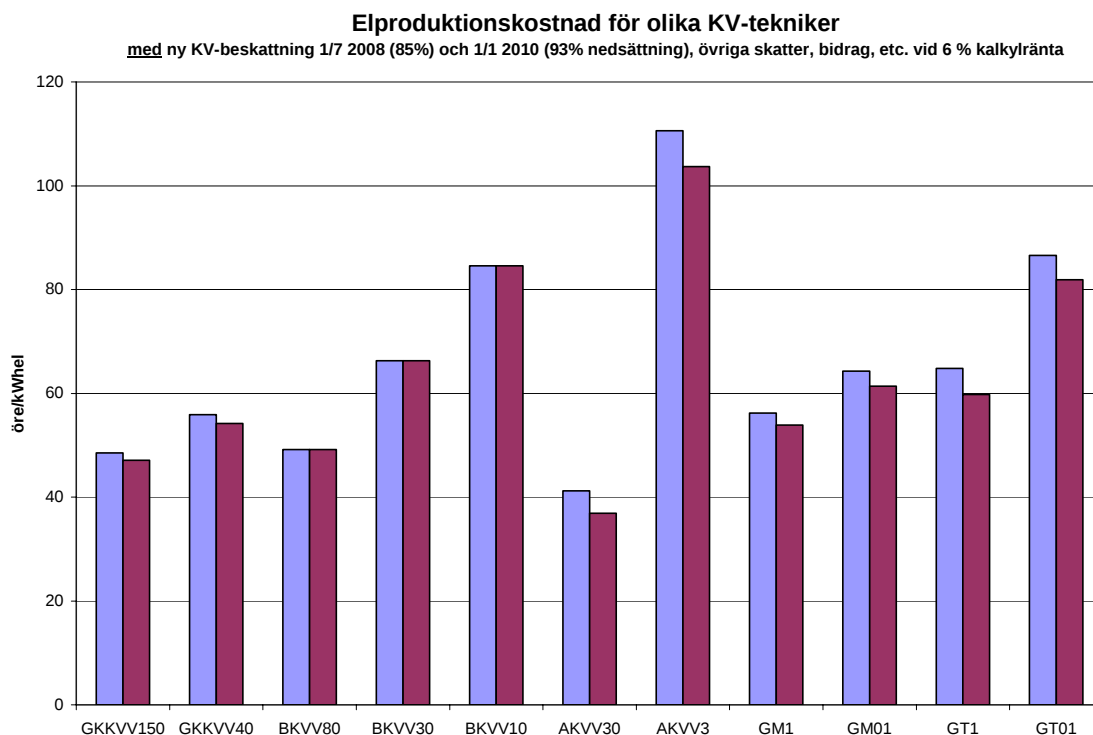


Figur 0.1 Elproduktionskostnad för dagens teknik utan skatter, bidrag etc. vid 6 och 12 % ränta med rörlig värmekreditering ca 18 öre/kWh värme utom för anläggningarna ≤ 1 MW som åsatts ca 30 öre/kWh värme



Figur 0.2 Elproduktionskostnad för dagens teknik med skatter, bidrag etc. gällande från 1 januari 2008 (enl. prop. 2007/08:1) vid 6 och 12 % ränta med rörlig värmekreditering ca 18 öre/kWhvärme utom för anläggningarna ≤ 1 MW som åsatts ca 30 öre/kWhvärme

I budgetproposition 2007/08:1 har också förslagits ytterligare nedsättning av koldioxidskatten till 93% av den fulla koldioxidskatten gällande från 1 januari 2010. En jämförelse av elproduktionskostnaden för kraftvärmealternativen baserat på de två föreslagna skattenivåerna utfaller enligt nedanstående figur.



Figur 0.3 Jämförelse av elproduktionskostnad vid 6% kalkylränta inklusive övriga skatter, bidrag etc. för dagens kraftvärmealternativ med beskattnings enl. prop. 2007/08:1 gällande från 1/7 2008 respektive 1/1 2010 med 85% respektive 93% nedsättning av koldioxidskatten. Rörlig värmekreditering ca 18 öre/kWhvärme utom för anläggningarna ≤ 1 MW som åsatts ca 30 öre/kWhvärme

Kommentarer till beräkningsresultaten

Beräkning utan skatter, avgifter och bidrag

Avfallskraftvärme står i viss särklass följd av vattenkraft och kärnkraft vid den låga räntenivån. Med den högre räntan ökar elproduktionskostnaden påtagligt för avfalls- och biokraftvärme samt vindkraft pga. höga specifika investeringsnivåer.

Vid den låga räntenivån erhålls den dyraste produktionen med den mindre biokraftvärmeanläggningen och strax därunder den mindre avfallskraftvärmen samt de havsbaserade vindkraftanläggningarna. Högre ränta gör återigen att avfallskraftvärme och speciellt den mindre anläggningen får högre produktionskostnad. De havsbaserade vindkraftparterna hamnar också högt. Här kan återigen tilläggas, gällande speciellt den större av dessa, att den är medtagen som en tillgänglig och kommersiell teknik trots att den fortfarande är relativt outvecklad med ett begränsat antalet parker byggda. I beräkningarna är tillgänglighet och DoU konservativt satta. Det finns indikationer om att anläggningar som går bra kan uppvisa lägre elproduktionskostnader än de här beräknade. När tekni-

ken för storskalig havsbaserad vindkraft har mognat förväntas investerings- och DoU-kostnaden sjunka samt tillgängligheten öka relativt de data som använts i denna rapport.

Noterbart är att de landbaserade vindkraftalternativen ger storleksordningen 20-30 öre/kWh lägre produktionskostnad jämfört med de havsbaserade.

I mellanskiktet återfinns övrig biokraftvärme, gaskombi, såväl i kondens som kraftvärmeutförande, tillsammans med kolkraftverket och de övriga små naturgasbaserade processerna. Hög värmekreditering i kombination med stor värmeproduktion (låg alfa-värde) är av stor betydelse.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag

Den totala bilden är väsentligen densamma men med skillnaden att vattenkraft nu uppvisar den lägsta produktionskostnaden och att även biokraftvärme och vindkraft uppvisar lägre produktionskostnad jämfört med fallet utan skatt, bidrag etc. Skillnaden utgörs av intäkten kopplad till det framräknade nuvärdet av elcertifikaten under de 15 år som de kan utnyttjas enligt nuvarande regelverk. De små naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna har fått vidkännas högre kostnader pga. av utsläppsrätter och koldioxidskatt, som får ett större genomslag på dessa anläggningar på grund av en proportionellt låg elproduktion (låg alfa-värde jämfört med de storskaliga naturgasbaserade anläggningarna).

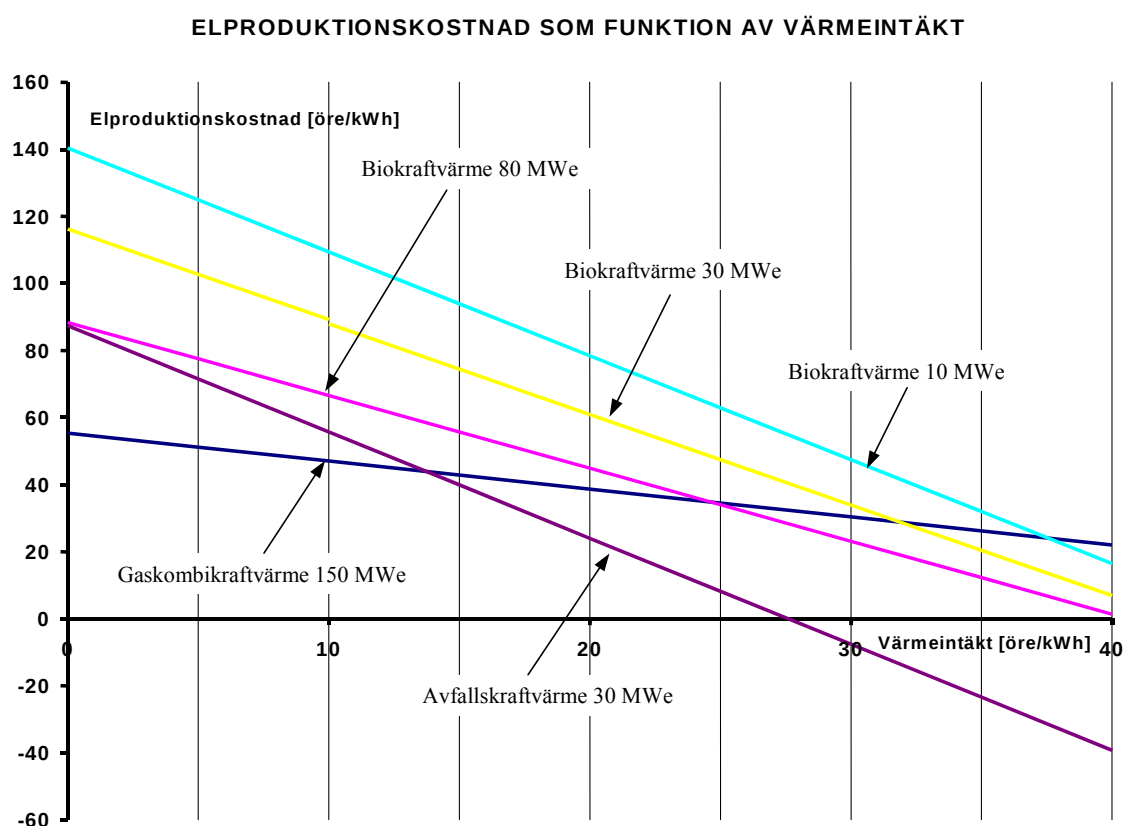
Högst produktionskostnad uppvisar den lilla avfallseldade kraftvärmeanläggningen.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag för jämförelse mellan KV-beskattningsnivåer från 1 juli 2008 respektive 1 januari 2010.

Den föreslagna sänkningen från 85% nedsättning till 93% av koldioxidskatten ger relativt små förändringar av elproduktionskostnaden för de tekniker som berörs, dvs de fossilbränsleberoende, vilket även inbegriper de avfallseldade anläggningarna med en fossil bränsleandel. De småskaliga naturgaseldade anläggningarna gynnas jämfört med de storskaliga.

Kraftvärmeanläggningar och värmeintäkt

Produktionskostnaden för en kraftvärmeanläggning presenteras också som elproduktionskostnad som funktion av värmeintäkten i diagramform. I samma diagram kan även värmeproduktionskostnaden för ett givet elpris avläsas. I nedanstående diagram, figur 0.5, visas som exempel resultatet av en beräkning med skatter etc. (6% ränta) för fem kraftvärmeanläggningar; gaskombi 150 MW_e, biokraftvärme 80, 30 respektive 10 MW_e samt avfallskraftvärme 30 MW_e. Ur diagrammet kan utläsas vilken teknik som ger lägst elproduktionskostnad vid olika värden på producerad värme.



Figur 0.5 Elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar som funktion av värmeintäkten med skatter, bidrag etc. vid 6% real kalkylränta

Slutsatser

- Naturgasbaserade gaskombianläggningar ger en förhållandevis låg elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) jämfört med övriga alternativ. För de större anläggningarna är det troligt att operatören/ägaren kan förhandla fram bättre gaspris än vad som använts i denna studie, vilket leder till ytterligare sänkt elproduktionskostnad. För småskalig naturgasbaserad kraftvärme (gasmotorer och små gasturbiner) har värmekrediteringen proportionellt stor betydelse. I denna studie har antagits att alternativet är pelletseldade värmecentraler, vilket ger en hög kreditering och låg elproduktionskostnad.
- Deponiskatter, andra miljöavgifter och förbud mot att deponera brännbart avfall, har bidragit till att avfallsförbränning ökar – alltför anläggningar byggs för kraftvärmeproduktion. Jämfört med tidigare studier har elproduktionskostnaden ökat beroende bl.a. på införd förbränningsskatt och höga kapitalkostnader, men den är fortfarande låg för större verk jämfört med andra kraftslag, men påtagligt räntekänslig.
- Ny kärnkraft uppvisar i överensstämmelse med internationella studier låga elproduktionskostnader.
- Ny vattenkraft kan med gynnsamma förutsättningar ge låga elproduktionskostnader. Utbyggnadspotentialen relaterad till gällande politiska beslut synes dock begränsad.

-
- Biobränslebaserad kraftvärme kräver idag storskalighet. Ökande anläggnings- och bränslepriser resulterar i hög elproduktionskostnad för mindre och medelstora anläggningar.
 - Ökande anläggningspriser ger förhållandevis hög elproduktionskostnad för vindkraft, speciellt den havsbaserade som i beräkningarna belastats av låg tillgänglighet och hög DoU, vilket avspeglar att tekniken fortfarande är relativt outvecklad med ett begränsat antalet parker byggda. Det finns dock indikationer om att anläggningar som går bra kan uppvisa lägre elproduktionskostnader än de här beräknade. Det kan noteras att $DoU_{rörlig}$ för vindkraften i dessa beräkningar har reducerats med de i denna post vanligen ingående kostnaderna för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen knutna bl.a. till den lokala stamnätsavgiften. Syftet har varit att skapa likställighet med övriga anläggningar.
 - Förnybara energislag behöver fortsatt stöd (elcertifikat) för att kunna konkurrera med fossilbaserad produktion. Dock utgör vattenkraft ett undantag.
 - Kolkraftverk ger en elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) som är i paritet med gaskombikraftverk i samma storlek. Kolkraftverk med CCS-teknik för avskiljning, transport och underjordslagring av CO₂ får, baserat på tillgängliga men relativt osäkra uppgifter, 20-30 öre/kWh högre elproduktionskostnad jämfört med dagens kolkraftkondens.

Innehållsförteckning

FÖRORD	I
FÖRORD	II
SAMMANFATTNING	III
DAGENS TEKNIKALTERNATIV	III
FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR TEKNIKUTVECKLING	III
VIDAREUTVECKLING AV DAGENS TEKNIKALTERNATIV	III
NY TEKNIK	V
UTVECKLINGSBEHOV FÖR NY TEKNIK	VI
ELPRODUKTIONSKOSTNAD	VIII
BERÄKNINGSMODELLEN	XI
KOSTNADSBERÄKNINGAR – DAGENS TEKNIK	XII
KOMMENTARER TILL BERÄKNINGSRESULTATEN	XIV
SLUTSATSER	XVI
1 INLEDNING	1
2 STYRANDE FAKTORER OCH ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR	3
2.1 DRIVKRAFTER INTERNATIONELLT – ”ENERGY POLICY FOR EUROPE”	3
2.2 MILJÖMÅL	4
2.3 POLITISKA STYRMEDEL	4
2.4 EL- OCH BRÄNSLEPRISPROGNOSEER	10
2.5 FYSISKA OCH POLITISKA BEGRÄNSNINGAR	19
2.6 SAMMANFATTNING STYRANDE FAKTORER – SVENSKT PERSPEKTIV	22
3 TEKNIKER FÖR ELPRODUKTION	24
3.1 DAGENS TEKNIK I ETT FRAMTIDSPERSPEKTIV	24
3.2 NY TEKNIK SOM KAN VARA KOMMERSIELL 2020	45
3.3 NY EJ INKLUDERAD TEKNIK	62
3.4 SAMMANSTÄLLNING TEKNIK – SVENSKT PERSPEKTIV	62
4 BERÄKNINGSFÖRUTSÄTTNINGAR	64
4.1 ALLMÄNT	64
4.2 BRÄNSLEPRISER	64
4.3 MILJÖKRAV	64
4.4 EKONOMI	65
4.5 UTNYTTJNINGSTIDER	66
4.6 EFFEKTVÄRDERING	67
4.7 SKATTER OCH AVGIFTER	67
4.8 BIDRAG	69
4.9 ELCERTIFIKAT	70
4.10 VÄRMEKREDITERING	70
4.11 ANLÄGGNINGSDATA	71
5 BERÄKNINGSMODELLEN	82
5.1 ALLMÄNT	82
5.2 SKATTER, AVGIFTER OCH BIDRAG	83
5.3 FÖRENKLINGAR I BERÄKNINGSMODELLEN	83
5.4 PRESENTATION	83
6 RESULTAT - ELPRODUKTIONSKOSTNADER FÖR DAGENS TEKNIK	85
6.1 SPECIFIKA FÖRUTSÄTTNINGAR	85
6.2 RESULTAT	85
7 SLUTSATSER	93

8	REFERENSER	94
----------	-------------------------	-----------

Bilagor

Bilaga 1	KOMMERSIELL TEKNIK FÖR ELPRODUKTION
Bilaga 2	ENERGISKATTER 2007

1 Inledning

Föreliggande rapport utgör en uppdatering av El från nya anläggningar från 2003 (Elforsk rapport 03:14). Det övergripande syftet är baserat på att det för planering och bedömning av FoU-insatser avseende nya anläggningar för elproduktion finns behov att kostnadsmässigt kunna jämföra olika alternativ och att få en uppfattning om de olika teknikernas utvecklingstendenser. Denna studie utförts med följande mål:

- Beskriva dagsläget för kommersiella teknikalternativ med avseende på prestanda och kostnader. Kostnaderna ska redovisas så att konsistenta jämförelser är möjliga.
- Inventera pågående forskning och utvecklingstendenser med syfte att kunna bedöma hur konkurrenskraftig teknik kan se ut om 10-15 år. Med detta avses hur nu tillgänglig teknik kan vidareutvecklas och hur under senare år utvecklad men ännu ej helt etablerad samt ny teknik kan nå kommersiell status.
- Uppdatera befintlig datorbaserad modell för hantering och presentation av energiproduktionskostnader samt för känslighetsanalys med avseende på väsentliga faktorer och förutsättningar.

För kommersiellt tillgängliga tekniker har bästa möjliga tekniska, ekonomiska och miljömässiga data som kan anses representativa för dagens nationella och internationella marknad antagits. Jämfört med tidigare upplagor har några förändringar vad avser teknikvalet gjorts. Behandlade tekniker och anläggningsstorlekar framgår av Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Studerade kommersiella teknikalternativ.

Bränsle	Teknikalternativ	Storlek [MW _e]
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	10
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	30
Biobränsle	Ångcykel, kraftvärme	80
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	3
Avfall	Ångcykel, kraftvärme	30
Kol	Ångcykel, kondens	400
Kol	Ångcykel, kondens m. CO ₂ -avskiljn.	400
Kärnbränsle	Kärnkraft, kondens	1600
Naturgas	Kombicykel, kondens	400
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	40
Naturgas	Kombicykel, kraftvärme	150
Naturgas	Gasmotor/gasturbin, kraftvärme	0,1
Naturgas	Gasmotor/gasturbin, kraftvärme	1
--	Vindkraft 5x0,85 MW landbaserad	4,25
--	Vindkraft 20x2 MW landbaserad	40
--	Vindkraft 30x5 MW havsbaserad	150
--	Vindkraft 150x5 MW havsbaserad	750
--	Vattenkraft	90

För att få till stånd en direkt jämförelse mellan alternativ som kan ha betydelse för den nuvarande och den framtida svenska elmarknaden har vi här valt att av pedagogiska skäl lägga in kolkraftverk med CO₂-avskiljning bland de kommersiella tekniker för vilka elproduktionskostnaden har beräknats. Tekniken har vad beträffar tillämpning i kraftverk dock ett antal år kvar innan den kan anses vara kommersiell.

För ovan nämnda teknikalternativ har beräkningar av elproduktionskostnad utförts med respektive utan skatter och subventioner. Egna jämförelser baserade på andra indata än de som använts och presenterats i denna rapport kan göras genom att hämta beräkningsmodellen från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varm-nyanl.html>.

För perspektivet 2020 har studien delats upp i två delar. Den ena delen behandlar utvecklingen av de tekniker som presenterats i Tabell 1-1 ovan. Den andra delen behandlar utveckling av under senare år utvecklad men ännu ej helt etablerad samt ny teknik enligt Tabell 1-2.

Tabell 1-2. Nya teknikalternativ.

Bränsle	Teknikalternativ
Biobränslen	Småskalig förbränning - konvertering av hetvattenpannor
Kol	Förgasning/kombicykel (IGCC)
Naturgas	Bränsleceller
Naturgas	Våta gasturbincykler (EvGT, CHAT och STIG)
-	Vågkraft
-	Solceller

Dessa nya tekniker redovisas med avseende på utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda.

Referensmaterial har i huvudsak utgjorts av officiella rapporter etc. Anläggningskostnader baseras även på uppgifter från anläggningsägare och leverantörer.

2 Styrande faktorer och allmänna förutsättningar

Teknisk utveckling av utrustning för elproduktion styrs av ekonomiska faktorer. Möjligheten att upprätthålla och möjligen stärka positionen visavi konkurrerande tekniker styrs förutom av kostnader och prestanda av flera andra faktorer som utveckling av elpriser, bränslepriser, skatter och möjlighet att erhålla erforderliga tillstånd. Många av dessa faktorer är givetvis svårbedömda över en 10-årsperiod.

2.1 Drivkrafter internationellt – ”Energy Policy for Europe”

Nedanstående utgör en (översatt) sammanfattning av EU:s energipolicy och dess mål [1] ursprungligen hämtade från [2]:

- Reduktion av växthusgaser från utvecklingsländer med 30 % till 2020; EU har förbundit sig att reducera sin egna emissioner med minst 20 % och är berett till ytterligare reduktion under en godtagbar global överenskommelse.
- Förbättring av energieffektiviteten med 20 % till 2020
- Bindande mål att öka andelen förnyelsebar energi med 20 % till 2020
- Ökning av biobränsleinnehållet i transportbränslen till 10 % till 2020

Dessa specifika målsättningar avseende tillståndet 2020 ersätter flertalet tidigare baserade på överenskommelserna i Rio -92 och Kyoto -97, bl.a. målen formulerade i EU:s ”Green Paper” som hade siktet inställt på 2010.

De nya målen innebär en betydande skärpning av ambitionen. Medlen bygger vidare på tidigare utstakade vägar avseende t.ex. förbättring av energieffektiviteten, som enligt direktiv 2004/8/EG bl.a. ska ske genom främjande av ”högeffektiv kraftvärme”, och användning av förnyelsebar energi; ”Renewable Energy Sources - RES”, med mål avseende ökad andel i elproduktion (tidigare från 14 % till 22 % 2010) genom utbyggnad och expansion av olika tekniker:

- Vindkraft
- Vattenkraft
- Solceller
- Biomassa
- Termisk solenergi
- Återvinning av avfall

Varje land ska utforma politiska styrmedel för att uppnå uppsatta mål. Viktiga styrmedel är skatter, restriktioner och stöd till FoU. Flera samhällssektorer kommer att beröras. Av naturliga skäl förväntas jordbruks- och skogsektorerna stå för en betydande del av den förnyelsebara energin. Lika naturligt torde det också vara att det kommer att ta tid att nå överenskommelser kring identifiering och införande av relevanta och effektiva styrmedel.

En framgångsrik väg mot teknikförnyelse är skapandet av ”gröna” marknader som det svenska certifikatsystemet för el från förnybara energikällor. Liknande program för främjande av el producerad från förnybara energikällor (RES-E) finns i de flesta EU-länder. Implementeringen och därmed uppnådda resultat varierar dock kraftigt [3].

Det introducerade systemet för handel med utsläppsrätter, EU ETS (European Emission Trading Scheme), baserat på det 2001 föreslagna ”Directive on greenhouse gas emission trading - COM(2001)581”, kommer sannolikt att utgöra den enskilt starkaste drivkraften och en av de viktigare styrande faktorerna för utvecklingen på energiområdet under överskådlig tid. Dock kan systemets långsiktiga påverkan vara svårbedömd då det är under utveckling.

2.2 Miljömål

Efter beslut i Riksdagen november 2005 finns 16 nationella miljökvalitetsmål [4].

Miljömålen inom energiområdet behandlades av en särskild arbetsgrupp under Miljömålskommittén. Miljömålet om begränsad klimatpåverkan behandlades av Klimatkommittén och utmynnade i ett förslag att utsläppsmålet för perioden 2008-2012 för de sex växthusgaserna (enligt Kyotoprotokollet och IPCC:s definitioner) uttryckt i koldioxidekvivalenter skulle vara 2 % lägre än utsläppen 1990. Sedermera skärpte riksdagen miljömålet genom att under 2002 fatta beslut om att utsläppen för perioden 2008-2012 ska vara minst 4 % lägre jämfört med 1990 [5]. Delmålet ska uppnås utan kompensation för upptag i kolsänkor eller genom utnyttjande av flexibla mekanismer. Miljömålen ska vara uppfyllda till år 2020.

Ytterligare skärpning av de tidigare formulerade nationella miljömålen kan beslutas som en följd av nya EU-övergripande miljömål som stipulerar att utsläppen av växthusgaser relativt 1990 års nivå ska minska med 20%, eller 30% om fler länder ansluter till de europeiska målen, samt att andelen förnybara energikällor i EU år 2020 ska uppgå till 20%.

2.3 Politiska styrmedel

Målet för den svenska energipolitiken är att skapa en kostnadseffektiv och trygg energiförsörjning med låg inverkan på hälsa, miljö och klimat. Kärnkraften ska fasas ut enligt redan fattade beslut i takt med att andra produktionsalternativ kommer in i energiproduktionssystemet och vattenkraften ska bli effektivare. Detta är centrala frågor som styr utformningen av lagar och förordningar i energi- och miljösektorerna.

Miljö- och energifrågor har inte längre enbart ett nationellt fokus utan arbetet bedrivs i allt större utsträckning med ett internationellt perspektiv för ögonen. Svenskt klimatarbete sker på flera nivåer – nationellt och regionalt, inom EU och globalt. Klimatpolitiken har utvecklats mot en starkare EU-integration och allt fler beslut som har betydelse för styrmedlens utformning tas på EU-nivå. Bland annat infördes den 1 januari 2005 EU:s handelssystem för utsläppsrätter (utsläppshandelsdirektivet 2003/87/EG och lagen om handel med utsläppsrätter SFS 2004:1199).

Historiskt har återkommande förändringar lett till en betydande osäkerhet i planeringen av långsiktigt inriktade investeringar i energisystemet. Svårigheten har varit hitta en kompro-

miss som samtidigt tillgodoser miljömål och olika intressegrupper samt ger ett förväntat skatteunderlag.

I nedanstående kapitel återges i sammanfattning aktuella (september 2007) ekonomiska och juridiska styrmedel.

2.3.1 Skatter

Koldioxidskatt

Syftet med denna skatt är att minska koldioxidutsläppen vid förbränning av fossila bränslen. Skattenivån är satt i relation till det genomsnittliga kolinnehållet i respektive bränsle. Enligt budgetproposition 2007/08:1 ska full koldioxidskatt uppgå till 101 öre/kg koldioxid. Biobränslen och torv beskattas inte. Det gäller också bränslen som används för elproduktion.

Tillverkningsprocesser i industriell verksamhet har nedsatt koldioxidskatt. Utöver denna nedsättning har företag med stor energiförbrukning ytterligare nedsättning av skatten. Industri, kraftvärme och växthusnäring betalar 21 % av koldioxidskatten.

En samordning mellan skatter och utsläppshandel är angelägen för en kostnadseffektiv energipolitik. I budgetpropositionen 2005/06:1 föreslog regeringen att koldioxidskatten på sikt ska sänkas för den handlande sektorn och slopas helt för kraftvärmeanläggningar som uppfyller specifika krav, se nedan.

Energiskatt

Bränslen som används för produktion av elenergi är undantagna från energiskatt, medan bränslen använda för produktion av energi för leverans i fjärrvärmenät åsätts differentierad energiskatt beroende på dess ursprung. För bränsle och el som förbrukas vid produktion av värme som utnyttjas i och levereras till industri medges avdrag för hela energiskatten. För bränsle som förbrukas för samtidig produktion av värme och el i kraftvärmeverk medges avdrag för hela energiskatten samt 79 % av koldioxidskatten på den del av bränslet som motsvarar värmeproduktionen. Beträffande specifika förutsättningar avseende kraftvärmeproduktion, se nedan.

Biobränsle och torv omfattas generellt inte av energiskatten.

Svavelskatt

I enlighet med miljömålet ”Bara naturlig försurning” ska de försurande effekterna av nedfall och markanvändning underskrida gränsen för vad mark och vatten tål. Som ett led i arbetet med att uppnå detta miljömål infördes svavelskatten 1991. Gränsen för skattebefrielse för oljor är en svavelhalt på maximalt 0,05 % viktprocent.

Svavelskatten för fasta eller gasformiga bränslen är 30 kr/kg och för flytande bränslen 27 kr/m³ för varje tiondels viktprocent svavel. Om svavelinnehållet överstiger 0,05 men inte 0,2 viktprocent skall dock avrundningen göras till 0,2 viktprocent, vilket innebär 54 kronor per kubikmeter i detta intervall. Det finns en avdragsmöjlighet med 30 kr/kg vid svavelrening.

Skatt på hjälpkraft

Reglerna för beskattning av hjälpkraft i elproducerande anläggningar innebär att energi- och koldioxidskatt betalas för den mängd bränsle som åtgår för produktion av hjälpkraft. Anläggningsägaren/användaren har möjlighet att ange den faktiska hjälpkraftförbrukningen i produktionen eller utnyttja schablonvärden, 5% för kondensanläggningar 1,5% för kraftvärme samt 1% för vattenkraftanläggningar.

Avfallsförbränningsskatt

Från den 1 juli 2006 ska skatt betalas på den fossila delen av hushållsavfall på samma sätt som på fossila bränslen som direkt används för energiändamål, dvs full skatt tas ut vid produktion för uppvärmning [6], medan vid kraftvärmeproduktion skatteuttaget fördelas mellan energi- och koldioxidskatt enligt de förutsättningar som anges under Kraftvärmebeskattning nedan. Den fossila andelen är schablonmässigt bestämd till 12,6 %.

Kraftvärmebeskattning

Bränsle som förbrukas för el- respektive värmeproduktion i kraftvärmeverk ska fördelas proportionellt baserat på respektive slag av produktion. För närvarande (2007) gäller att för bränslen som används för värmeproduktion medges en skattenedsättning motsvarande hela energiskatten förutsatt att elverkningsgraden uppgår till minst 5 %. För koldioxidskatten medges en nedsättning av 79 % förutsatt att elverkningsgraden är 15 % eller högre. Vid lägre verkningsgrader är utgångspunkten att nedsättning av koldioxidskatt medges med 19 % vid 5 % elverkningsgrad. Från denna nivå ökar sedan nedsättningen med 6 ggr det antal procentenheter som elverkningsgraden överstiger 5 % (till dess den når 15 %).

I budgetproposition 2007/08:1 föreslås vad beträffar koldioxidskatt en nedsättning av 85% från 1 juli 2008, samt 93 % av den fulla nivån 2008 från 1 januari 2010. Därmed kommer kraftvärme att beskattningmässigt jämföras med tillverkningsindustri och industriella mottrycksanläggningar. Om produktionen baseras på användning av flera bränslen samtidigt får vid beskattning inte turordningen väljas fritt som tidigare, i stället ska reglerna om proportionering användas.

Med ovanstående förslag stärks kraftvärmens konkurrenskraft i enlighet med av regeringen uttalade intentioner. Från statsstödssynpunkt krävs EU-kommissionens godkännande innan koldioxidskatten kan sänkas för bränslen i anläggningar som omfattas av EU:s handelssystem med utsläppsrätter. Bedömningen är att den i budgetpropositionen 2007/08:1 föreslagna förändringen kommer att få ett sådant godkännande. Ett tidigare förslag från regeringen om att kraftvärmeanläggningar som uppfyller specifika krav ("synnerligen högeffektiva anläggningar") helt ska undantas från koldioxidskatt drogs tillbaka i juli 2007.

Eftersom koldioxidskatt inte utgår på bränslen som används för att producera el har skatten inte någon inverkan på bränslepriset i kondenskraftverk. Den har endast indirekt effekt på elproduktionen i kraftvärmeverk då den värme som produceras i kraftvärmeverken även påverkar vilket bränsle som används för den simultana elproduktionen.

Skattesatser – en sammanställning

Nuvarande energimarknadspolitik och kommande skatter såsom de definieras i statsbudgeten för 2008 (prop. 2007/08:1 utgiftsområde 21) kan sammanfattas enligt:

- El för gas-, värme-, vatten- och elförsörjning beskattas.
- Differentierat skatteuttag på fossila bränslen för uppvärmning.
- Skattebefrielse för biobränsle, torv m.m. som används för uppvärmning.
- För bränsle som förbrukas för samtidig produktion av värme och el i kraftvärmeverk tas inte ut någon energiskatt och på den del av bränslet som hänförs till värmeproduktion föreslås att koldioxidskatten sätts till 15 % från 1 juli 2008 samt 7 % från 1 januari 2010 .
- För fjärrvärme som levereras till industrin medges fullt avdrag för hela energiskatten på bränsle och el.
- För bränsle som åtgår vid elproduktion utgår ingen koldioxidskatt.

2.3.2 NO_x-avgift

Sedan 1992 finns en avgift på NO_x-utsläpp. Syftet med denna avgift är att reducera kväveoxidutsläppen från större förbränningsanläggningar med energiproduktion. Denna avgift gäller för förbränningsanläggningar som under redovisningsperioden uppvisat en nyttiggjord energiproduktion av minst 25 GWh (SFS 1990:613). I budgetpropositionen 2007/08:1 föreslås en höjning av avgiften från 40 till 50 kr/kg NO_x (som NO₂). För att gynna minskade utsläpp innehåller avgiftssystemet även en återbetalning som bygger på hur mycket nyttiggjord energi som har producerats. Systemet innebär att det totala avgiftsbeloppet omfördelas mellan de avgiftsskyldiga. Ovanstående föreslagna höjning av avgiften kommer att leda till en cirka 25 % högre återbetalning. Företag med små utsläpp av kväveoxider per nyttiggjord energi får tillbaka ett större belopp än de betalar in, medan företag med stora utsläpp per nyttiggjord energi förlorar på systemet. En utredning angående utvidgning av NO_x-avgift systemet pågår [7].

2.3.3 Elcertifikatsystemet

Systemet med elcertifikat (lag 2003:113) är utformat för att öka den årliga elproduktionen från förnybara källor. Målsättningen är att uppnådd ökning år 2016 ska vara 17 TWh jämfört med 2002 års nivå.

Systemet bygger dels på en kvotplikt för eldistributörer och vissa elanvändare, innebärande en skyldighet att införskaffa en viss mängd elcertifikat i förhållande till den egna försäljningen och användningen av el, dels på att producenter av el från förnybara energikällor får elcertifikat av staten för den el som produceras. Kvotplikten år 2007 är 0,151 eller 15,1%. Utöver intäkten från producerad och på elmarknaden försåld el, kan producenten sälja det av staten tilldelade certifikatet till (andra) kvotpliktiga aktörer, vilket också ger en intäkt. Från 1 januari 2007 förlängdes elcertifikatsystemet till 2030. Befintliga anläggningar som idag ingår i systemet kommer att få el-certifikat t.o.m. 2011, medan nya tillkommande anläggningar normalt kan påräkna stöd i maximalt 15 år. Anläggningar som tas i drift efter 2016 får dock (enligt gällande beslut) stöd längst till 2030.

El som används som hjälpkraft vid elproduktion är undantagen kvotplikt.

De förnybara energikällorna som har rätt att tilldelas elcertifikat är:

- Vindkraft
- Biobränslen, t.ex. bark, grot, halm, salix, RT-flis, etc.¹
- Solenergi
- Vågenergi
- Geotermisk energi
- Vattenkraft
- Torv

Under en period har tolkningen av förordningen (2003:120) avseende vilka biobränslen som ger rätt till elcertifikat varit oklar. Operatörer av avfalls-KVV har ansett att hushållsavfallets bioandel, schablonmässigt bestämd till 87,4%, ska ge rätt till elcertifikat. Energimyndigheten har per 2007-10-02 med stöd av ett antal länsrättsdomar beslutat att fr.o.m. 1 januari 2008 tillämpa 4 § i förordningen ordagrant, vilket innebär att inga andra bränslen än de som anges ska anses elcertifikatberättigade. Hushållsavfall kommer därför inte att kunna påräkna rätt till elcertifikat.

För att förbättra vindkraftens konkurrensläge utgår ett övergångsstöd i form av s.k. miljöbonus för den som yrkesmässigt levererar el från vindkraft och är skyldig att betala skatt för elleverans till slutkund. Stödet trappas av till och med 2009 enligt en fastställd plan. År 2007 uppgår bonusen eller avdraget till 4 respektive 14 öre/kWh för landbaserad respektive havsbaserad vindkraft. Avdragsrätten upphör när den sammanlagda produktionen i ett verk uppgår till 20 MWh per installerad kW baserat på generatorns märkeffekt.

Ett planeringsmål för vindkraften finns med syfte att synliggöra vindkraftsintresset i fysisk planering och vid tillståndsprövning. Planeringsmålet skall ses som ett uttryck för ambitionsnivån när det gäller att skapa förutsättningar för en framtida vindkraftsutbyggnad. Planeringsmålet är att vindkraften skall ha en årlig produktionskapacitet på 10 TWh år 2015. För närvarande (2007) arbetar Energimyndigheten med att ta fram ett nytt planeringsmål för vindkraftsutbyggnaden i Sverige för år 2020.

2.3.4 Utsläppsrätter

EU:s direktiv om handel med utsläppsrätter trädde i kraft i alla medlemsländer den 1 januari 2005. Syftet är att länder och företag ska få möjlighet att välja mellan att genomföra egna utsläppsminskande åtgärder eller att köpa utsläppsrätter som reducerar utsläpp någon annan stans. Systemet innebär att ett tak sätts på hur stora utsläppen får vara varje år under en handelsperiod. Taket sätts på anläggningsnivå, vilket innebär att varje anläggning som omfattas av handeln får ett antal utsläppsrätter som kan köpas och säljas. En utsläppsrätt ger innehavaren rätt att släppa ut ett ton koldioxid.

Priset har under den första handelsperioden 2005-2007, som varit en försöksperiod, varierat kraftigt, från 1 till 30 Euro/ton, vilket primärt anses bero på att det finns allt för många utsläppsrätter i systemet [8]. Det faktum att utsläppsrätterna inte går att flytta till nästkommande handelsperiod, anses också ha bidragit till volatiliteten. Nästa period kommer

¹ Regeringen arbetar för närvarande (hösten 2007) med en ny förordning om vilka biobränslen som (slutligt) ska tilldelas elcertifikat

att löpa mellan 2008-2012 med en tilldelning som kommer att baseras på verifierade utsläpp under innevarande period. Enligt uppgift väntas den svenska el- och värmesektorn få en avsevärt mindre tilldelning än tidigare. Det argumenteras också för att låta aktörerna köpa erforderliga utsläppsrätter [9]. Regeringen anser att systemet bör breddas till fler sektorer samt att fler länder bör inkluderas.

Osäkerheten om framtida prissättning på utsläppsrätter är stor [10]. Prognoserna påverkas starkt av vilka antaganden som görs. Svårigheter att förutse aktörernas agerande inför framtida politiska beslut, ekonomisk utveckling och marknadens utformning bidrar till bilden. Den översyn som görs av handelssystemen fram till beslut år 2013 fokuserar på längre handelsperioder, harmoniserad tilldelning och större inslag av auktionering.

I sammanhanget förtjänar den inkonsekventa hanteringen av torv att kommenteras. Det framgår ovan att koldioxidskatt inte tas ut samt att torv berättigar till elcertifikat trots att det inom EU klassas som ett fossilt bränsle och därmed kräver utsläppsrätter.

2.3.5 Framtida förändringar i energipolitiken

Baserat på bl.a. regeringsförklaringen oktober 2006, EU:s initiativ under 2007 och budgetpropositionen 2007/08:1 avseende utgiftsområde 21 (energi) kan den förväntade framtida energipolitiken sammanfattas enligt:

- Målet avseende koldioxidutsläppen är att de ska minska med 30 % till år 2020. EU har satt ett bindande mål till 20 %.
- I utdrag från regeringsförklaringen den 6 oktober 2006: ”EU har ett viktigt uppdrag i att åstadkomma ett energisystem som minskar koldioxidutsläppen och hejdar växthuseffekten. Det europeiska systemet med handel med utsläppsrätter bör utökas vad gäller omfattning och ämnen.....”. EU:s energipolitik och regelsystem blir allt viktigare i utformningen av den nationella energipolitiken.
- EU har antagit ett bindande mål att år 2020 producera 20% förnybar energi bland medlemsstaterna
- Antalet elproducenter på den svenska marknaden är få, ett förhållande som på sikt bör ändras.
- De viktigaste områdena är energieffektivisering och utveckling av förnybara energikällor. En utredning angående effektivt energiutnyttjande kommer att presenteras i oktober 2007. Målet med befintligt program för en effektivare energianvändning är att varje år spara 1 TWh.
- Styrmedel och klimatpolitik kommer att utvärderas i kontrollstation 2008. Inför denna utvärdering har bl.a. NO_x-lagstiftningen och systemet för utsläppsrätter fått goda omdömen [10].
- Regeringen stödjer indirekt elproduktion baserad på naturgas under en övergångsperiod. Primärt kommer naturgas att användas för samtidig el- och värmeproduktion. Något generellt ekonomiskt stöd kommer inte att bli aktuellt.
- Regeringen har uttalat stöd för att öka effekten i svenska kärnkraftverk, men inte tillåta byggnation av nya anläggningar. Under intryck av klimathotet har opinionen för en fortsatt användning av kärnkraft ökat, vilket kan få viktiga energipolitiska konsekvenser.

- Några EU-länder har startat system med vita certifikat med syfte att effektivisera energianvändningen. Den svenska regeringen har inga intentioner att starta liknande system innan befintliga handelssystem har utvärderats.
- Regeringen har för avsikt att lämna ett förslag till riksdagen som undantar utsorterat trä- och trädgårdsavfall med ursprung i hushållsavfall från den s.k. förbränningsskatten [11]. Beslut i denna fråga förväntas under 2008.

2.4 El- och bränsleprisprognoser

Som underlag för diskussion om energisystemets utveckling och associerade marknader är det nödvändigt att beakta både kortsiktiga och långsiktiga perspektiv.

Detta och betydelsen av olika diskuterade, planerade och i slutändan expedierade åtgärder kan belysas med följande uttalande [12]: ”Om reinvesteringar tillåts i kärnkraftsaggregat, dvs livslängden för återstående kärnkraftsanläggningar antas till 60 år, bedöms utsläppsökningen mellan 1990 till 2020 uppgå till knappt 1 %. Om istället samtliga kärnkraftsanläggningar antas stängas under perioden fram till 2020, vilket blir fallet om en livslängd på 32 år antas, ökar utsläppen så att de ligger 9 procentenheter över huvudalternativet år 2020”.

Prognostiserade utsläppsökningar enligt detta ”avvecklingsscenario” antas bero på ökad användning av fossila bränslen, således en direkt påverkan styrd av ett förändrat behov. Det kommer att påverka prisen, inte bara på de fossila bränslen som ska täcka det omedelbara behovet, men också prissättningen på energi i allmänhet. Energimyndighetens antaganden om bränsleprisutvecklingen och beräkningar av konsumentpriser i Sverige baseras på olika scenarier och vidare bl.a. på IEA:s (International Energy Agency) prognoser för fossila bränslen. Dessa har legat till grund för bedömningar om framtida importpriser för råolja, kol och naturgas redovisade i Tabell 2-1[13].

Tabell 2-1. Importpriser på råolja, kol och naturgas samt växelkurser i Energimyndighetens Kontrollstation 2004 och Kontrollstation 2008

	Kontrollstation 2004		Kontrollstation 2008	
	2010	2020	2015	2025
Råolja, USD/fat	21	25	46	51
Kol, USD/ton vid hamn	39	41	54	57
Naturgas, USD/Mbtu	2,8	3,3	5,4	6,0
Växelkurs, kr/USD	8,2	8,2	7,08	7,08

Priser 2004 års nivå. Källa: World Energy Outlook 2006, IEA

Den svenska marknaden lever i dyningarna efter avvecklingen av block 2 i Barsebäck och det kan också konstateras att programmen för effektökning har försenats något. De resterande reaktorerna förutsätts drivas vidare till och bortom 2020. Utöver Rya gaskombi i Göteborg som varit i drift cirka ett år kommer Öresundsverkets gaskombi i Malmö att färdigställas och tas i drift under perioden. Det kan också noteras att övrig kraftvärmeutbyggnad med stöd av elcertifikatens införande har tagit ordentlig fart. För närvarande (hösten

2007) planeras, projekteras och/eller byggs cirka 10 st. (större) bioeldade kraftvärmeanläggningar jämte cirka 12 st. (större) anläggningar för avfall/samförbränning i kraftvärmedrift.

Ett utdraget långsiktig perspektiv, till mitten av århundradet, har tidigare redovisats både i rapporten från SAME-projektet ”Hållbar energiframtid” [14] och Nordledenutredningen. [15]. Dagens kärnkraft förutsätts i dessa avvecklas helt .

Utveckling av el- och bränslepriser, skatter och politiska beslut är ”sympiotiskt” kopplade till varandra. I en genomgång utan redovisning av dessa kopplingar finns det en risk att den dynamiska dimensionen faller bort. För överskådlighet väljs dock här att basera diskussionen på en uppdelning mellan de påverkande storheterna utan redovisning av kopplingarna.

2.4.1 Elpris

Utvecklingen av elpriset är svårbedömd med hänsyn till förändringar av elmarknaden såväl i Sverige som internationellt. Faktorer som påverkar elpriset är bland annat:

- Bränslepriser
- Stabilisering efter avreglering
- Avreglering inom EU
- Internationell handel / Kablar
- Kärnkraftens utnyttjande i Sverige och andra länder
- Fyllnadsgrad i Nordiska vattenmagasin
- Internationella regelsystem handel/ miljö
- Elcertifikat
- Handel med utsläppsrätter

Till stor del styrs elpriset av rörliga produktionskostnader (kortsiktig marginalkostnad) för termiska kraftverk, i Norden för närvarande av den rörliga kostnaden för gasturbin, samt kolkondens, vilka i genomsnitt är höga. De rörliga kostnaderna är starkt kopplade till bränslepris och utsläppsrätter. Baserat på systemmodellen MARKAL-NORDIC (modellering av den nordiska elmarknaden med hänsyn till marknaderna i Tyskland och Polen) har utvecklingen av elpriset i Sverige prognostiserats enligt Tabell 2-2 [13].

Tabell 2-2. Elprisutveckling i Sverige, årsgenomsnitt, 2004 års prisnivå

År	2004	2015	2025
öre/kWh	25,6	34	35

Beräkningarna har bl.a. baserats på utsläppsrättspriset 20 och 15 EUR/ton under perioderna 2004-2015 respektive 2015-2025, vilket t.ex. med avseende på den förra perioden ökar elpriset från kolkondens med ca 15 öre/kWh och från naturgaskombi med ca 7 öre/kWh. SCB statistik tyder på att vi redan nu (hösten 2007) kan ha nått (långsiktigt) den nivå som enligt modellerna ska inträffa först 2015. Terminpriset på Nordpool fram till 2012 är idag ca 50 EUR/MWh (46 öre/kWh).

2.4.2 Bränslen .

Nedan redovisas en genomgång av de bränslen som är eller kan bli aktuella i de teknikalalternativ som berörs i denna studie. Uppgifter om priser för några bränslen har lagts in i detta kapitel men har huvudsakligen samlats i kapitel 2.4.3; Bränsleprisutveckling och prognoser.

2.4.2.1 Trädbränslen

För närvarande är alla biobränslen skattebefriade. Priset fritt förbrukare var under mer än 10 år fram till för några år sedan konstant (löpande priser). Ökad konkurrens om råvaran har de senaste åren ändrat denna bild. Med bakgrund av det efterfrågetryck som föreligger och som med all sannolikhet kommer att öka, inte minst på grund av uppförande av ett antal stora bioeldade kraftvärmeverk, kan förväntas att de senaste årens prisökningar kommer att fortsätta. Den rådande energi- och klimatpolitiken i Sverige och inom EU går i en riktning som tenderar att öka efterfrågan och troligtvis även biobränslepriserna ytterligare [12]. En ökad internationell handel med i synnerhet förädlade biobränslen är att vänta.

Ökad avfallsförbränning kan minska efterfrågetrycket på biobränsle generellt, särskilt oförädlade sortiment. RT-flis i sorterade fraktioner baserat på t.ex. vitt trä och emballagevirke för förbränning i biopannor kan ha en liknande prisdämpande effekt. Det handlas för närvarande till priser på 80-90 kr/MWh. Även energiskog som t.ex. salix kan få samma roll, även om höga alkalihalter och låga asksmälttemperaturer kan begränsa dess användning som exklusivt bränsle i kraftvärmeverk. Beroende av panntyp och förbränningsteknik - fluidbäddpannor är känsligare - begränsar de flesta användare inblandningen av salix i konventionella skogs-/trädbränslen till 10-20%. Salix handlas till priser på nivån 140-150 kr/MWh.

2.4.2.2 Strå- och åkerbränslen

Användningsmöjligheterna för strå- och åkerbränslen styrs av deras innehåll av alkali och klor, vilket i sin tur påverkas av jordmån, årsmån och skördetillfälle. Variationerna är stora med t.ex. vårskördad rörflen och hampa i ena änden av intervallet och nyskördad vetehalm i den andra. Av dessa skäl anses en del bränslen i denna grupp inte lämpade som exklusiva bränslen i konventionella biobaserade kraftvärmeverk. Speciellt framtagna konstruktioner och lösningar, som i de danska halmeldade kraftvärmeverken, krävs. Däremot torde de kunna samförbrännas med "rena" trädbränslen i konventionella anläggningar med viss anpassning, som kan innebära att man får göra avkall på ångdata och verkningsgrad. Inblandningen får då styras av resulterande halter alkali och klor mot de garantier som leverantören anser sig kunna lämna. Garantierna ställs ut baserade på risken för beläggningar och korrosion men också möjligheten att hantera blandningen i inmatningssystemen då stråbränslen har betydligt lägre volymvikter. Redan 5 % inblandning i ett biobränsle kan också innebära en ökning av alkalihalten med 25 % på TS-basis.

Handeln med dessa bränslen är outvecklad med prissättning knuten till specifika projekt. Priset på halm, uppges ligga 30-50 kr/MWh under trädbränslen. Hampa kan odlas med högt utbyte, normalt 15-20 ton TS/ha men även högre, enligt uppgift upp mot 30 ton TS/ha (dessa uppgifter avviker väsentligt från de 6-6,5 ton TS/ha som uppges i [77]). Vid skörd vinter/vår vinter uppnås en låg fukthalt och därmed högt värmevärde. Hampan som även i övrigt uppvisar gynnsamma egenskaper, bl.a. låg askhalt och rimligt hög asksmälttempera-

tur, får anses utgöra ett ”utvecklingsbränsle”. Baserat på utfall från försöksodlingar som i dagsläget omfattar ca 500 ha spekuleras i att priset bör ligga upp mot nivån för trädbränslen för lönsamhet.

2.4.2.3 Vegetabiliska oljor

Vegetabiliska oljor finns tillgängliga i olika kvaliteter, från EO1-liknande av bra kvalitet till EO5-liknande oljor av sämre kvalitet. Valet styrs av applikationen. De används idag i första hand som ersättning för fossila oljor eller, i enstaka fall, förädlade fasta biobränslen i spetslastproduktion. De vegetabiliska oljorna är troligen inget reellt alternativ i storskalig kraftvärmeproduktion. Däremot kan de utgöra ett alternativ i mindre anläggningar baserade på såväl ångcykeln som dieselmotorer eller konverterade gasmotorer samt gasturbiner. Priset baseras enligt branschen på alternativprissättning utgående från konvertering till gasol eller naturgas. Leverantören tillhandahåller hela ”paketet”, dvs konverteringen inklusive utbytesdelar och bränsle till ett förhandlat pris. Av detta skäl har det varit svårt att få fram relevanta och på oljor separata prisuppgifter.

Under senare år har rapporterats att framställning och produktion av några av dessa oljor i utvecklingsländer, företrädesvis i Asien, enligt uppgift sker till priset av utarmning av värdefull miljö. Denna aspekt kan minska intresset för just dessa produkter, varför vi sannolikt får lita till inhemskt eller i närområdet producerade oljor, t.ex. rapsolja och liknande.

Regeringen arbetar för närvarande (hösten 2007) med en ny förordning om vilka biobränslen, inklusive vegetabiliska oljor, som ska tilldelas elcertifikat.

2.4.2.4 Torv

Prisutvecklingen för torv har hittills följt den för trädbränslen, men på en nivå 20-30 kr/MWh lägre [16], frästorv traditionellt något billigare än stycketorv. Torv är belagd med svavelskatt och omfattas av systemet för handel med utsläppsrätter. Förändringar i beskattning och priset på utsläppsrätter kommer därmed att påverka pris och användning. Ett pris på utsläppsrätter på 20 EUR/ton CO₂ motsvarar 70 kr/MWh. Framtida användning kan även påverkas av debatten om miljöpåverkan vid torvbrytning.

2.4.2.5 Avfall

Med avfall avses här hushålls- och industriavfall som går till förbränning. Innan det förs till pannan kan ”främmande” och olämpliga fraktioner ha sorterats bort från invägt avfall. Avlämnaren betalar för det totalt invägda avfallet genom den s.k. mottagningsavgiften som vanligtvis ligger i intervallet 300-600 kr/ton. Utsorterade fraktioner kan gå till dedicerad behandling eller direkt till deponi. Vanligtvis låter man i branschen den uppkomna kostnaden för hantering och eventuell deponering belasta den intäkt som mottagningsavgiften (brutto) representerar. Därigenom definieras internt en netto ”mottagningsintäkt” som kan uppgå till ca 100 kr/ton enligt representanter för branschen. De till denna rapport anslutna beräkningarna har baserats på brutto mottagningsavgift. Kostnader associerade med hantering och deponering har lagts in under (rörligt) DoU.

2.4.2.6 Kol

De största tillgångarna av fossila bränslen utgörs av kol. I Europa har kolets andel av den totala tillförseln av primärenergi minskat. Kolgruvor har stängs på grund av dålig lönsamhet och global överkapacitet. Knutet till kommande introduktion av koldioxidfria processer

(CCS) tror flera bedömare att den tidigare trenden kan komma att brytas och att vi får se en "Coal Renaissance". Förutsatt en teknisk och kommersiell framgång för nämnda processer förväntas de tidigare reellt fallande priserna kunna övergå i reellt konstant eller långsamt ökande pris de kommande 5-10 åren. Priset på energikol till Sverige under jan-okt 2007 har enligt SCB legat inom intervallet 70-89 kr/MWh.

2.4.2.7 Olja

Råoljepriserna låg relativt stabilt under 90-talet. Tillfälliga prishöjningar kunde knytas till politiska och militära spänningar, ett förhållande som fortfarande kvarstår. Även andra störningar påverkar utbud och pris. Extrema vädersituationer som orkanerna Katrina och Rita drev upp priserna till extrema nivåer under det 3:e kvartalet 2005. Överenskommelser inom OPEC om att begränsa produktionen för att motverka prisfall [17] har inte utnyttjats de senaste åren. Däremot har produktionen höjts vid tillfällena för att "gjuta olja på vågorna", dvs i försök att pressa ner priset.

Under senare år har tillväxten i reserverna motsvarat utvinningen och investeringarna i ny oljeutvinning har ökat kraftigt. En generell bedömning är dock att oljepriset på längre sikt stiger i takt med att de lättast tillgängliga tillgångarna töms [18], [19]. Dessutom kan kvarvarande tillgångar komma att koncentreras till ett fåtal regioner varigenom konkurrensen begränsas. Det kan nämnas att WEC i ett "current policies scenario" från 1994 [20] ansatte ett oljepris på 20-25 USD/fat för år 2000 och 30-35 USD/fat år 2020. I Global Energy Survey 2007 [21] tror ca 65 % av de tillfrågade att det globala oljepriset kommer att stanna på nivån 60-80 USD/fat de närmaste åren, 5 % menade att det kommer att gå upp över 80, medan 30 % tror att det kommer att sjunka ner under 60 USD/fat!

I El från Nya Anläggningar behandlas ingen process med olja som primärbränsle. Det har också bedömts som mindre sannolikt att olja skulle kunna komma till mer omfattande användning i energisektorn då styrmedlen förmodligen kommer att utformas och anpassas så att olja förbehålls fordonssektorn. Oljepriset har ändå stor betydelse då det påverkar prissättningen av andra bränslen.

2.4.2.8 Naturgas

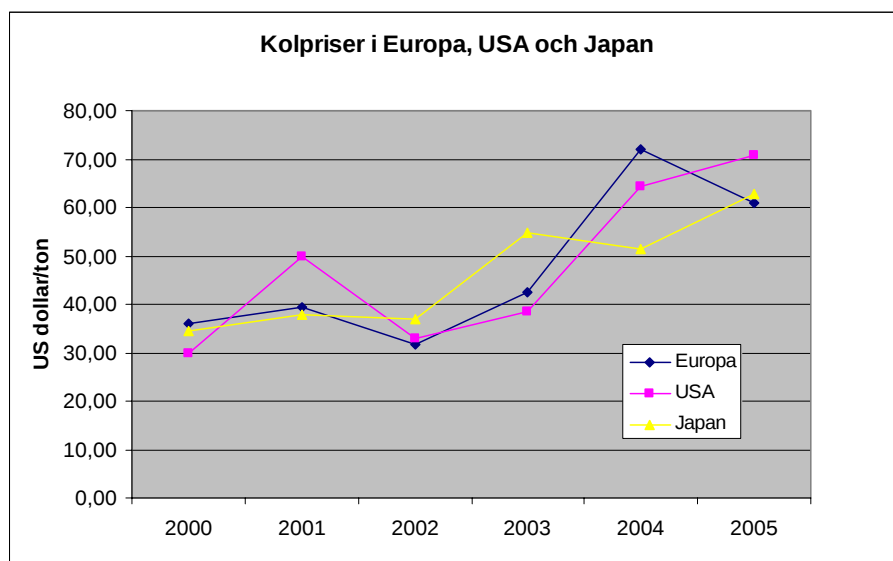
Priset följer traditionellt oljepriset, även om långa kontrakt kan tecknas för att motverka kraftiga fluktuationer. Gaspriset på kontinenten och i Finland är lägre än i Sverige. Svensk anslutning till den planerade gasledningen genom Östersjön som ska sammanbinda de ryska och det västeuropeiska gasnäten eller anslutning till en föreslagen norsk ledning kan påverka priset i Sverige. Tidigare planer på en ny anslutning, den s.k. Baltic Gas Interconnector, mellan Tyskland och Sverige tycks ha gått i stå efter att tillståndet beviljades 2004. Kommande avreglering av gasmarknaden förväntas också påverka priset. Enligt OECD:s sammanställda prognoser visar det sig att olika länder har mycket olika uppfattningar vad avser gaspriset. Importpriset till Tyskland under 2005 var enligt nedanstående diagram ca 140 kr/MWh. Baserat på oljeprisutvecklingen enligt Tabell 2-3 har priset 2007 sjunkit tillbaka till 2005 års nivå, vilket även bör gälla naturgas. I Sverige ligger priset (styrts av alternativkostnaden med hänsyn till rådande bränsleskatter) för en större industrikund med förbrukning på över ca 0,15 TWh/år enligt SCB på 200-250 kr/MWh. Större förbrukare torde kunna förhandla fram betydligt fördelaktigare pris.

2.4.2.9 Kärnbränsle

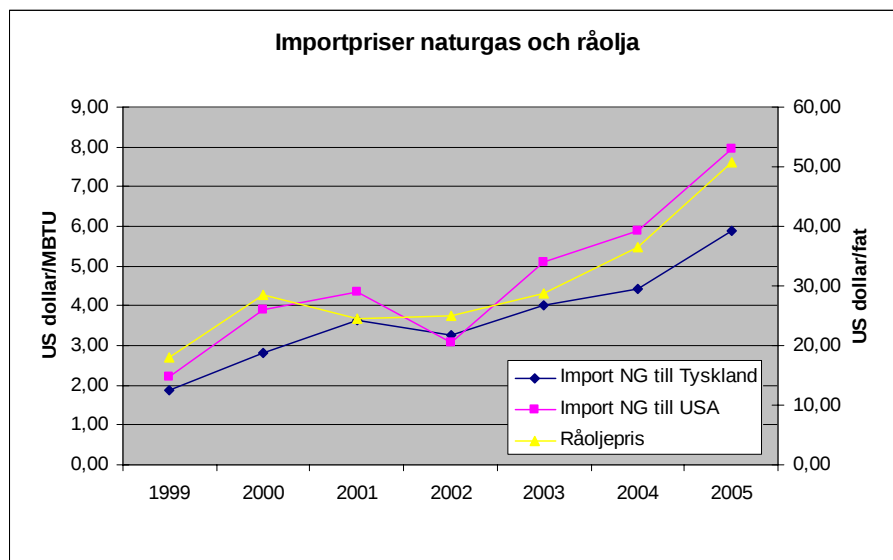
Pris på kärnbränsle baseras på priset för uran i form av U_3O_8 . Under cirka 15 år (från 1988 till 2003) låg det årliga medelvärdet på spotmarknaden i intervallet 8-12 USD/lb U_3O_8 . Från 2003 har det emellertid ökat kraftigt för att idag ligga på drygt 60 USD/lb U_3O_8 . Effekten av uranpriset på totalkostnaden är dock förhållandevis liten, eftersom priset på ”råvaran” endast utgör en liten del av det totala kWh-priset. Man räknar med att 20 USD/lb U_3O_8 resulterar i en ökning av bränslekostnaden med endast 0.1 US-cent/kWh från nivå 0.35 to 0.45 cent/kWh_{el}. Bränslekostnaden för EPR i Finland beräknas till 0.35 US-cent/kWh (2.4 öre/kWh eller 2.7 Euro/MWh_{el}), baserat på uranpris 30 USD/lb U_3O_8 .

2.4.3 Bränsleprisutveckling och prognoser

Prisutvecklingen för kol, olja och naturgas under senare år kan illustreras med nedanstående diagram [17]. De avser i huvudsak internationella marknader. Prisnivån kan avvika från den svenska men syftet här är i första hand att illustrera hur priserna har förändrats under perioden, dvs man torde i huvudsak kunna räkna med samma förändring av de svenska importpriserna. Uppgifterna i dessa diagram knyts samman med den svenska faktiska prisutvecklingen de senaste och prognoser för närmast kommande åren i Tabell 2-3. Prisutvecklingen för biobränslen på den svenska marknaden återges uttryckt i energienheter i Figur 2-4 med prognoser avseende potential och priser i Tabell 2-4.



Figur 2-1. Kolpriser i Europa, USA och Japan



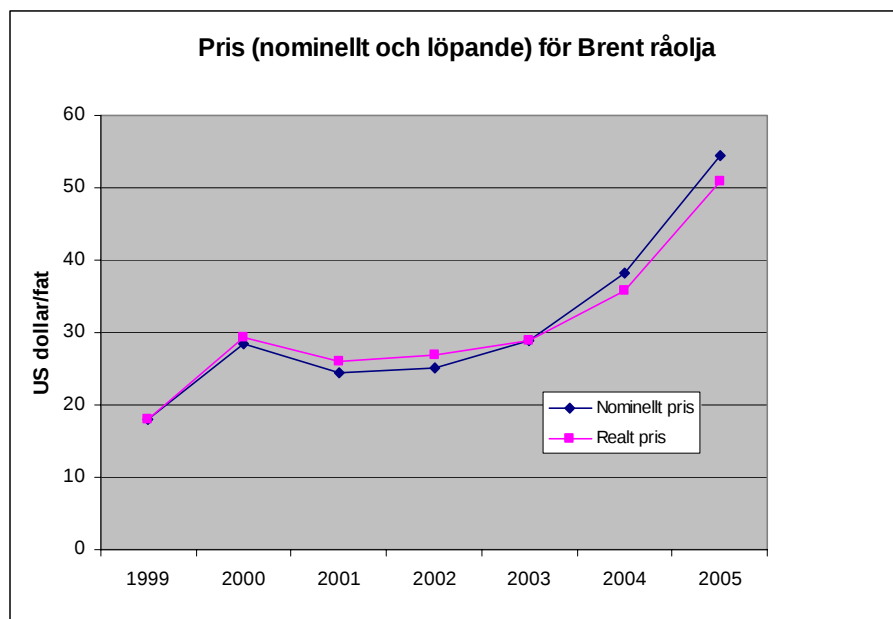
Figur 2-2. Importpriser för naturgas i Europa (Tyskland) och USA jämte råoljepris

För jämförelse med senare års faktiska prisutveckling på naturgas enligt Figur 2-2 och för att illustrera att prognoser kan bära har nedanstående tabell från en OECD-studie från 1998 [22] avseende förväntad prisutveckling inkluderats. Den indikerar att man då ”prickade” förhållandevis rätt om man tar Västeuropa som utgångspunkt. Priset i/till Europa (Tyskland) 2005 omräknat från Figur 2-2 blir ca 140 kr/MWh.

	1996 (kr/MWh)*	2005 (kr/MWh)*	2015 (kr/MWh)*	Ökning (2010) (%)
Danmark	88	150	150	70
Finland	85	85	85	0
Holland	108	122	138	ca 11
Belgien	92	92	92	0
Frankrike	145	145	145	0
Italien	117	154	161	35
Ryssland	57	77	100	ca 55

* 8 SEK/USD

Prisutvecklingen för Brent råolja enligt Figur 2-3 nedan kan, om den länkas till Tabell 2-3, ge en obruten bild av priset t.o.m. 2007 samt förväntad prisutveckling t.o.m. 2009 enligt Energimyndighetens korttidsprognos för Brent råolja och några associerade oljeprodukter samt kol de närmast kommande åren [23].



Figur 2-3. Prisutveckling för Brent råolja

Ovanstående kombinerat med informationen i Tabell 2-3 kan också, baserat på följsamheten mellan olje- och gaspris enligt Figur 2-2, läggas till grund för en uppskattning av priset på naturgas de närmaste åren. Uppgifterna används som underlag för indata i kapitel 4.2.

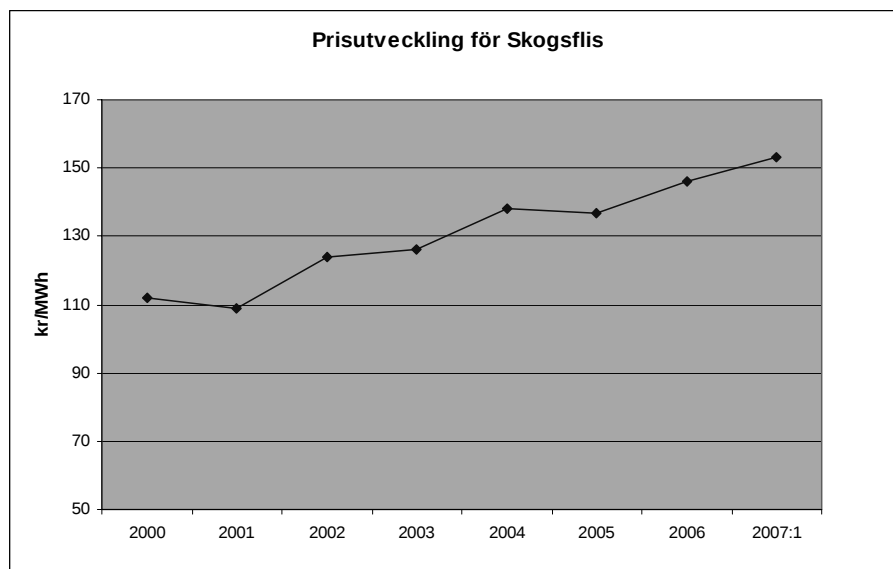
Tabell 2-3. Prisprognoser (löpande exklusive skatt) för Brent råolja, oljeprodukter och kol åren 2007–2009.

		2006	2007	2008	2009
Råolja Brent	USD/fat	65,2	60	58	55
Växelkurs	SEK/USD	7,4	6,88	6,81	6,76
Bensin 98	kr/ton	4823	4178	4008	3795
Eldningsolja 1	kr/ton	4620	4080	3898	3667
Eldningsolja 5	kr/ton	2628	2242	2160	2060
Kol (ångkol)	kr/ton	555	386	395	382

Anm. Prognoserna är utarbetade i juni 2007 av Energimyndigheten.
Växelkursprognosen utarbetas av Konjunkturinstitutet

Den faktiska prisutvecklingen under hösten 2007 har lett till oljepriser på 80-90 och t.o.m. upp emot 100 USD/fat, ett faktum som återigen illustrerar svårigheterna att göra prognoser.

För skogsflis har priserna baserat på Energimyndighetens Prisblad för biobränslen, torv m.m., t.o.m. 1:a kvartalet 2007 [16], utvecklats enligt Figur 2-1:



Figur 2-4. Prisutveckling på Skogsflis

Sett över perioderna 2004-2015 och 2015-2025 förväntas en kraftig prisuppgång på bio-bränslen, torv och avfall enligt Tabell 2-4, i vilken också potentialen för 2015 och 2025 är redovisad [13].

Tabell 2-4. Potentialer och framtida pris för några biobränslen, 2004 års prisnivå

Bränslesort	Potential (TWh) 2015	Potential (TWh) 2025	Pris (kr/MWh) 2004	Pris (kr/MWh) 2015	Pris (kr/MWh) 2025
Lutar, tall- beckolja	50	57	15	15	15
Skogsbränsle, industri	18	18	79	94	109
Småskalig, ved	12	12	15	15	15
Skogsbränsle, låg	10	15	94	129	160
Skogsbränsle, medel	10	15	136	186	238
Skogsbränsle, hög	14	22	208	283	362
Energiskog, energigrödor	3,5	6	116	158	203
Torv	4	4	113	128	141
Avfall	12	18	15	15	15

Potentialerna för biobränslen i tabellen är baserade på de antaganden som gjordes i prognosen till den tredje nationalrapporten (då inga nya beräkningar finns sedan förra prognosen). Man bedömer att osäkerheterna kring potentialbedömningen påverkas främst av den tilltagande internationella handeln med biobränslen, som till stora delar inte bokförs i officiell statistik i dagsläget. Dess påverkan på tillgängliga biobränslepotentialer (och på prisbilden) kan därför endast uppskattas.

2.5 Fysiska och politiska begränsningar

Vid utveckling av såväl befintlig som ny teknik måste hänsyn tas till marknadens fysiska begränsningar, vilka delvis styrs av politiska beslut.

2.5.1 Biobränslen

Biobränslen är en av de energiformer som prioriteras i syfte att begränsa CO₂-utsläppen. Tillgången på biobränslen i Sverige är god och mycket biobränsle tillförs energisystemet. År 2005 användes ca 57 TWh trädbränslen från skogen, skogsbruket och skogsindustrin (exklusive ca 40 TWh lutar som används internt inom massaindustrin) [17].

Ovanstående avser användning av trädbränslen uttagna från svensk skog. Till detta ska läggas import som för närvarande uppskattats till 5-9 TWh. Främst kommer den från Baltikum, Finland och Ryssland och avser bränslen av bra kvalitet inklusive förädlade former främst pellets.

Den framtida potentialen för biobränslen från skogen och skogsbruket har enligt sammanställningar i Syntesrapport Systemstudier Bioenergi för 2010 baserade på ett antal olika utredningar bedömts till uppemot 100 TWh/år om man även tar i anspråk ”ekologiskt och tekniskt” tillgängligt, men på marginalen dyrt, skogsbränsle. Den väsentliga begränsningen utgörs av möjligt uttag av hyggesrester (och därmed näringsämnen) från skogsbruket med hänsyn till biologisk mångfald och att också andra samhällssektorer kan behöva bioenergi för att uppfylla sina miljömål [14]. För att långsiktigt kunna fortsätta med uttag av hyggesrester krävs en storskalig näringskompensation i form av askåterföring och om uttaget skall ökas väsentligt också en balanserad tillförsel av näring och vatten. Enligt nyare studier [76] beräknas tillskottet av bioenergi från skog, jordbruk, torvmark och av avfall kunna öka med 42 TWh/år och på lång sikt, genom olika tillväxtfrämjande åtgärder enligt ovan, till totalt ca 60 TWh/år.

Tillgången på hyggesrester och stamved för energiproduktion kan regionalt komma att begränsas som en följd av konkurrens med skogsindustrin, vilket driver upp priserna. En tillväxt som är större än dagens avverkning och som ger en ökning av skogsförrådet med 0,5-0,7 % årligen, har hittills möjligen verkat tillbakahållande. Men den pågående och planerade utbyggnaden av ett antal stora bioeldade kraftvärmeverk kan skapa ytterligare tryck. På sikt skulle detta emellertid kunna uppvägas av det faktum att stubbar, grenar och toppar motsvarande ca 20 TWh idag lämnas kvar i den svenska skogen.

Det torde även långsiktigt finnas en väsentlig potential för att producera biobränslen i form av jordbruks- och energigrödor samt GROT från intensivodlad skog. Det har beräknats att åkermark, som idag ligger i både obligatorisk och frivillig träda (totalt 12 % av åkerarealen), skulle kunna ge ca 10 TWh om den utnyttjas för produktion av en s.k. genomsnittlig mix av energigrödor [77].

Utnyttjande av biobränslen för el- och värmeproduktion i stor skala motsvarande redovisade tillgångar kan komma att begränsas av fysiska hinder kring hantering vad avser transport, mottagning och lagring av biobränslen, som i oförädlad form oftast är mycket skrymmande [25].

2.5.2 Avfallsbränslen

Till avfallsbränslena hör bland annat industriavfall, hushållsavfall, deponigas och slam från reningsverk och industri. Användningen av hushållsavfall och industriellt avfall i fjärrvärmeverk uppgick till drygt 8 TWh värme 2005 [17]. Dessa bränslen har fått ökad betydelse efter introduktionen av avfallsskatt och EU:s direktiv om deponeringsförbud av brännbart avfall som trädde i kraft 2005. Det är dock oklart hur framtida källsortering och återvinning samt den från 1 juli 2006 introducerade förbränningsskatten fullt ut kommer att inverka. Regeringen har dessutom aviserat att skatten kommer att ses över. Potentialen för el- och fjärrvärmeproduktion i kraftvärmeverk med avfall bedöms 2015 vara ca 14 TWh [26].

2.5.3 Naturgas

Naturgasanvändningen för el- och fjärrvärmeproduktion i kraftvärmeverk uppgick 2005 enligt Energiläget 2006 till ca 2,9 TWh [17]. Uppskattad användning av år 2015 är 4,2 TWh/år [26]. Detta torde dock vara en underskattning då det nu sker en utbyggnad av en större produktionsanläggning i Malmö med planerad drift från 2009.

Med befintligt nät kan uttaget öka till ca 30 TWh/år [14]. Rent fysiskt har med nuvarande ledningssträckning bara delar i sydvästra Sverige tillgång till naturgasen. Förutsättningarna skulle kunna förändras radikalt med anslutning till det norska gasnätet. Utbyggnaden av det svenska nätet är emellertid högst osäker och beror i första hand på framtida politiska beslut, men även på elprisutvecklingen efter en eventuell avreglering av gasmarknaden.

2.5.4 Kraftvärmeunderlag

Kraftvärme förutsätter att det finns en avsättning av värme. I huvudsak utnyttjas värmen för hetvatten i fjärrvärmesystem och ånga i industriella processer (industriellt mottryck). År 2004 fördelades elproduktionen i svenska kraftvärmeverk på 6,5 TWh i fjärrvärmesystemen och 7,2 TWh i industrin [27].

Under 2006 producerades 7,2 TWh el i fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk varav cirka 0,5 TWh var kondensproduktion [23]. År 2007 förväntas produktionen av el i kraftvärmeverk bli 8,3 TWh för att sedan öka till 10,3 TWh år 2009.

Den ekonomiskt lönsamma elproduktionen i kraftvärmeverk i de svenska fjärrvärmesystemen bedöms år 2015 uppgå till ca 15 TWh [26]. I Elcertifikatsutredningen bedömdes den

långsiktiga utbyggnaden av elproduktionskapaciteten i fjärrvärmenäten till ca 5 TWh, varav ca 2 TWh förväntas kunna baseras på biobränslen [25].

Utbyggnadspotentialen kan komma att begränsas av värmeunderlagens utveckling samt av befintliga, speciellt nyare, hetvattencentraler i fjärrvärmesystemen. Fjärrvärmesystemen levererade ca 48 TWh 2005 [17]. Enligt Energimyndighetens scenariorapport till Klimatkommittén 2003 förväntas produktionen 2010 uppgå till 55 TWh [28].

2.5.5 Vindkraft

Begränsningarna för vindkraft gäller lokaliseringsmöjligheter, vindtillgång, omgivningspåverkan och andra intressen. Tekniskt/ekonomiskt lämpliga platser för lokalisering av vindkraftverk är kustområden och höglänta områden i skogslänen. I kustområden uppstår inte sällan konflikter med frilufts- och miljöintressen vilket begränsar möjligheten att er hålla tillstånd.

Ett flertal potentialbedömningar, sammanställda i [29], har genomförts vid olika tillfällen. Med den vindkartering som utförts av Uppsala Universitet på uppdrag av Energimyndigheten [30] har framkommit att potentialen i höglänta delar av inlandet är betydligt högre än tidigare bedömningar.

Från ett tekniskt perspektiv är potentialen över 100 TWh enbart på land respektive enbart till havs. Denna potential begränsas sedan av konflikter med andra intressen. Redan en utbyggnad i vindlägen och med djupförhållanden till havs som motsvarar produktion och kostnader enligt Tabell 3-1 torde utgöra en potential på flera 10-tals TWh såväl på land som till havs. Det genomförs för närvarande inom Vindforsk-programmet en potentialstudie "Vindkraft i framtiden" som kommer att avrapporteras 2007/2008.

Produktionen uppgick 2006 till ca 1 TWh från 855 verk med en samlad installerad effekt av 583 MW [23]. Uppgifter från andra källor kan skilja marginellt. Energimyndigheten prognostiserar att vindkraften kommer att öka sin produktion till 2,1 TWh år 2009, vilket dock förutsätter att planerade vindkraftparker tas i drift.

2.5.6 Vattenkraft

Dagens vattenkraftproduktion uppgår vid ett normalår (vattentillrinning) till ca 65 TWh (51-74 TWh). Regeringen har uttalat att vattenkraften bör byggas ut till max 66 TWh, vilket utgör ca 70% av den ekonomiskt utbyggbara potentialen. Om detta tak fortfarande antas gälla 2020 blir utbyggnadspotentialen mycket blygsam. I IVA's faktarapport Vattenkraft i Sverige [31] redovisas att möjligheterna till ökad produktion med hjälp av en långt driven miljöanpassad utbyggnad beräknas motsvara 5-7 TWh/år till en kostnad på lägst 27 öre/kWh. Enligt Svensk Energi; "Vattenkraften i samhället", från juli 2006 bedöms det tekniskt, miljömässigt och ekonomiskt möjligt att utnyttja en potential på ytterligare 5 TWh genom effektiviseringar och nyproduktion i redan utbyggda vattendrag för vattenkraftsproduktion.

2.5.7 Ny kondenskraft

I det fall ny baslastproduktion tillförs systemet under den närmaste 10-årsperioden måste lämplig lokalisering för denna identifieras. Fysisk begränsning för naturgaseldade kombikraftverk (gaskombianläggningar) är i första hand närhet till naturgasnätet. Till bilden måste också sannolikt läggas tillkomsten av Ryaverket och Öresundsverket i Göteborg respektive Malmö. Hänsyn kommer även att tas till lämplig inmatningspunkt i kraftnätet.

Ny kolkondenskraft förefaller mycket osannolik, åtminstone inom den studerade perioden. Kol kommer dock globalt att spela en viktig roll under överskådlig tid. Med nu ekonomiskt tillgängliga och lönsamma koltillgångar kan nuvarande användning upprätthållas i drygt 200 år. Förutsatt att satsningarna som nu görs för att utveckla kolteknik kombinerad med avskiljning och deponering av CO₂ leder fram till tekniskt och ekonomiskt hållbara lösningar och därigenom möjligen till en s.k. "Coal Renaissance" kan tekniken (åter) bli intressant.

Utbyggnad av ny kondenskraft begränsas också av politiska faktorer, t.ex. genom att dessa anläggningar inte förväntas få fri/gratis tilldelning av utsläppsrätter.

2.6 Sammanfattning styrande faktorer – svenskt perspektiv

Sveriges energipolitik harmoniseras successivt med EU:s. Förhållandena i Sverige skiljer sig dock en del från det övriga Europa och sannolikt även de drivande krafterna. Sverige har redan en stor andel förnybar elenergi i form av vattenkraft och även en relativt stor potential för biobränslebaserad kraftproduktion. Begränsade möjligheter till ökning av produktionen i vatten- och kärnkraft samt en fortsatt ökning av elbehovet innebär emellertid att ny effekt och energi behövs. Sådan ny kapacitet måste också underställas det av Europeiska rådet i mars 2007 tagna beslutet att andelen förnyelsebar energi ska utgöra 20 % år 2020.

Med utgångspunkt från ovan redovisade prognoser och gjorda bedömningar, skulle de styrande faktorerna under den närmaste 10-årsperioden kunna sammanfattas enligt följande:

- Fortsatt harmonisering med EU:s energipolitik och regelsystem förväntas.
- Den pågående och planerade effekthöjningen på kärnkraftverken kommer i stort sett att återställa effekten till vad den var innan Baseback avvecklades. Skulle den inte genomföras fullt ut påverkas behovet av ny produktionskapacitet.
- Åtaganden vad avser CO₂-tak och CO₂-reduktion leder till att:
 - Intresset för förnybar elproduktion generellt är fortsatt stor och ökande
 - Potentialen för förnybar elproduktion styrs av fysiska och miljömässiga begränsningar.
 - Teknik för CO₂-reduktion får ett ökat intresse.
- Utbyggnad av kraftvärme ökar på grund av förväntan om långsiktigt ökande elpris och förlängningen av systemet för elcertifikat.
- Reducerad CO₂- och energibeskattnings på kraftvärme har gynnat användning och utbyggnad av naturgasbaserad kraftvärme.
- Handel med utsläppsrätter gynnar effektiviseringar och introduktion av förnybar el och accentuerar diskussionen om möjliga problem kring marginalprissättningen på el och påverkan på industrin.

-
- Elcertifikat gynnar produktion av förnybar el och ökar betydelsen av elverkningsgrad i biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar
 - Naturgasprisets utveckling påverkas av :
 - Avreglering av naturgasmarknaden.
 - Nya tillförselvägar.
 - Långsiktig marginalkostnad för el påverkas till stor del av naturgaspris (gaskombi).
 - Det kortsiktiga marginalpriset för el styrs av marginalpriset för kolbaserad kondenskraft (internationell elhandel).
 - Verkningsgrad blir viktigt för fossil kraftproduktion med hänsyn till CO₂-emissioner.
 - Deponiskatt försämrar förutsättningarna för teknik som ger ej användbara restprodukter.
 - Nuvarande nivå på förbränningsskatt på avfall kan påverka (fortsatt utbyggnad av) avfallsförbränning generellt men samtidigt gynnas effektiv kraftvärme och elproduktion av kraftvärmebeskattningens utformning.
 - Avreglering av elmarknaden innebär minskad riskbenägenhet hos elproducenter, vilket i sin tur leder till krav på kortare ”pay-off”-tider.
 - Instabila förhållanden avseende utformning av styrmedel minskar incitamenten för långsiktiga investeringar.
 - Systemet och marknaden för utsläppsrättshandel enligt EU ETS är under utveckling och kommer att bli en av de viktigare styrande faktorerna. Hur detta slutligen kommer att se ut och vilka priser detta resulterar i är idag svårt att överblicka.

3 Tekniker för elproduktion

I Tabell 1-1 listades ett antal kommersiella tekniker för elproduktion som studerats inom ramen för detta arbete. I kapitel 3.1 nedan beskrivs möjlig teknisk utveckling för de kommersiella teknikerna fram till år 2020.

Det finns även en lång rad ”nya” tekniker vilka har varit föremål för aktiviteter i form av studier, forskning, utveckling och demonstration. Vissa blommar upp för en kort tid för att sedan förlora intresse. Andra har ansetts vara ”nya” under en längre tid men ännu inte nått full kommersiell status, oftast på grund av höga kostnader. I takt med förändringar på marknaden kan de åter bli aktuella, dock vanligen med bibehållen status som ”nya”. Utgångspunkten för denna rapport och kapitel 3.2 nedan har varit att beskriva några av de tekniker som listats i tabell 1.2 och som förefaller ligga närmast till hands för kommersialisering fram till 2020.

Avgörande faktorer för bedömning av teknikers möjlighet att i en framtid nå kommersiell status är:

- Status idag
- Möjlighet att vara kommersiellt tillgänglig
- Konkurrenskraft i jämförelse med andra tekniker
- Marknad

Med begreppet ”kommersiellt tillgänglig” avses teknik för vilken leverantören kan lämna kommersiella garantier avseende prestanda och funktion (inklusive tillgänglighet) med acceptans av marknaden. För att en teknik ska anses kunna vara kommersiellt tillgänglig år 2020 bör den innan dess ha demonstrerats i full skala. Därutöver ska tekniken kunna konkurrera med motsvarande tekniker med samma bränsle och i samma applikationer såväl på den svenska som den internationella energimarknaden.

Utöver (idag) kommersiella respektive ”nya” teknikalternativ listas i kapitel 3.3 nedan även andra tekniker som av olika anledningar valts att inte beskrivas närmare i denna rapport.

3.1 Dagens teknik i ett framtidsperspektiv

I följande kapitel beskrivs en möjlig utveckling för dagens teknik fram till år 2020. För en utförlig beskrivning av uppbyggnad, prestanda, information om cykelkonfiguration och reningsutrustning m.m. hänvisas till bilaga 1.

En indelning har gjorts i ”Utvecklingstrender och drivkrafter”, ”Teknikutveckling” och ”Kritiska komponenter”.

Här ska tilläggas att intresset för kärn- och vindkraft är stort, vilket avspeglas i relativt detaljerade genomgångar.

3.1.1 Biobränsle, ångcykel, kraftvärme

3.1.1.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Ångcykelns elverkningsgrad kan höjas genom högre ångdata, det vill säga högre ångtryck och ångtemperatur. Hur mycket ångtrycket kan höjas i biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar är inte enbart en hållfasthets- och korrosionsfråga utan även andra tekniska begränsningar som fukthalt i turbinutloppet, dimensioner och varvtal, spelar en roll. Ångtemperaturen begränsas dock endast av materialutvecklingen.

Det finns redan idag stora fossileldade anläggningar med överkritiska ångtryck och ångtemperaturer upp mot 600°C. De teknisk-ekonomiska förutsättningarna för att höja ångdata för biobränsleeldade anläggningar har bl.a. studerats i [32]. Genom att höja elverkningsgraden kan mer el produceras från biobränsle baserat på ett givet värmeunderlag medan bränsleutnyttjandet (totalverkningsgraden) förblir oförändrad. En slutsats från studien är att avancerade ångdata inte är lönsamma under de förutsättningar som då var aktuella trots att ökningen i elproduktionskostnad med avancerade ångdata är måttlig. Högre elpris och införande av produktionsstöd i form av elcertifikat kan ha förändrat situationen. Det är värt att notera att anläggningens storlek och produktionsvolym har en betydligt större inverkan på produktionskostnaden än ångdata.

3.1.1.2 Teknikutveckling

Kraftvärme 10 MW_e

Ett högt ångtryck innebär ett lägre volymflöde. För små ångturbiner finns begränsningar för hur litet volymflöde som kan hanteras med bibehållen god verkningsgrad. Det bedöms som tekniskt möjligt att höja ångdata till 100 bar/600°C fram till år 2020. Elverkningsgraden ökar med cirka 1,5%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är troligen av typen CFB.

Kraftvärme 30 MW_e

Vid 30 MW_e-storleken begränsas ångtrycket av fukthalten (max ca 12%) i lågtrycksturbinens utlopp. Mellanöverhettning skulle lösa detta problem men har tidigare inte bedömts tekniskt/ekonomiskt lönsam i denna storlek. Det är tekniskt möjligt att höja ångdata till 170 bar/600°C fram till år 2020. Elverkningsgraden ökar med cirka 1,3%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är troligen av typen CFB där strömningen av vatten och ånga (tvåfas) genom förångartuberna upprätthålls med självcirkulation.

Kraftvärme 80 MW_e

För storleken 80 MW_e finns ingen av de två ovan nämnda begränsningarna på ångtrycket, såväl ångtryck som ångtemperatur begränsas av materialutvecklingen. Det är tekniskt möjligt att höja ångdata till 190 bar/600°C/600°C, dvs anläggningen är utrustad med mellanöverhettning, fram till år 2020. Elverkningsgraden ökar med cirka 1,5%-enheter medan totalverkningsgraden är oförändrad. Pannan är troligen av typen CFB och strömningen i vatten- och ångberörda delar upprätthålls med påtvingad cirkulation.

För 80 MW_e-storleken studerades även ett fall med extremt höga ångdata, 250 bar/650°C/650°C. Elverkningsgraden ökade med 3,3%-enheter. Pannan är av typen CFB och med det överkritiska trycket utformas pannan som en genomströmningspanna. Förstudien kunde inte presentera kostnadsuppskattningar för en anläggning med så höga ångdata och det bedömdes inte realistiskt att höja ångdata så kraftigt inom den studerade perioden, dvs. fram till 2020.

3.1.1.3 Kritiska komponenter

En kritisk komponent vid bibränsleeldning är överhettaren. Vid temperaturer över cirka 480°C ökar risken för korrosion på överhettarna. Mekanismerna är inte klarlagda i alla detaljer men anses bero på samverkan mellan ett flertal parametrar som materialtemperatur, rökgasens kemiska sammansättning, tubernas material, askans sammansättning och pannans utformning. Forskningen, inte minst den svenska, är intensiv och bedömningen är att problemen kan bemästras genom att kombinera olika åtgärder, t.ex. att använda kvalificerade överhettarmaterial, reducera bränslefukthalten och samelda bibränslet med ett sva-velbärande bränsle som torv.

3.1.2 Avfall, ångcykel, kraftvärme

3.1.2.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Avfallsförbränningsbranschen genomgår just nu stora förändringar, både vad gäller teknik och systemlösningar. Nya regelverk har trätt i kraft genom att EG-direktivet för förbränning av avfall 2000/76/EG har implementerats i Svensk lagstiftning genom SFS 2002:1060 samt NFS 2002:28. I Sverige har det funnits stränga miljökrav för avfallsförbränning sedan mitten av 80-talet, som med avfallsdirektivet nu omfattar hela EU. För vissa utsläppsparametrar innebär direktivets regler en skärpning.

Utveckling av småskalig förbränningsteknik för hushållsavfall som tidigare efterfrågades i delar av Sverige där avståndet till en förbränningsanläggning var långt och avfallsmängden och ledig fjärrvärmekapacitet var begränsad, har i princip upphört.

3.1.2.2 Teknikutveckling och kostnader

Den traditionella rosterkonstruktionen utvecklas och förbättras kontinuerligt, och kommer att stå sig väl. En ny generation fluidiserade bäddar (BFB) har funnits på marknaden några år och CFB har etablerats som ett alternativ för större anläggningar, men i båda fallen ställs krav på förbehandling av avfallet (sortering, malning).

För att uppfylla utsläppskraven, som kommit i och med att EU:s förbränningsdirektiv för avfall har införlivats i svensk lagstiftning, kan flera olika och kombinationer av olika rökgasreningstekniker användas. Detta beskrivs i bilaga 1.

Nya avfallsslag förs till anläggningarna i större utsträckning på grund av ändrad lagstiftning för avfallshantering och vissa av dessa, till exempel slam och riskavfall från sjukhusen, kräver särskild inmatnings- och förbränningsteknik. Vattenkyld roster blir allt vanligare.

re när värmevärdet i avfallet nu tenderar att öka på grund av sortering och ökad andel industriavfall. Kommande deponiskatt och deponiförbud, gör att lagring, oftast balning, av avfallet blir vanligare. Därigenom kan mer av avfallet utnyttjas då värmebehovet är som störst.

Förbränningstekniken förbättras med hjälp av kvalificerad styrning och fördelning av bränsle och förbränningsluft, så att risken för bildning av skadliga korrosiva ämnen och emissioner, inte minst av dioxin, minskar. Detta svarar också upp till de nya EG-kraven, som anger att halten av oförbränt i slagg får vara max 3%. Förhållandevis låg elverkningsgrad beror på att ångdata måste vara låga (<400-450°C) för att undvika korrosionsproblem. Tekniska lösningar som underlättar byten av överhettare och placering i sandlåset på CFB-pannor i kombination med forskning kring och framtagning av nya material möjliggör en utveckling mot högre ångdata.

En strävan att ta vara på resurserna i samhället gör att restprodukthanteringen utvecklas. Metoder för avskiljning och återföring av ammoniak tas fram och installeras nu på anläggningarna. Återanvändning av slagg, till exempel som fyllnadsmaterial vid vägbyggen, är vanligt i Europa och eftersträvas i Sverige. Branschen håller i samarbete med myndigheterna på att ta fram metoder för kvalitetssäkring av slagg från rosterpannor, för bedömning av när och hur det kan återanvändas. Olika former av stabilisering av rökgasreningsprodukterna blir allt vanligare i tätbebyggda områden i Europa med begränsade deponiutrymmen. I Sverige är drivkrafterna mindre för detta. Högre krav vid deponering av rökgasreningsprodukterna kommer dock att ställas och enklare former av stabilisering att tillämpas.

Rent generellt kommer kostnaderna vid energiutvinning ur avfall att öka. Ökade miljökrav ställer krav på ny teknik, och kostnader har tillkommit, som till exempel skatt på deponeering av restprodukter (2000) och förbränningsskatt (2006). Då samtliga anläggningar i Sverige redan är utrustade för höga miljökrav, kommer inte kostnadsökningen förknippade med sådana att bli lika stor som i en del länder i Europa som ligger efter på miljösidan.

3.1.2.3 Kritiska komponenter

Teknik som krävs för att hantera och förbränna nya avfallsslag, utvecklad rökgasrening och restprodukthantering osv. finns redan. Tillämpningen är en kostnadsfråga, där miljönyttan måste ställas mot kostnaden. För avfallsanläggningar kan problem med korrosion på överhettare och eldstadstuber vara ett svårt problem - mycket värre än för biobränsleeldade anläggningar. För såväl ökad elverkningsgrad som ökad andel kraftvärme från avfall krävs introduktion av nya tekniska lösningar och att nya, bättre material tas fram.

3.1.3 Kol, ångcykel, kondens

3.1.3.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Erfarenheterna från kolpulvereldade anläggningar med överkritiska ångdata är goda och det har därför skett en fortsatt utveckling mot högre ångdata och bättre prestanda. Redan på 60-talet uppfördes anläggningar med överkritiska ångdata men problem, bl.a. i USA, gjorde att man (där) återgick till mer moderata ångdata. Med försiktig utveckling efter

”moratoriet” nådde man efter hand 250 bar, 540°C som under en period kom att utgöra ”state of the art”. Material- och konstruktionsutveckling fortsatte dock och har under de senaste decennierna gått starkt framåt. Idag ser vi anläggningar med ångdata på upp mot 300 bar, 600°C med verkningsgrader i intervallet 47-48 %. Avsvavlingstekniken har utvecklats med avskiljningsgrader på över 95%.

CFB-pannor är etablerad teknik för mindre storlekar men det sker en utveckling mot större enheter. T.ex. har Foster Wheeler levererat och driftsatt (2002) två CFB-pannor i storleken 300 MW_e till Jacksonville i USA. Ångdata är 172 bar/540°C/540°C. I Bedzin i Polen pågår just nu uppförandet av den första CFB-pannan med överkritiska ångdata [33]. Anläggningseffekten är 460 MW_e. Planerad driftstart är 2009.

Båda pannteknikerna utvecklas alltså generellt mot ytterligare högre ångdata och högre verkningsgrad. För kolpulvertekniken är siktet inställt mot ångtemperatur 700°C och verkningsgrad över 50 % (med kyltorn). E.ON planerar att inleda drift med en anläggning 2014 [34]. Eftersom strävan att minska CO₂-utsläppen är mycket stark, och dessutom förpliktigande, kan den traditionella drivkraften ”sänkt produktionskostnad” få något lägre prioritet, det vill säga anläggningarna skulle kunna realiseras även om de ger samma produktionskostnad som föregående generation.

3.1.3.2 Teknikutveckling och kostnader

Utvecklingen mot högre ångdata går vidare. Dubbel mellanöverhettning och ångdata 330 bar/610°C/630°C/630°C innebär en ökning av verkningsgraden med 3%-enheter till ca 50%. Detta leder i sin tur till krav på nya material. För dagens anläggningar förekommer olika uppskattningar av investeringskostnaden som varierar inom intervallet 9500–12000 kr/kW_e. För ett kraftverk på 556 MWe netto med en elverkningsgrad på 46 % netto uppges i ETP-ZEP [78], WG 1 ”Power Plants and Carbon Dioxide Capture” en specifik investeringskostnad på 1055 EUR/kW_e eller ca 10100 kr/kW_e.

Anläggningarna utrustas idag i allt större utsträckning för att inte säga genomgående med låg-NO_x brännare, SCR, FGD (avsvavlingsanläggning) och stoftavskiljning (elektrofilter). Följande emissionsvärden kan innehållas; S < 30 mg/MJ, NO_x < 30 mg/MJ, stoft < 25 mg/Nm³. Siffrorna utgör inte något absolut gränsvärde utan avgörs av aktuell lagstiftning och av en teknisk-ekonomisk anpassning/optimering.

Utvecklingsarbete pågår för att nå ytterligare prestandaförbättringar med verkningsgrader upp till 55% [35]. Det kräver ångtemperaturer på 700°C och användning av nya nickel-baserade superlegeringar (gasturbinmaterial). En ökning av verkningsgraden från 47% till 55% skulle minska bränsleförbrukningen, och därmed CO₂ utsläppen, med nästan 15%. I Europa studeras dessa mycket avancerade anläggningar inom THERMIE-programmet. Det är inte troligt att någon anläggning kan realiseras inom en tioårsperiod, däremot kan en demonstrationsanläggning bli aktuell mot slutet av perioden.

3.1.3.3 Kritiska komponenter

De kritiska komponenterna är panelväggar, överhettare, samlingslådor, ångledningar och högtrycksturbinens första del. Nya material har utvecklats under 90-talet för dessa komponenter.

3.1.4 Kol, ångcykel, kondens med CO₂-avskiljning och lagring

3.1.4.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Den starka drivkraften att minska CO₂-utsläppen har lett till att vi under senare år sett en utveckling av kolbaserad kondenskraft med CO₂-avskiljning, Carbon Capture (CC). Olika tekniker för uppkoncentrering och avskiljning som involverar förbränningsprocess och komprimering utvecklas parallellt under beteckningarna Oxyfuel, Post combustion och Pre-combustion. Teknikerna förklaras kortfattat i bilaga 1. Ytterligare beskrivningar med principalschemor finns att hämta i ETP-ZEP [78]. För avskiljning kombinerad med lagring, Carbon Capture Storage (CCS), utvecklas system för transport av gasen och slutlig lagring under jord i sedimentära bergarter.

Koldioxidavskiljning med omhändertagande och lagring av CO₂ är inte en ny teknik. Den har använts i industriprocesser och i naturgasprocesser. Mer än fyra miljoner ton koldioxid per år har injicerats i underjordiska geologiska formationer i tre stora lagringsprojekt: Sleipner i Norge (Statoil), Weyburn i Kanada (Environment Canada) och In Salah i Algeriet (BP, Sonatrach). I olika delar av världen injiceras 40 miljoner ton koldioxid i så kallade Enhanced Oil Recovery-projekt (EOR) för ökad oljeutvinning [13]. Motsvarande koncept är möjligt också för naturgas. Erfarenheten är ännu så länge begränsad när det gäller kraftverk.

Vattenfall är ett av flera företag som aktivt forskar och utvecklar denna teknik. En testanläggning på 30 MW (termisk effekt) baserad på Oxyfuel-teknik kommer att stå klar för drift i Schwarze Pumpe i Tyskland 2008. Man har som mål att konstruera ett kraftverk på 250 MWe i demonstrationssyfte och ta fram ett kommersiellt koncept klart senast 2020 [36]. Andra aktörer, t.ex. E.ON, har liknande planer.

Till dess tekniken har mognat och de ekonomiska barriärerna övervunnits möts behovet av ny produktionskapacitet med konventionell högpresterande teknik i anläggningar som byggs ”capture ready”. Åtgärderna innebär bland annat att skapa tillräckligt utrymme vid anläggningen för att i framtiden kunna expandera för att avskilja koldioxid. Konceptet kan också innebära att man väljer lokalisering utgående från var det finns lämpliga områden för koldioxidlagring.

IEA-sekretariatet har bedömt att åtminstone tio stora kraftverk med CCS-teknik bör vara i drift omkring 2015 för [13].

3.1.4.2 Teknikutveckling och kostnader

Carbon Capture (CC) och i kombination med lagring, Carbon Capture and Storage (CCS) applicerat på konventionella ångcykler innebär att anläggningarna kommer att tappa i storleksordningen 8-12 procentenheter i elverkningsgrad. Samtidigt kommer anläggnings-, och

därmed produktionskostnaden, att öka. Den specifika investeringskostnaden är svårbedömd då inga fullskaliga tillämpningar finns men uppges komma att ligga i intervallet 1894-2578 USD/kW med ett medelvärde på 2096 USD/kW eller ca 13100 kr/kW för kraftverk på 300-700 MW med superkritiska ångdata [37]. I den något senare rapporten från ETP-ZEP [78], WG 1 "Power Plants and Carbon Dioxide Capture" uppges för kraftverk på 460-470 MWe netto med Post combustion och Oxyfuel teknik en investeringsnivå på 1660 EUR/kWe eller ca 15 900 kr/kWe.

Bedömd avskiljningskostnad varierar från studie till studie och ryms idag i intervallet 150 - 700 kr/ton CO₂ med en potential för halvering till 2030 knuten i huvudsak till intervallets övre del [38], [13].

Transportkostnaderna beror på transportsträcka och andra omständigheter men uppges för rimliga transportsträckor i pipeline till 5-10 US\$ per ton, 32-64 kr/ton. Lagring och övervakning uppskattas kosta 1-2 US\$ per ton, 6-13 kr/ton [13]. För korta transportavstånd (60 km) och lagring i reservoarer under land bedöms den specifika kostnaden långsiktigt till 0,04 SEK/kg CO₂ [39]. Enligt IEA-sekretariatet bedöms dessa kostnader sammantaget öka elproduktionskostnaden med 2-3 US cent per kWh, 12,5-19 öre/kWh, vilket överensstämmer med uppgifter i andra studier och sammanställningar [40]. Man räknar med att även denna kostnadsskillnad ska kunna reduceras till år 2030.

3.1.4.3 Kritiska komponenter

Energiomvandlingsdelen i ett koleldat CC/CCS kraftverk är i princip uppbyggt på samma sätt som ett konventionellt kolkraftverk, dvs de kritiska komponenterna är desamma. Därutöver tillkommer olika delar, t.ex. membran, i systemen för avskiljning av koldioxid. Generellt menar man i branschen att stora delar av denna teknik också är känd men att insatser för uppskalning, komponentprovning, etc. i sig representerar en utmaning [41].

3.1.5 Naturgas - Kombicykler

3.1.5.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Verkningsgraden för gaskombianläggningar kan höjas genom olika åtgärder varav den viktigaste är att höja temperaturen i toppcykeln det vill säga att höja temperaturen efter gasturbinens brännkammare. Efter hand som material och kylteknik utvecklas höjs den optimala gastemperaturen och verkningsgraden ökar.

Förutom höjningen av inloppstemperaturen sker en ständig utveckling av enskilda komponenter. Exempel är kompressor, (gas)turbin och (ång)turbin vars komponentverkningsgrader har ökat genom mer avancerad skoveldesign. Brännkammaren har utvecklats och utförs numera ofta så att bränsle och luft är förblandade före förbränningszonen. Avsikten är att få låga tryckfall, låga emissioner av NO_x och oförbrända kolväten samt en jämn temperaturprofil på arbetsmediet före expansionen i turbinen.

En annan typ av åtgärder handlar om förbättring av cykelkonfigurationen. Exempel på detta är sekventiell förbränning i gasturbinen eller en mer avancerad ångcykel, vilket kan in-

nebära ett tre-trycks ångsystem och mellanöverhettning av högtrycksågan. Förvärmning av naturgasen är en annan cykelförbättrande åtgärd.

Gaskombianläggningar når högst elverkningsgrader av alla nu kommersiella anläggningar. Detta är nödvändigt eftersom de använder ett högvärdigt och relativt dyrt bränsle. Investeringskostnaden är låg i förhållande till andra kraftverkstyper. Bränslekostnaden är den dominerande posten i den totala produktionskostnaden för dessa anläggningar. Den höga verkningsgraden innebär låga CO₂-emissioner och med senaste brännkammarteknik kan mycket låga emissioner av NO_x och oförbrända kolväten erhållas. För stora baslastkraftverk bedöms att gaskombianläggningar globalt kommer att utgöra majoriteten av nybyggd produktionskapacitet till 2020.

Jämfört med utvecklingen av CC och CCS teknik för kolbaserad kondenskraft pågår en liknande utveckling för naturgasbaserade cykler, men den förefaller inte vara lika intensiv sett i ett globalt perspektiv. Några skäl kan vara att kostnaden per avskild mängd CO₂ är 2-3 ggr så hög för en gaskombi jämfört med en kolkondensanläggning och att dagens gaskombianläggningar utnyttjar bränslet effektivare, dvs arbetar med höga verkningsgrader. Enligt litteraturuppgifter ligger elproduktionskostnaden i paritet med eller något lägre jämfört med kolkondenskraftverk med CCS-teknik. Regionalt görs betydande insatser, bl.a. i Norge där utveckling och projektering av CCS anläggningar bedrivs i anslutning till de gaskombiverk som är under uppförande [78].

3.1.5.2 Teknikutveckling och kostnader

Kondens 400 MW_e

Det pågår ett intensivt utvecklingsarbete för stora gaskombianläggningar, inte minst i USA via projekt som startats inom ATS-programmet (Advanced Turbine System) och dess efterföljare NGTS (Next Generation Turbine Systems). Den uttalade målsättningen för ATS-programmet för stora anläggningar var: > 60% verkningsgrad, < 9 ppm (ca 20mg/MJ) NO_x, < 20 ppm oförbrända kolväten, hög bränsleflexibilitet, reducerad produktionskostnad för el med 10% samt bibehållen eller förbättrad situation vad gäller tillförlitlighet, tillgänglighet och underhåll [42]. I de delar som berör prestanda och emissioner har målen i stort sett uppfyllts idag.

Det är inte troligt att verkningsgraden höjs påtagligt över 60% under kommande 10-årsperiod. Det handlar snarare om att höja anläggningstillgängligheten och verifiera de stora utvecklingssteg som redan tagits på relativt kort tid. Den tidigare utvecklingen av ångkylda gasturbiner förefaller ha bromsats upp något och istället är luftkylda maskiner med motsvarande prestanda nu på väg ut på marknaden.

För dagens anläggningar förekommer olika uppskattningar av investeringskostnader, mycket beroende på lokala förutsättningar. Vanliga värden ligger i intervallet 4500-6000 kr/kW_e.

Anläggningar med CC och CCS teknik kommer att tappa i verkningsgrad. Karaktäristiskt sjunker elverkningsgraden med upp till 8-10 procentenheter med dagens avskiljningstekniker. Den specifika investeringskostnaden uppges i ETP-ZEP [78], WG 1 "Power Plants

and Carbon Dioxide Capture” till 855 EUR/kWe (662 MWe) eller ca 8200 kr/kWe. Elproduktionskostnaden bör enligt samma referens öka med ca 17 öre/kWh, medan den beräknas öka med 9 -11 öre/kWh enligt [40].

Kraftvärme 150 MW_e, 40 MW_e

Det är troligt att verkningsgraden kan förbättras ytterligare med 2-3%-enheter under en 10 årsperiod. Gasturbiner inom detta storleksområde omfattas av NGTS-programmet och kan förmodligen även dra nytta av utvecklingsinsatser för större gasturbiner och av fortsatt tekniköverföring från flygmotorer. Världsmarknaden för små och medelstora gaskombianläggningar är växande vilket anses bero på avregleringen av flera elmarknader och att nya aktörer träder in (IPP, Independent Power Producers).

3.1.5.3 Kritiska komponenter

Den kritiska punkten gäller drift- och underhållskostnader, speciellt för gasturbinens heta delar. Den senaste utvecklingen innebär kraftigt höjda turbininloppstemperaturer vilket ställer mycket höga krav på kyldesignen i kombination med ytbeläggningar (Thermal Barrier Coatings). Gastemperaturen är cirka 400–500°C högre än tillåten materialtemperatur. Den höga temperaturen ställer ökade krav på underhåll och kontroll samt ökade krav på utbyte av högtemperaturdelar och ytbeläggningar.

I CC och CCS applikationer får till de kritiska komponenterna även räknas olika delar, t.ex. membran, i systemen för avskiljning av koldioxid.

3.1.6 Naturgas, småskalig teknik, kraftvärme

3.1.6.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Den framtida utvecklingen gällande gasmotorer av Dieseltyp kommer sannolikt att fokuseras på en reduktion av emissionerna. Dagens teknik med katalysatorer ersätts av förbränningstekniska åtgärder som reducerar emissionerna utan att försämra verkningsgraden. Vidare kommer såväl elverkningsgrad som totalverkningsgrad att förbättras.

Även ottomotorn utvecklas mot ökad verkningsgrad och minskade emissioner. Dessutom kommer större motorer med hög effekt att tas fram. Den senare utvecklingen finns redan i dag, genom att dieselmotorkonstruktioner modifieras till Ottoprocessen för att nå lägre emissionsnivåer.

Forskning på nya motorkoncept, till exempel homogen kompressionsantändning, HCCI, pågår också, bl.a. vid LTH i Lund. Principen för HCCI är: Homogen luftbränsleblandning i inloppet som i en ottomotor, kompressionsantändning som i en dieselmotor och långsamma kemiska reaktioner i förbränningsprocessen genom mager bränsleluftblandning. Fördelarna kan vara ultra-låga NO_x-emissioner och hög verkningsgrad, jämförbar med dieselmotorns.

Ytterligare ett alternativ är s.k. mikrogasturbiner, i effektklassen 30-200 kWe. Goda miljöprestanda, kompakt utförande och litet underhållsbehov är egenskaper som gör mikroturbi-

ner mycket väl lämpade för distribuerad elproduktion och småskalig kraftvärme nära förbrukarna.

3.1.6.2 Teknikutveckling och kostnader

Kraftvärme 1 MW_e

Dieselmotorns elverkningsgrad och totalverkningsgrad kan eventuellt höjas med upp till ett par procentenheter under en tioårsperiod och nya bränslen kan komma att användas. Gasturbinens verkningsgrad kan sannolikt öka någon procentenhet och emissionerna reduceras med torra låg-NO_x brännkammare.

Kraftvärme 100 kW_e

Ottomotorns elverkningsgrad och totalverkningsgrad kan sannolikt höjas med upp till ett par procentenheter under en tioårsperiod.

Mikrogasturbiner har hittills inte använts i stor utsträckning för kraftvärmeapplikation. Det finns dock ett relativt stort antal turbiner i drift runt om i världen. Med rekuperator kan gasturbinen uppnå elverkningsgrader kring 25-30% och vid kraftvärmedrift en totalverkningsgrad på 80-85%.

3.1.6.3 Kritiska komponenter

För mikrogasturbiner pågår arbete med keramiska material för gasturbinens heta delar, till exempel första stegets skovlar och som "liner" i brännkammare. De tekniska problemen är stora men samtidigt är potentialen för ökad verkningsgrad stor.

För småskalig teknik kan det handla om att finna applikationer och koncept som lämpar sig för stora serier och/eller hoppas på gynnsamma skatte- och subventionsregler.

3.1.7 Vindkraft

3.1.7.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Trenden har under många år pekat mot allt större vindkraftverk. Under 2006 var den globala genomsnittliga storleken på nya verk 1,4 MW [43]. Storleken fortsätter att öka även om en viss konsolidering av landbaserade verk kring 2-3 MW kan skönjas. Denna konsolidering åtföljs av en vidareutveckling mot lägre vikter. En fortsatt anpassning av verk för olika vindlägen med s.k. lätt- och hårdvindsaggregat kan också ses som en trend. Utvecklingen går mot större rotoror och högre tornhöjder för verk anpassade till platser med måttliga och låga medelvindar. Verk med ca 2 till 2,5 MW effekt har rotordiametrar från ca 80-100 meter - dvs med variationer av rotoryta från ca 5000-7800 m² - anpassade för platser med hög medelvind och hög turbulens respektive platser med låg medelvind och måttlig turbulens.

Även om en konsolidering på storleken kring 2-3 MW sker så har flera tillverkare, bl.a. Enercon, Multibrid och Repower, prototypserier på 5 MW eller större. Enercon är t.ex. på

väg att tillverka en serie med 126 m rotor som kommer att få en effekt på minst 6 MW. Många av de stora verken utvecklas med marknaden till havs som mål eftersom storleken där är viktig för kostnadseffektivitet och lönsamhet. De offshore-parker som hittills byggts har vindkraftverk med en effekt på upp mot 3 MW.

Vindkraftmarknaden är idag helt dominerad av verk med horisontell axel men olika varianter förekommer. För tio år sedan var de flesta verk byggda för konstant varvtal och försedda med fasta blad. De reglerades genom passiv överstegringsreglering, ofta kallad stall[eng.]-reglering. I dag dominerar marknaden av verk där rotorn roterar med variabelt varvtal och där effekten regleras genom att bladen vrids och spillar vind för att begränsa effekten. Drivkraften bakom variabelt varvtal och bladvinkelreglering är möjligheterna att optimera driften för högre elproduktion samtidigt som styrningen kan minska lasterna - och därmed kostnaderna - på vindkraftverken.

3.1.7.2 Teknikutveckling och kostnader

Verk med växellåda dominerar marknaden. Det tyska företaget Enercon tillverkar verk utan växellåda med direkt driven generator. Företaget hade under 2006 cirka 15% av världsmarknaden. Problem med växellådor utgör idag ett väsentligt problem för många vindkraftverk. Någon trend att allmänt lämna koncept med växel kan emellertid inte ses.

Dock kan noteras att det idag finns tillverkare som levererar verk med endast ett steg i växellådan i kombination med en lågvarvig generator. En amerikansk tillverkare, Clipper, utnyttjar en växellåda kopplad till flera mindre generatorer. Det utvecklas också koncept där man med hydraulik åstadkommer variabelt varvtal. Det finns således ett antal leverantörer, företrädesvis mindre, som utvecklar varianter av drivlina och varvtalsstyrning. Det finns även ett antal tillverkare vid sidan av Enercon, även i detta fall mindre företag, som utvecklar direkt drivna vindkraftverk. För generatorerna i dessa verk används permanentmagneter i rotorn.

Allmänt går utvecklingen mot effektivare, lättare och starkare konstruktioner. Till del skall detta kunna åstadkommas genom styrning av laster genom varvtalsstyrning men i olika forskningsprojekt studeras även individuell styrning av bladvinklar och laststyrning genom variabel bladgeometri.

Fortsatt utveckling förutsätts även förbättra tillgängligheten, speciellt för havsbaserade parker.

För havsbaserade anläggningar läggs idag stora resurser på utveckling av fundament och logistik. Den vanligast förekommande fundamenteringen idag är; monopile, gravitations- och tripodfundament, som väljs utgående från summan av yttre laster, djup och bottenförhållanden. För djupare vatten utvecklas varianter av fackverkskonstruktioner parallellt med tripodfundament. Utanför Skottland har under 2006 och 2007 två demonstrationskraftverk satts upp på 40 meters djup med fundament av fackverkstyp. I Tyskland uppför, inom ramen för ett utvecklingsprojekt med stöd av tyska staten, ett konsortium av tre kraftbolag en park med 12 st. 5 MW turbiner från två tyska tillverkare – troligen 6 från vardera Repower

och Multibrid. I detta utvecklingsprojektet förväntas minst två typer av fundament att bli konstruerade och testade.

Kostnaden för vindkraftverk har generellt minskat med ca 5-10% per dubblering av antal tillverkade MW (så kallad lärlkurva) [44]. De senaste två tre åren har dock prisutvecklingen vänt. Detta anses bero på en kombination av ökat pris på råvaror som t.ex. stål och koppar samt på en allmänt stor efterfrågan på vindkraftverk som skapat flaskhalsar [73]. Kostnadsutvecklingen för producerad el har dock delvis hållits tillbaka genom utvecklingen av turbiner med större rotordiametrar och effektivare rotoror som ger större energifångning för given generatoreffekt och investeringskostnad.

För vindkraft till havs har den eskalerande kostnadsutvecklingen varit ännu tydligare de senaste åren. I takt med att marknaden stabiliseras och konkurrensen ökar och t.ex. tillgången på hjälpfartyg för uppförandet mm matchas med efterfrågan förväntas dock prisbilden att sjunka. Department of Trade and Industri tog 2006 fram en bedömning av kostnaden för vindkraft till havs. Enligt rapporten [45] uppskattades kostnaden 2006 vara 21,6 Mkr/MW för att stiga med 10% till 2011 för att därefter, via utveckling och lärande, sjunka till ca 80% av dagens kostnad, dvs ca 17 Mkr/MW, till 2020.

3.1.7.3 Kritiska komponenter

Tekniken, speciellt vad gäller större verk för havsbasering, är stadd i en kraftfull utveckling. Krav på ökad storlek och lätta konstruktioner är emellertid svårförenliga, en omständighet som kan ha lett till att den hittillsvarande utvecklingen bl.a. har kantats av omfattande växellådsproblem. Det finns dock inget som tyder på att dessa inte skulle kunna lösas.

3.1.7.4 Teknik och kostnader för fyra vindkraftsfall

Teknik och kostnader för vindkraft är i denna rapport framtaget för fyra anläggningsexempel:

- En mindre anläggning på land med 5 st. 850 kW-verk
- En medelstor anläggning på land med 20 st. 2 MW-verk
- En etablering till havs med 50 st. 3 MW-verk (dagens teknik)
- En etablering till havs med 150 st. 5 MW-verk

Medan anläggningarna på land bygger på fullt kommersiell teknik kan situationen med avseende på de havsplacerade anläggningarna diskuteras. Anläggningar till havs med vindkraftverk med storleken 2-3 MW byggs redan idag. Parker har satts upp i Danmark, Storbritannien, Irland och Nederländerna. Totalt var installerade kapaciteten till havs i slutet av 2006 dock endast strax under 1 GW medan den totala installerade kapaciteten på land var ca 73 GW. I Sverige har två mindre parker på 10 MW vardera byggts under 2000 och 2001. Lillgrund med 48 st. 2,3 MW vindkraftverk byggs hösten 2007 och Vänern vindpark med 10 st. 3 MW byggs under 2007-2008.

Uppgifter avseende investeringskostnad, DoU-kostnad och tillgänglighet är med hänsyn till den relativt nya tekniken till havs omgärdade av viss osäkerhet. Talen för dessa para-

metrar i denna rapport hade således kunnat väljas annorlunda. Skall t.ex. tillgänglighet baseras på genomsnittet av de parker som byggts eller på gissningar om tillgänglighet för den park som byggs nu? Antalet tillverkare som idag erbjuder vindkraftverk för havsbasering är mycket få och konkurrensen därför begränsad.

Anslutningskostnad

Elproduktionskostnaden är direkt beroende av vindenergitillgången på en specifik plats. Likaså kommer investeringskostnaden att påverkas av avstånd till vägar, terrängförhållanden, befintligt elnät att ansluta till samt till havs av t.ex. djupförhållanden.

I den rapport som tagits fram för planering av utbyggnad till havs i Danmark [46] visas hur antagen kostnad för turbiner, fundament och elnätsanslutning varierar med val av plats.

Elanslutningskostnaden både på land och till havs skiljer dock avsevärt beroende på avstånd till befintligt nät och projektspecifika behov av förstärkning av nätet. På land kan det uppstå stora kostnader för enskilda projekt vid stora nätförstärkningsbehov. Denna nätförstärkning kan sedan i ett senare skede göra att tillkommande projekt kan anslutas till en låg kostnad. Problem med sådana trappstegseffekter är observerade av regeringen, som bl.a. därför tillsatte en utredning, den så kallade "nätanslutningsutredningen" [47]. Utredningens uppdrag är bl.a. att utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen och föreslå regelförändringar om sådana bedöms behövas. Beroende på utredningens förslag och hur dessa eventuellt omsätts i lagstiftning och regelverk kan tariffer komma att ändras vilket påverkar både investerings- och DoU-kostnad.

För de landbaserade anläggningarna har i Tabell 3-1 antagits en nätanslutningskostnad på 1000 kr per installerad kW. Anslutningskostnaden för anläggningarna till havs kommer att variera avsevärt beroende på avstånd till land och med djup- och bottenförhållanden. Här har antagits 2500 kr/kW.

DoU-kostnad

För vindkraft på land är DoU-kostnaden inklusive effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen satt till 9 öre/kWh för den lilla anläggningen och 13 öre för den större. Skillnaden avspeglar att nättariffen är lägre för kraftverk/aggregat med en effekt på mindre än 1500 kW. Enligt 4 kap. 10 § ellagen betalar dessa verk endast avgift för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionsägarens nät och inte kostnader för drift och underhåll av elnätet. Nätanslutningsutredningen [47] har dock i uppgift att föreslå hur denna regel skall kunna tas bort. Resultat av utredningen kan således innebära lagändringar som förändrar DoU-kostnaderna såväl som investeringskostnaderna.

För havsanläggningarna har DoU-kostnaden inklusive effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen uppskattats till 16 och 20 öre/kWh för den lilla respektive stora parken. Baserat på den begränsade erfarenheten från vindkraft till havs skall nämnas att dessa kostnader liksom investeringskostnaderna är tämligen osäkra.

Kostnader för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen, som varierar bl.a. beroende på den lokala stamnätsavgiften, motsvarande 4 öre/kWh för den större landbase-

rade parken och 6 öre/kWh för de båda havsbaserade parkerna har exkluderats i nedanstående Tabell 3-1 och därmed i indata till beräkningarna.

Avskrivningstid

Uppgifterna i Tabell 3-1 är vad avser produktionen baserade på 20 års avskrivningstid för alla vindkraftsanläggningarna då turbiner vanligtvis konstrueras för 20 års livslängd.

För anläggningarna till havs kan en längre avskrivningstid motiveras då själva vindkraftverken endast utgör ca hälften av investeringskostnaden. En stor del av anläggningen som elnät och fundament kommer sannolikt att dimensioneras för avsevärt längre användningstider. Likaså kan tornen konstrueras för längre användningstider och andra delar av turbinen konstrueras för planerade utbyten (reinvesteringar) efter lämpliga tidsintervall. Med hänsyn till den begränsade erfarenheten från parker till havs har emellertid beräkningarna av elproduktionskostnad, redovisade i avsnitt 6.2, även för dessa anläggningar baserats på 20 års avskrivningstid.

Produktion

Produktionsuppgifter för de fyra parkerna i Tabell 3-1 är beräknade baserat på produktionen från enskilda verk men med hänsyn tagen till att de skuggar varandra vid vissa vindriktningar, vilket definieras utgående från den så kallade parkverkningsgraden.

För den lilla anläggningen på land är parkverkningsgraden mycket hög då vindkraftverken förutses placeras så att de skuggar varandra mycket liten del av tiden. En parkverkningsgrad på 98% kan därför ansättas där. För anläggningarna till havs har parkverkningsgrader på ca 90% antagits.

Produktionsuppgifterna i tabellen baseras på uppställning på platser med medelvind i navhöjd för den lilla och stora landplacerade anläggningen på ca 6,5 respektive 7 m/s och för den lilla och stora havsplacerade anläggningen på 8,5 respektive 9 m/s.

Den genomsnittliga produktionen per år skall sedan sättas ned med hänsyn till kraftverkets tillgänglighet. Tillgängligheten för vindkraft på land är generellt hög. Tillverkare som tecknar långa DoU-kontrakt garanterar en tillgänglighet på i storleksordningen 97-98%. De tillgänglighetsuppgifter som återfinns i Elforsks statistik [48] avser i allt väsentligt landbaserade verk. År 2001 låg den på 98,2% och år 2004 på 99,1%. Riktigheten i dessa uppgifter är emellertid föremål för diskussion. Det anses att de verkliga siffrorna ligger något lägre, vilket man i branschen menar kan hänföras till använda beräkningsmetoder.

För anläggningarna på land har i Tabell 3-1 antagits en tillgänglighet på 98%. För vindkraftverken till havs är tillgängligheten lägre. Även om driftsäkerheten skulle vara likvärdig den på land kommer tillgängligheten att bli lägre då väderförhållanden till havs ofta gör att driftstörningar inte kan åtgärdas lika snabbt. Produktionssiffrorna som ligger till grund för beräknad elproduktionskostnad i avsnitt 6.2 har baserats på 84 respektive 91% tillgänglighet för den större respektive den mindre havsparken. Detta är mycket lågt men kan vara representativt för de parker som byggs idag med hänsyn till att de relativt många fel som uppstått då vindkraft byggts till havs. Efter att denna teknik mognat bör dessa till-

gängligheter avsevärt förbättras. Detta i kombination med att investeringskostnaden borde gå ner torde kunna göra vindkraft till havs betydligt mer konkurrenskraftig framöver.

Tabell 3-1. Teknik och kostnader för fyra vindkraftfall

	Större havs- baserad	Havs- baserad	Större land- baserad	Land- baserad
Antal verk	150	50	20	5
Effekt per verk (MW)	5	3	2	0,85
Rotordiameter (m)	126	90	90	52
Navhöjd (m)	100	80	90	74
Total parkeffekt (MW)	750	150	40	4,25
Ber. drifttid 100% tgh	3500	3200	2900	2150
Tillgänglighet (%)	84	91	98	98
Ber. drifttid mht till tgh	2950	2900	2850	2100
Inv. (Mkr) inkl. ansl. nät	17 400	3 180	500	47
Inv. (kr/kW) inkl. ansl. nät	23 200	21 200	12 500	11 000
Inv. kr/årskilowattimme	7,86	7,31	4,39	5,24
DoU (öre/kWh) exkl. effekt- abonnem. och energiavgift	14	10	9	9
Avskrivningstid (år)	20	20	20	20

3.1.8 Vattenkraft

3.1.8.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

I dag finns ca 1500 mindre (< 1500 kW) och drygt 350 större vattenkraftanläggningar i drift och antalet har varit relativt stabilt under de senaste decennierna. Vattenkraftverken producerar i Sverige ca 65 TWh per år (normalår) [17].

I dag och i ett längre perspektiv kommer möjligheterna att utnyttja vattenkraft i allt större utsträckning bero på hur man värderar den påverkan en utbyggnad har på miljön. Vad en högre grad av miljöanpassning konkret kan innebära avgörs från fall till fall i samband med miljöprövningar. I dagsläget är den övervägande delen av utbyggnadsbara lägen skyddade enligt miljöbalken med geografiska särbestämmelser.

3.1.8.2 Teknikutveckling och kostnader

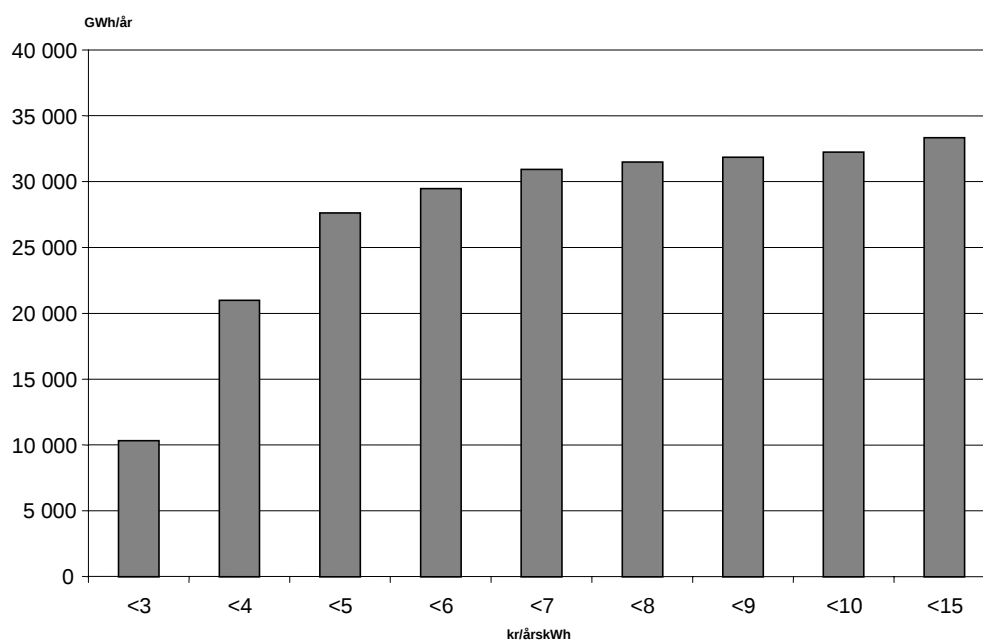
Vattenkraftverk har en mycket lång teknisk livslängd, men delar av verken behöver rustas upp löpande med tidsintervall typiskt 10-15 år för kontrollutrustning, 25-35 år för övrig elektrisk utrustning samt 40-60 år för tyngre mekanisk och elektrisk utrustning som turbin och generator.

Sådana förnyelseinsatser kan, beroende på åtgärder, ge en förbättring av verkningsgraden på någon eller några procentenheter. Transformatorlösa generatorer (Powerformer) som

introducerades och installerades i något/några kraftverk för ett antal år sedan har inte visat sig motsvara förväntningarna.

Varje vattenkraftverk är i princip unikt. De har anpassats till den teknik som var ledande då vattenkraftstationen uppfördes (från tidigt 1900-tal till idag) och till den aktuella situationen som är speciell för varje anläggning. Tanken har genom decennierna varit att bygga ut ekonomiskt optimalt med hänsyn till geografins särart och teknisk lösning.

Bedömd kostnad och potential för framtida vattenkraftverk med en effekt över 200 kW redovisas i SOU 1996:155 (ingen ny motsvarande utredning har gjorts), Figur 3-1. Kostnaderna bygger på uppgifter från statliga utredningar år 1979 och 1984. Kostnaden uttryckt som kr/årskWh representerar prisnivån år 1996 när uppgifterna presenterades [49]. För att få en uppfattning om dagens (2007) kostnadsnivå görs en uppräknings av priserna baserat på Elforsk Anläggningskostnadsindex för vattenkraftverk från 1:a halvåret 1996 till 2:a halvåret 2006 [50]. Förfarandet ger viss osäkerhet men kostnadsindexet är baserat på uppförda anläggningar i olika storlekar. Kostnadsökningen, här tagen som medelvärde av totalindex för ovan- respektive underjordsanläggningar, blir 51,4 %, som används för uppräknings av i diagrammet angivna kostnader och av investeringskostnaden i beräkningarna.



Figur 3-1. Uppskattning av kostnaden för att utnyttja kvarvarande vattenkraftpotential enligt SOU 1996:155.

3.1.8.3 Kritiska komponenter

På senare år har endast ett fåtal nya vattenkraftverk byggts, varvid stora ansträngningar till miljöanpassning har gjorts. I övrigt har insatserna i stor utsträckning inriktats mot minskade drift- och underhållskostnader, vilket inneburit att system för fjärrdrift och -övervakning installerats. Den långa livslängden i kombination med höga investeringskostnader innebär

att introduktion av ny teknik tar mycket lång tid, 20-50 år. För småskaliga anläggningar finns det av kostnadsskäl behov att utveckla enkla modulariserad koncept baserade på standardkomponenter.

3.1.9 Kärnkraft

3.1.9.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Omfattande utvecklingsarbete i befintliga reaktorer planeras i perioden 2004 till 2012. Arbetet omfattar effekthöjningar, förbättringar i tillgänglighet, livstidsförlängningar till 60 år samt implementering av moderna säkerhetskrav. Arbetet karaktäriseras som ”De stora programmets tid”. Industrisatsningarna bedöms uppgå till investeringar på 10 miljarder kronor för effekthöjningarna, samt ytterligare 6 miljarder kronor för säkerhetsmoderniseringar.

Effekthöjningar

Planerade effekthöjningar uppgår till ca 1300 MWe i perioden 2005-2012. Tidigare effekthöjningar under 80-talet uppgick till ca 700 MWe. Den totala ökningen blir således ca 2000 MWe.

Effekthöjningen påverkar reaktorerna på olika sätt. Det behövs därför omfattande och noggranna säkerhetsanalyser av reaktorsystemen. De allmänna problemställningarna är ungefär de samma i BWR som PWR. Effektkökningar kan åstadkommas från små anläggningsändringar som ger några få % till omfattande anläggningsändringar främst på reaktor- och turbinsidan på upp till 25%. Större effektkökningar kräver mer omfattande anläggningsändringar. Dessutom måste vissa fenomen beaktas. Bland annat kommer ångflödet till turbinerna att öka och därmed också tryckfallet i ångledningarna. Problem kan uppstå med reglering av pådragsventilerna till turbinen, ångledningssvängningar och fukthalt i ångan. Värmen, som måste kylas bort efter att kedjereaktionen har avstannat, är proportionell med reaktorns effekt under drift. Detta kan innebära att reaktorns tryckavsäkring och kylning måste modifieras. Vidare krävs bättre analysmetoder, för att genom minskad osäkerhet kunna ligga närmare gränsvärden med bibehållen säkerhet.

Alla de nordiska reaktorerna planeras bli föremål för effektkökningar. Utredningar för att studera möjligheterna har påbörjats. De största effektkökningarna väntas ske för F3/O3 med höjning med 250 MWe från dagens 1200 MWe till 1450 MWe (dvs 20%).

Effekthöjningar görs oftast i två steg. Det första kräver bara ett fåtal anläggningsändringar och kompletterande analyser. Det andra steget kräver däremot betydligt mer. Stora delar av turbinanläggningen som högtrycks- och lågtrycksturbiner, generatorer, mellanöverhettare, förvärmare och transformatorer behöver byggas om eller bytas ut. Omfattande säkerhets-, hållfasthets- och tillgänglighetsanalyser måste utföras, liksom modernisering av turbinernas regler- och skyddssystem. Effektkökningar i befintliga reaktorer bedöms som en mycket lönsam åtgärd. Tekniska utvecklingen öppnar möjligheterna tack vare:

- Utökad drifterfarenhet
- Utnyttjande av säkerhetsmarginaler i ursprunglig design
- Förbättrad analysmetodik

-
- Optimering av bränsleprestanda, bl.a. fler bränslestavar/modul (10x10)

För att få göra effekthöjningar krävs emellertid regeringsbeslut samt miljödom.

SKI har nyligen beslutat att reaktorn Ringhals-3 får tas i provdrift med ny högre effekt på maximalt 3 000 MWth. Den nu godkända effekthöjningen är den första i en tvåstegsprocess som syftar till att öka den uttagna termiska effekten i Ringhals-3 från 2 783 till 3 160 MWth. Den elektriska produktionen ökas efter de två stegen med 195 MW, från 915 till 1110 MWe. SKI har genomfört en granskning av hela projektet kring effekthöjningen i Ringhals-3 och konstaterar i sitt beslut att provdrift kan godkännas under förutsättning att det provdriftsprogram som lämnats till myndigheten följs. SKI kräver också att Ringhals-3 genomför ett prov med övergång till så kallad husturbindrift under 2007.

Livstidsförlängningar till 60 år

I USA finns en tydlig trend att förlänga livstiden från 40 till 60 år. Antalet reaktorer i USA som från mars 2000 fått tillstånd för drift i 60 år är nu uppe i 50 stycken (av totalt 103 reaktorer i drift). NRC ställer tydliga krav och konstaterade inga kärntekniska begränsningar och att ingen påverkan på miljön eller säkerheten kunde påvisas. Ytterligare ansökningar är under granskning av myndigheten.

Studier har visat att 60 års drifttid också är möjligt för svenska reaktorer. Åtgärder berör reaktorsystem, styr- och reglerutrustning (I&C) samt turbinanläggning. Projekten med sikte på livstidsförlängning till 60 år bedrivs i många länder och är mycket framgångsrika. I Japan undersöker man att gå vidare och ansöka om förlängning av driftlicensen till 70 år.

Moderna säkerhetskrav för de svenska verken

Grovt räknat kan man säga att de reaktorer som nu är i drift är av Generation-1 (ett fåtal) och Generation-II, medan de som kommer att byggas de närmast åren huvudsakligen blir av Generation-III, såsom t.ex. den nya reaktorn som är under uppförande i Finland. I ett längre perspektiv kommer reaktorer av Generation-IV att introduceras. Stora internationella forskningsprogram för olika sådana reaktortyper har just startat.

Statens Kärnkraftinspektion har tagit fram en ny föreskrift (SKIFS 2004:2) med målsättningen att upprätthålla och utveckla säkerheten i konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer i syfte att förebygga radiologiska olyckor. De moderna säkerhetskraven kommer successivt att införas under perioden 2004-2013.

De nya föreskrifterna kompletterar, med tillämpning på kärnkraftsreaktorer, vad som allmänt sägs om konstruktion och utförande samt säkerhetsanalys i SKI:s allmänna säkerhetsföreskrifter (SKIFS 1998:1, nyligen reviderad som SKIFS 2004:1).

Utgångspunkten för de nya föreskrifterna är svenska och utländska drifterfarenheter, senare års säkerhetsanalyser, resultat från forsknings- och utvecklingsprojekt samt utvecklingen av IAEA säkerhetsstandarder och de industristandarder som tillämpades vid uppförandet av anläggningarna.

På vissa områden innebär de föreslagna föreskrifterna en skärpning och utvidgning av gällande regler. På andra områden dokumenteras regler som redan gäller och har satts i

kraft genom individuella beslut eller genom kärnkraftföretagens redovisningar vilka SKI efter prövning har godkänt. Dessa regler samlas nu på ett generellt och kommunicerbart sätt i en ny författning.

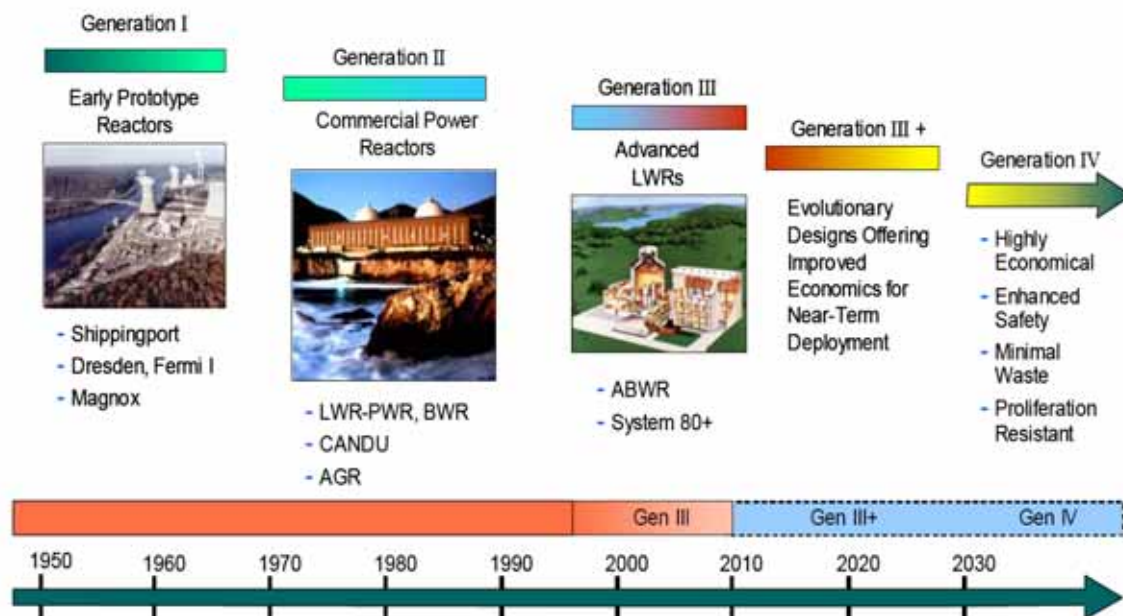
Föreskrifterna är inte föranledda av några akuta säkerhetsproblem, utan är framtidsyftande och avsedda att påverka den säkerhetsmässiga utveckling som nu inleds på ett mer samlat sätt för större delen av kärnkraftsreaktorerna.

Den äldsta reaktorn Oskarshamn-1 har redan genomgått en omfattande modernisering och säkerhetsmässig uppgradering. Genom de nya föreskrifterna kommer ytterligare åtgärder att behöva vidtas och tidigareläggas i de åtgärdsprogram som kärnkraftföretagen själva har tagit fram.

Åtgärder behöver således vidtas i varierande omfattning för samtliga reaktorer i form av analyser och anläggningsändringar som en följd av att de nya föreskrifterna införs. Konsekvenserna blir störst för vissa av de äldre reaktorerna, där mer omfattande åtgärder behöver vidtas för att öka tåligheten mot felfunktioner och oönskade händelser. Den uppskattade kostnaden för åtgärder associerade med uppgradering av säkerheten för de svenska kärnkraftverken är totalt cirka 6 miljarder kronor.

3.1.9.2 Teknikutveckling och kostnader

Teknikutvecklingen beskrivs nedan i termer av reaktorgenerationer.



Figur 3-2. Illustration av utveckling av nya reaktorgenerationer. Källa: Generation-IV project

Reaktorerna i första generationen, varav de allra flesta nu är avställda, hade karaktären av prototyper med relativt låg elektrisk effekt. Redan då fanns dock flera av de grundläggande säkerhetskraven formulerade i väst, USA ledde denna utveckling, t ex idén om flera barriärer mellan de radioaktiva ämnena i bränslet och omgivningen, inklusive en reaktorinneslutning. Däremot var dessa reaktorer inte särskilt väl anpassade till kommersiella krav och deras livslängd blev därför relativt kort - när de tjänat sitt huvudsyfte som prototyper för vidare utveckling var det oftast inte lönsamt att driva dem vidare.

Reaktorerna i andra generationen byggdes i första hand för elproduktion under 1970- och 80-talen. De har ingen enhetlig utformning med avseende på säkerhet. Med Sverige som exempel kan man notera att den första kommersiella lättvattenreaktorn i generation II, Oskarshamn 1 som togs i drift 1972, och den senaste Oskarshamn 3 med start 1986, i ursprungligt skick skilde sig en hel del vad beträffar redundans, diversifiering och separation av säkerhetsrelaterade system. Detta speglar den utveckling som ägde rum under 60- och 70-talen på reaktorsäkerhetsområdet. O1-reaktorn har sedan dess uppraderats för att uppfylla tillkommande krav. De flesta reaktorer som nu byggs i världen är fortfarande av Generation-II medan de som närmast kommer att beställas huvudsakligen tillhör kategorin Generation-III.

Tredje generationens reaktorer har utvecklats utifrån erfarenheterna av föregående generationer. Man tar lärdom av de omfattande drifterfarenheterna världen över sedan 1970-talet, idag mer än 10 000 reaktorår totalt. Reaktorsäkerheten förbättras genom en utformning med långt driven redundans, diversifiering och separation. Man inför också i flera reaktortyper passiva säkerhetssystem, dvs sådana som aktiveras genom naturlagar snarare än de elektriska eller mekaniska system som hittills använts.

Driftsäkerheten förbättras också genom större robusthet i konstruktionen och tåligare material. Ekonomiskt sker en förbättring även genom mindre mängd byggnadsmaterial och färre komponenter per installerad MWe och större total kapacitet. Reaktorerna av tredje generationen konkurrerar redan framgångsrikt med traditionella kraftslag som kol och gas när det gäller stora kraftverk.

Vissa av de nya kärnreaktorer, kallade Generation-III+, som nu är aktuella har passiva säkerhetssystem för att förstärka säkerheten. Inga pumpar eller andra roterande maskiner förekommer i passiva säkerhetssystem. I de passiva säkerhetssystemen används ett fåtal enkla ventiler som är automatiskt aktiverade och av typen fail/safe. Dessa passiva säkerhetssystem är mycket enklare än typiska LWR system. Förutom att vara enklare än dagens system, så kräver inte de passiva säkerhetssystemen den stora mängd hjälpsystem som finns i dagens LWR.

Utformningen av EPRs (European Pressurized Reactor) förmåga att hantera svåra haverier har gjorts så att evakuering ej skall behöva göras. Den har utformats för att kunna hantera och kyla en härdsmläta. En dubbel inneslutning ger extra skydd mot externa händelser. EPR har också en långt utvecklad fysisk separation av redundanta säkerhetssystem., vilket minskar risken för Common Cause Failures, (CCF), dvs fel med gemensam orsak. Nettoverkningsgraden för en EPR-anläggning är 37%.

Egenskaperna hos passiva säkerhetssystem omfattar vanligtvis passiv nödkylning, passiv resteffektkylning, samt passiv kylning av inneslutningen. Alla dessa system är konstruerade för att uppfylla bl.a. enkelfelskriteriet. Metodiken med PSA-analys (Probabilistic Safety Analysis) har gjorts för att kvantifiera säkerheten för dessa konstruktioner med passiv säkerhet.

Fjärde generationens reaktorer fokuserar på kraftiga förbättringar för följande fem områden:

- Förbättra säkerheten
- Förbättra resursanvändningen
- Minska avfallsmängderna
- Förhindra spridning av kärnämne
- Förbättra ekonomin

Framtidens reaktorer skall alltså utformas så att större olyckor kan uteslutas. En annan viktig egenskap för dessa reaktorer är att de skall kunna förbränna kärnavfall. Det betyder att radiotoxiciteten kan reduceras från 100.000 tals år till mindre än 500 år. Upparbetning av använt kärnbränsle är en förutsättning. Sex reaktorkoncept av Generation-IV har valts ut, för vilka omfattande FoU skall bedrivas. Demonstrationsfasen är satt till 2020-2025.

Fokus flyttas därmed från dagens LWR med termiska neutronspektra till helt andra koncept med snabbneutronspektra (ibland kallade bridreaktorer), vilka ursprungligen föreslogs på grund av bättre bränsleutnyttjning. Intresset har förnyats genom att ytterligare skäl har tillkommit såsom minimering av avfall och icke-spridning.

Investeringen vid serietillverkning av EPR ligger vid 1600-2000 \$/kWe. Det bör nämnas att det kan vara svårt att ta fram tillförlitliga data, eftersom de oftast är av kommersiell natur. Även om data är tillförlitliga, finns det osäkerheter vad som ingår i kontrakten. Växelkurser antas vara 1 EUR = 1.30 USD, 1 USD = 7.00 SEK.

De tre stora reaktortillverkarna General Electric, Westinghouse och Areva indikerar att investeringen närmar sig 1600 \$/kWe för stora serier av identiska anläggningar, medan investeringen vid små serier uppskattas till 2000 \$/kWe.

Investeringarna i ny kärnkraft för Generation-III uppskattas till följande:

- 1600 \$/kWe för Areva 1600 MWe EPR (stora serier)
- 2000 \$/kWe för Areva 1600 MWe EPR (små serier)
- 1850 \$/kWe för General Electric 1350 MWe ABWR
- 1600 \$/kWe för General Electric 1500 MWe ESBWR
- 1500-1800 \$/kWe för Westinghouse AP-1000 MWe (4-6 enheter)

För Generation-IV är målet för investeringen så låg som 1000 \$/kWe. Ökande priser för fossilbränsle, särskilt naturgas, har för närvarande minskat trycket på reaktortillverkarna.

Bränslekostnaden för EPR i Finland beräknas till 0.35 US-cent/kWh (2.4 öre/kWh eller 2.7 Euro/MWh), baserat på uranpris 30 \$/lb U_3O_8 . En ytterligare höjning av uranpriset med t.ex. 20 \$/lb U_3O_8 resulterar i en ökning av bränslekostnaden med endast 0.1 US-cent/kWh från nivån 0.35 to 0.45 cent/KWh. Effekten av uranpriset på totalkostnaden är förhållandevis liten, eftersom urankostnaden endast utgör en liten del av total kWh-priset. Höjning av utbränningen kan emellertid minska bränslekostnaden kraftigt. Tekniskt finns en stor potential att höja utbränningen.

Den s.k. back-end kostnaden definieras som summan av alla kostnader som är relaterade till avfallshantering, inkl. använt kärnbränsle, samt rivning av anläggningarna. Fondering görs av avfallskostnaderna, vilket påverkar direkt elpriset till kunden. Både Sverige och Finland avser tillämpa KBS-3 konceptet med kopparinkapsling av det använda kärnbränslet och förvaring i geologiska djupförvar (berg). Finland har redan gjort sitt platsval (nära kärnkraftverket Olkiluoto), medan Sverige förbereder beslut om platsval 2009.

Elproduktion med en 1600 MWe kärnkraftreaktor (såsom EPR i Finland) producerar årligen ett par hundra m³ låg- och medelaktivt avfall samt ungefär 30 ton använt kärnbränsle. Back-end kostnaden uppskattas till totalt 1.8 öre/kWh (0.1 för låg- och medelaktivt, 1.2 öre/kWh för omhändertagande av använt kärnbränsle, samt 0.5 öre/kWh för rivning av anläggningen). Back-end kostnaden ingår i den rörliga drift & underhållskostnaden.

Baserat på uppgifter från bl.a. kärnkraftföretagens årsberättelser, bör den totala DoU-kostnaden i svenska reaktorer ligga på nivån 10-12 öre/kWh, vilket är i paritet med uppgifter om amerikansk kärnkraft.

3.1.9.3 Kritiska komponenter

Bristen på koppar, aluminium, zink och stål pressar upp priserna. Stor efterfrågan gör det svårt för stålindustrin att leverera. I Japan har stålbristen bl.a. tvingat biltillverkaren Nissan att tillfälligt stänga flera fabriker. Så långt har det ännu inte gått i Europa, men konkurrensen är hård, ett förhållande som också berör kärnkraftsindustrin. På sikt kan man räkna med att bristen kommer att fördelas jämnt över världen och att priset därmed stabiliseras.

3.2 Ny teknik som kan vara kommersiell 2020

I följande kapitel beskrivs kortfattat en möjlig utveckling för nya tekniker, där begreppet har definierats i detta kapitelns introduktion, och som därutöver bedöms finnas kommersiellt tillgängliga 2020. Därmed inte sagt att alla dessa alternativ kommer att vara intressanta för den svenska marknaden. Det är viktigt att framhålla att de tekniker som sorterats bort kan vara av intresse i vissa nischer och processer, även om de inte ansetts mogna för elmarknaden. Anläggningar för kol respektive naturgas med CO₂-avskiljning (CCS) har av pedagogiska skäl beskrivits ovan i kapitlet Dagens teknik trots att de inte är kommersiella. Kol-kondens med CCS har dessutom inkluderats i beräkningarna. Båda teknikerna är emellertid att betrakta som Ny (storskalig) teknik och anses därför kunna inkluderas i Grupp 1 nedan.

I Grupp 2; Övrig småskalig teknik baserad på förbränning, ingår Vaporel och ORC-teknik, trots att de kan köpas med garantier och i den meningen kan anses vara kommersiella.

Intresset bland svenska operatörer förefaller dock vara begränsat, vilket föranlett att (tills vidare) inordna dem här.

Sammantaget har följande tekniker definierats som Ny teknik:

Grupp 1 – Teknik för större anläggningar

- Termisk förgasning kopplad till kombicykel (IGCC) för kol, speciellt i kombination med CO₂-avskiljning (CCS)
- Anläggningar med koldioxidavskiljning (CCS)
- Våta gasturbincykler

Grupp 2 – Teknik för småskaliga anläggningar

- Stirlingmotor
- Bränsleceller
- Solceller
- Vågkraft
- Övrig småskalig teknik baserad på förbränning

Teknikerna har delats upp i två grupper, där den senare gruppen utgörs av småskaliga tekniker, ca 100 kW_e - 3 MW_e. Denna grupp rymmer även applikationer som kan karaktäriseras som distribuerad elproduktion. Precis som för befintliga tekniker hänvisas till bilaga 1 för information om tekniskt utförande och prestanda medan i detta kapitel redovisas utvecklingsstatus, kritiska komponenter och, i den mån det låter sig göras, en bedömning av kostnader.

3.2.1 Våta gasturbincykler för naturgas

3.2.1.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Verkningsgrader i klass med mellanstora kombicykler och lägre investeringskostnad ger förutsättningar för konkurrenskraftig elproduktion. Tillsammans med potential för mycket låga NO_x-emissioner är detta drivkrafterna för fortsatt utveckling av de s.k. ”våta” gasturbincyklerna. Forskning och utveckling pågår också på olika håll i världen.

Vid LTH i Lund fanns tidigare en 600 kW experimentanläggning baserad på en gasturbin från Volvo Aero Turbines. Detta var den första EvGT (Evaporative Gas Turbine)-cykeln i drift. Vidare arbete med detta koncept sker nu i Japan där Hitachi har en 3 MW anläggning i drift sedan oktober 2006. Hitachi arbetar även med en mikroturbin i 150-kW klassen i EvGT utförande. [51].

En annan utvecklingslinje benämns Cascaded Humidified Advanced Turbine (CHAT). Syftet med detta koncept är att så långt som möjligt använda befintliga standardkomponenter för att minska utvecklingskostnader och ledtider för en kommersiell anläggning. CHAT-konceptet innehåller mellankylning i flera steg, rekuperation, befuktning, sekventiell förbränning och en uppdelning på två axlar. Utvecklingsarbete har hittills utförts för två effektklasser, 10 MW_e respektive 300 MW_e.

För STIG (STeam Injected Gas turbine)-cykeln har arbetet kommit längre då kommersiella produkter redan finns på marknaden. Vidare utvecklingsarbete inriktas sannolikt på cykel-optimering och möjligheter att sluta vattenkretsen.

3.2.1.2 Teknikutveckling och kostnader

Förbränning med fuktig luft är ett nyckelområde för tekniken och en förutsättning för att de potentiella fördelarna ska kunna realiseras. Det höga vatteninnehållet i luften ger goda förutsättningar till mycket låga NO_x-emissioner då flamtemperaturen sänks. Samtidigt finns en risk att förbränningsverkningsgrad och stabilitet påverkas negativt.

Inom ramen för det s.k. EvGT-projektet i Sverige har elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar baserade på våta gasturbincykler uppskattats och resultatet visar att kostnaden är lägre än för en kombianläggning baserad på samma gasturbin. Det har även framkommit i dessa studier att den specifika investeringen för våta gasturbincykler bör vara 15-30% lägre än för motsvarande kombicykel. Detta är i överensstämmelse med vad tidigare studier visat för CHAT [52].

3.2.1.3 Kritiska komponenter

För att nå höga prestanda med våta gasturbincykler krävs en gasturbin som kan hantera skillnaden i flöde mellan kompressor och turbin. Detta involverar dock inte utveckling av någon direkt ny teknik utan det är kostnaden för utvecklingsarbetet som är kritisk.

För EvGT-cykeln är rekuperatorn en nyckelkomponent som måste ha låga tryckförluster, hög verkningsgrad och ett rimligt pris.

3.2.2 IGCC för kol

Genom förgasning kan kol användas som bränsle i en kombicykel (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle).

3.2.2.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Drivkraften för denna utveckling har varit, och är, möjligheterna till högre verkningsgrad (lägre specifika CO₂-utsläpp) och enklare emissionskontroll jämfört med befintlig kolpulverteknik. Dessutom kan ”svårare” bränslen som askrika kol och petroleumkoks användas.

3.2.2.2 Teknikutveckling och kostnader

Ett antal anläggningar uppfördes under 1990-talet som demonstrationsanläggningar. Några har bibehållit denna status medan andra har övergått i kommersiell drift och ytterligare någon, t.ex. Nippon Petroleum Refining Co's anläggning i Negishi, Japan, byggdes som en kommersiell anläggning. Några av anläggningarna har ackumulerat relativt många drifttimmar. Tampa Electric, Polk County, USA till idag ca 35 000 timmar på kolgas. Totalt i världen är 8 stycken IGCC för kol (ytterligare 9 företrädesvis för restoljor och pet coke) i drift för närvarande [53]. Data för några av anläggningarna presenteras i Tabell 3-2.

Tabell 3-2. IGCC för kol, några anläggningar

Anläggning	Förgasningsteknik	η_{el} (%, LHV)	Effekt (MW _e)	Driftsättning på kolgas
PSI/DESTEC, Wash- bash River, USA	DESTEC tvåstegs entrained flow. O ₂ -blåst. Kall gasre- ning.	42	262	1995
Tampa Electric, Polk County, USA	Texaco entrained flow. O ₂ - blåst. Kall/het gasrening ² .	40 ³	250	1996
Sierra Pacific, Pinon Pine, USA	KRW fluidbädd. Luftblåst. Hetgasrening.	42 ⁴	95	1998
SEP/Demkolec, Bug- genum, NL	Shell entrained flow. O ₂ - blåst. Kall gasrening.	43	253	1993
ELCOGAS, Puertol- lano, Spain	Prenflo entrained flow. O ₂ - blåst. Kall gasrening.	42 ⁵	320	1998
Nippon Petroleum Refining Co., Negi- shi, Yokohama, Japan	Chevron Texaco direct quench. O ₂ -blåst	-	433	2003

Teknikutvecklingen är intensiv, speciellt i USA. Ett antal nya demonstrationsanläggningar, med tidigare allokerat stöd från Department of Energy på 330 miljoner dollar, planeras eller byggs just nu (2007). Några av dessa är:

- Gilberton Coal-to-Clean Fuels and Power Project, drift 2009
- Mesaba Energy project, 531 MW_e, drift 2010
- Southern/Orlando, Orlando Utilities and Kellogg Brown, 285 MW_e, drift 2010
- Future Gen

Därutöver planeras ett antal (kommersiella) anläggningar i privata sektorn:

- American Electric Power (AEP), två 600 MW_e kommer att behöva uppföras till 2010
- Cinergy/PSI (Duke Energy) förhandlar med GE/Bechtel om uppförande av en 600 MW_e
- Energy Northwest planerar byggande av en 600 MW_e anläggning i två linjer (ConocoPhillips) med driftsättning 2011
- Tondu Corporation planerar en 550 MW_e (Shell Buggennum teknik)

Baserat på ovanstående och den tillväxt av förgasningskapacitet som presenteras i bl.a. [54], dels det arbete som redan idag drivs av företag som Global Energy Inc., Chevron Texaco m.fl. med målsättning att sprida tekniken bedöms den vara fullt kommersiellt tillgänglig år 2020. Utöver ett stort antal anläggningar för handelskol planeras även många anläggningar för förgasning av lågvärdiga kol och restprodukter vid oljeraffinaderier, en nisch som tilldragit sig stort intresse [53], [55].

² Kommersiell drift sedan oktober 2001. Status för (tidigare) planerat test av hetgasrening osäker.

³ Designvärde.

⁴ Designvärde.

⁵ Designvärde 45 %.

Baserat på dessa projekt och vidare utveckling av tekniken bedöms kostnaden för denna anläggningstyp ligga i intervallet 1300 - 1400 USD/kWe [55]. Andra uppger kostnaden till 1169 - 1565 USD/kWe [37]. Samma referens uppger kostnaden för IGCC med CO₂-avskiljning till 1414 - 2270 USD/kWe.

3.2.2.3 Kritiska komponenter

Kritiska komponenter är framför allt bränsleinmatning, hetgasfilter och svavelreningsutrustning. Dessutom visar erfarenheter att modifiering av befintliga gasturbinbrännkammare för drift med produktgas från förgasning ofta innebär stora utmaningar.

3.2.3 Bränsleceller för naturgas

Nedanstående avsnitt är baserat bl.a. på Elforsks teknikbevakning och andra referenser genom [56], [57] och [58].

3.2.3.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Bränslecellstekniken är fortfarande under utveckling och det är förmodligen mer än 10 år tills det att det kan finnas möjligheter för ett större kommersiellt genombrott för tekniken. Naturgas är inte längre det självklara bränslet. En stark utvecklingstrend är att använda förnybara bränslen såsom olika typer av biobränslen och vätgas. På flera platser i världen demonstreras idag hur lokalt producerade biobränslen exempelvis rötgas från kommunal anläggningar eller från livsmedelsproduktion kan användas i bränsleceller. Även förgasade biobränslen och metanol används med fördel i bränsleceller. I USA studeras även kol som bränsle till bränsleceller i större anläggningar.

De stationära bränslecellernas fördelar och drivkrafter är att de har

- hög verkningsgrad även i små anläggningar
- bränsleflexibilitet, många olika sorters bränslen, även lokalt producerade biobränslen kan med fördel användas i bränsleceller
- små emissioner vilket är en stor fördel för den lokala miljön och även små eller inga emissioner av växthusgaser
- bränsleceller kan också med fördel användas för kraftvärmeproduktion
- det finns en potential att bränsleceller skall kunna tillverkas till låga kostnader i stora volymer

Bilindustrin studerar bränsleceller för att användas som drivkälla. Flera av de större biltillverkare har idag tagit fram bränslecellsbilar för demonstration. Det stora hindret för ett kommersiellt genombrott är att dessa bilar kräver vätgas som bränsle och den infrastrukturen behöver byggas ut. Den tunga fordonsindustrin studerar möjligheterna att använda bränsleceller som APU, en extra kraftenhet. Den kan användas för att försörja hotelldelen i tunga lastbilar vid längre stopp. Detta görs idag med dieselmotorer som i princip arbetar på tomgång med en låg verkningsgrad. Här kan ett kommersiellt genombrott komma inom kort.

Små portabla bränsleceller är ett annat område som kan få ett kommersiellt genombrott ganska snabbt. Här är drivkrafterna starka eftersom dagens batterier för laptop, mobiltelefoner mm är relativt dyra och inte så effektiva som motsvarande bränsleceller.

Både hög- och lågtemperaturbränsleceller utvecklas för stationär produktion av el och värme. De länder som idag har stora drivkrafter för att utveckla bränslecellstekniken är USA, Japan och i Europa främst Tyskland. Andra länder som har ett stort offentlig stöd är Korea, Kanada, UK, Italien och även våra nordiska grannländer har en ökad satsning Danmark, Finland och Norge. I många av dessa länder är den viktigaste drivkraften att bygga upp en exportindustri. För USA och Japan är en mycket stor drivkraft möjligheten att använda lokalt producerade bränslen och därmed minska beroendet av importerade fossila bränslen.

Den främsta drivkraften för dagens utveckling av lågtemperaturbränsleceller PEFC är att tekniken har potential att kunna tillverkas till låga kostnader. Det förväntas att tekniken, då den är utvecklad och produceras i stora volymer, ska kunna konkurrera med förbränningsmotorn för framdrivning av fordon. Det innebär att marknadspotentialen är mycket stor och detta är i sig en stark drivkraft som lockar många aktörer. I dag finns det mer än 1 000 små stationära PEFC anläggningar i drift i Japan. De flesta används som kraftvärmeenheter i småhus och använder naturgas som bränsle. Det japanska programmet är mycket ambitiöst och målinriktat och ytterligare ett antal 1 000 anläggningar kommer att tas i drift de kommande åren. Anläggningarna levereras i dag av 5 olika internationella tillverkare.

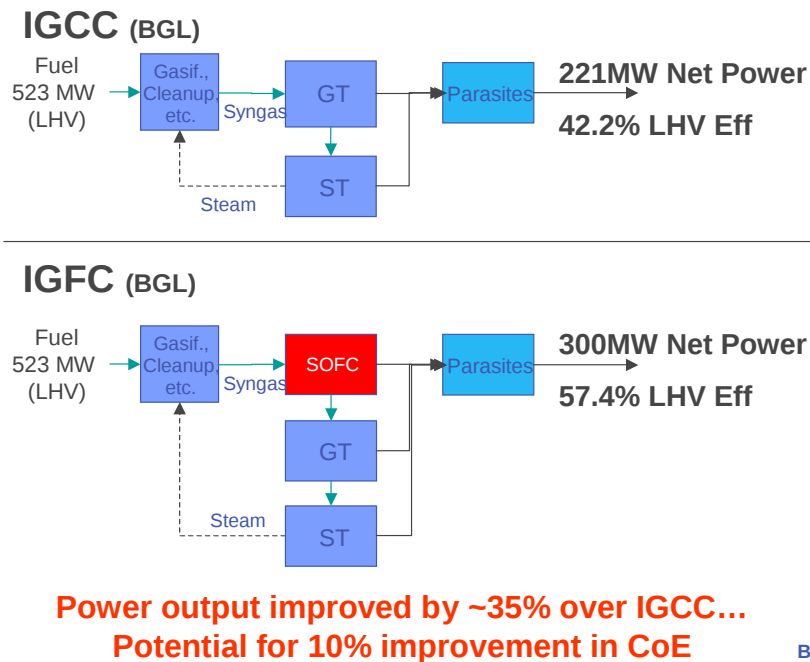
I Tyskland finns i storleksordningen 100 stationära bränslecellsanläggningar i drift. De är av olika typer små kraftvärmeenheter 1- 10 kWe PEFC eller SOFC och större anläggningar 250 - 300 kWe MCFC. De flesta använder naturgas som bränsle men en del av de större anläggningarna använder biogas i form av rötgas.

Dagens PEFC arbetar vid 80°C och är mycket känsliga för föroreningar i vätgasen typ CO och CO₂. En tydlig trend är att utveckla så kallade HT-PEFC som arbetar vid högre temperatur ca 120°C upp till 160°C då elimineras dessa problem samtidigt som det blir enklare att använda bränslecellerna för kraftvärme.

SOFC anses mycket lovande. Det är en högtemperaturteknik som använder keramiska celler och arbetar från 600°C upp till 1000°C och har en väsentligt högre verkningsgrad jämfört med PEFC. SOFC finns idag som demonstrationsanläggningar från 1 kWe up till ca 300 kWe. En stor satsning görs i USA i SECA-programmet som finansieras av DOE. Sex olika företag har fått i uppdrag att utveckla SOFC moduler General Electric, Siemens-Westinghouse, Fuel Cell Energy, Acumentrics, Cummins och Delphi.

Ett syfte med SECA programmet är att utveckla kommersiella SOFC system i storlekar upp till 10 kWe som senast år 2010 vid stora volymer skall kunna tillverkas för 400 USD/kWe. Ett senare mål är att utveckla SOFC system i storlekar upp till 100 MWe som skall användas i Future-Gen kraftverk i USA, se Figur 3-3. De första leveranserna av enheter större än 10 MWe beräknas ske kring år 2015. Future-Gen är så kallad clean-coal kraftverk som kommer att ha hög verkningsgrad. Tekniken bygger på IGCC kolförgasning med en integrerad bränslecell- och gaskombicycle. Verkningsgraden för ett 300 MWe kraftverk beräknas till 57,4 % (LHV).

Coal Fueled SOFC



Figur 3-3. Principiell uppbyggnad av Coal fueled SOFC i Future-Gen kraftverk

MCFC tekniken har visat sig vara framgångsrik som demonstrationsanläggningar. Mer än 35 anläggningar i storlekar från 250 kWe upp till MW-klass finns i drift. De är många olika typer av användare sjukhus, bryggerier, militäranläggningar, hotell, kontor m.fl. MCFC används i regel som kraftvärmeanläggningar, flera använder olika typer av biobränslen som bränsle. De största tillverkarna är Fuel Cell Energy i USA, MTU i Tyskland, Ansaldo i Italien och IHI i Japan. Den elektriska verkningsgraden för dessa system med naturgas är i regel 47% därtill kommer uttag av värme. För en hybridanläggning där en gasturbin användes i en bottencykel har verkningsgraden 56% uppmätts.

Den tidigare PAFC tekniken byggdes i anläggningar i storlekar av 50–200 kWe. Fler än 200 anläggningar har tagits i drift i många länder, därav 4 i Sverige. Denna teknik kommer förmodligen att fasas ut. Verkningsgraden är något lägre än högttemperaturläsningscellerna MCFC och SOFC och degraderingen av prestanda över tiden är fortfarande betydande. UTC i USA lanserar en ny version av PAFC PureCell 200 kWe för CHP som förhoppningsvis är väsentligt bättre.

3.2.3.2 Teknikutveckling och kostnader

För stationära system, till exempel distribuerad elproduktion och mindre kraftvärmenheter, kan ofta en högre kostnad tillåtas, jämfört med vad som krävs för att konkurrera

inom bilindustrin. Hög verkningsgrad och lång livslängd, samt goda miljöprestanda, är viktiga parametrar för dessa system.

Gemensamt för samtliga bränslecellstekniker är att mycket arbete återstår för att sänka kostnaderna till en konkurrenskraftig nivå. För detta krävs produktutveckling och industriell tillverkning i stor skala.

I USA drivs SECA-programmet som syftar till att ta fram en SOFC-modul i mindre storlek, 5-10 kW. Ett av målen är att nå en kostnad på 400 USD/kW_e (2 600 SEK/kW_e) vid en tillverkningsvolym om 50 000 enheter.

I Japan är ett av målen i det stora programmet för små stationära bränsleceller att priset för kompletta anläggningar, inklusive installation, skall var ca 1 MYEN eller 10 000 USD (65 000 SEK) per kW_e. Det förutsätter en tillverkningsvolym på 10 000 enheter per år vilket beräknas uppnås före år 2010. Detta pris skall senare kunna halveras till motsvarande 5 000 USD vid en kommersiell produktion av 100 000 enheter per år.

Idag kostar en MCFC demonstrationsanläggning på 250 kW_e i storleksordningen 5 000 €/kW_e (47 000 SEK/kW_e). Dessa priser beräknas vid större volymer komma ner till under 1 000 €/kW_e eller cirka 10 000 SEK/kW_e.

3.2.3.3 Kritiska komponenter

Bränslecellsstacken står idag för ca en tredjedel av kostnaden för en komplett anläggning. Stacken är trots detta den mest kritiska komponenten. För lågtemperatur bränsleceller är platina innehålllet i stacken en betydande kostnad. Det pågår ett omfattande utvecklingsarbete för att minska andelen platina och det ser ut att lyckas. Utöver detta krävs vidare utveckling av vissa delar av kringutrustningen, till exempel kontrollsystem och värmeåtervinningssystem för kraftvärmeapplikationer samt inverters som idag är alldeles för dyra

För SOFC är de exotiska materialen i keramerna det mest kritiska. Trenden är att sänka temperaturen i stacken och på så sätt kunna använda allt mer metalliska och billigare material. Tidigare arbetade SOFC vid 1000°C idag är temperaturen oftast mellan 700°C och drygt 800°C trenden är att temperaturen skall sänkas ytterligare mot 600°C och på så sätt få ned kostnaderna.

3.2.4 Solceller

Nedanstående avsnitt är baserat bl.a. på Elforsks teknikbevakning och andra referenser genom [59], [60] och [61].

3.2.4.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

De viktigaste drivkrafterna för en mer omfattande och långsiktig introduktion av solceller på en nationell marknad kan vara:

- minska beroendet av importerade fossila bränslen
- förbättra den lokala miljön genom färre emissioner

-
- reducera utsläpp av växthusgaser
 - förbättra leveranssäkerhet av el i regioner med svaga eller obefintliga elnät
 - bygga upp en exportindustri genom tillverkning och kunskap om solceller

Det sista skälet, att bygga upp en exportindustri för solcellsteknik, är det som i praktiken är det mest drivande, eftersom det påverkar ekonomin positivt inom en överskådlig framtid.

Exempel på mer kortsiktiga drivkrafter kan vara att upplysa allmänheten om hur solcellsteknik fungerar. Ett vanligt syfte är att bevaka teknikutvecklingen av solceller för att om det blir ett kommersiellt genombrott för tekniken kunna avvakta och senare accelerera verksamheten vid lämpligt tillfälle. Det krävs en viss forskningsverksamhet och internationell teknikbevakning för att kunna tillgodogöra sig information.

Tidigare gick utvecklingstrenden för solceller mot placering i system eller applikationer utanför elnätet i vilka solceller bedömdes kunna utgöra kommersiella och konkurrenskraftiga alternativ gentemot konkurrerande tekniker. Exempel på sådan system/applikationer är avlägsna fritidshus, telecom-stationer, fyrar mm. De senaste åren har den internationella trenden vänt och större delen av dagens system är nätanslutna. Det beror helt och hållet på de kraftiga subventioner som har införts i vissa länder i första hand genom produktionsstöd, så kallade feed-in tariffer. Detta gäller exempelvis i Tyskland och Spanien men flera andra länder följer efter, dock i mindre skala.

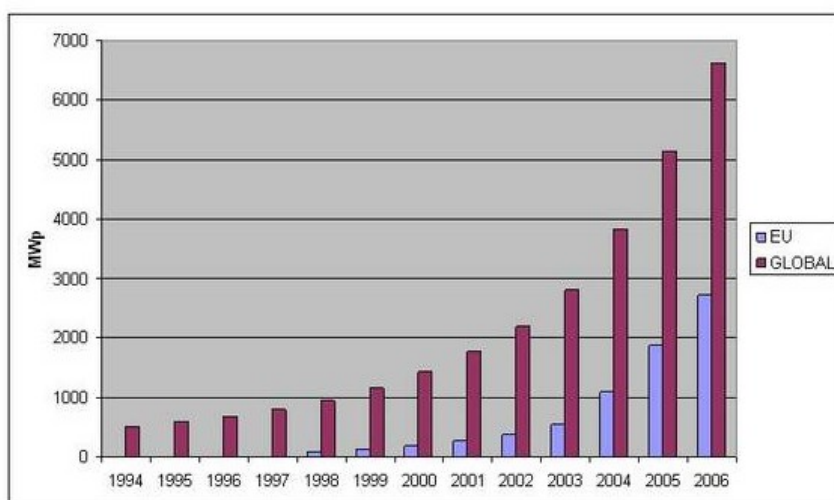
Ovanstående gäller inte i Sverige där fortfarande merparten av installationerna avser fristående system även om de nätanslutna har ökat kraftigt de senaste åren främst beroende på stödet för nätanslutna solcellsanläggningar på offentliga byggnader.

Den dominerande tekniken på marknaden är kisel-solceller. Andelen tunnfilmssolceller ökar, men de är fortfarande långt ifrån färdigutvecklade både när det gäller design och industriell tillverkning. Det finns också ett ökat fokus på att använda koncentratorer för att förstärka solljuset. Det kan exempelvis göras med tunna Fresnel-linser. En större anläggning på 3 MW_p (p=peak, den eleffekt som uppnås vid en instrålning på 1 000 W/m²) planeras i Spanien.

En viktig trend i Europa är att använda byggnadsintegrerade solceller som på ett enkelt sätt kan integreras med ny och befintlig bebyggelse utan nämnvärda acceptansproblem. Solcellerna har då ofta ytterligare någon funktion exempelvis som solskydd eller en som del av byggnadens klimatskal. De tar dessutom inte någon mark i anspråk när de placeras på byggnader.

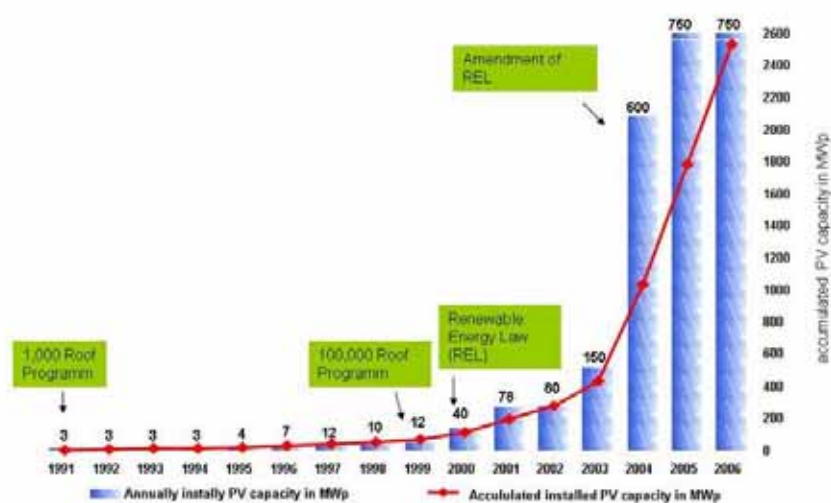
Nedanstående diagram visar utvecklingen med avseende på installerad solcellseffekt, globalt och i Europa, Figur 3-4, och i Tyskland, Figur 3-5, de senaste 10-15 åren. Uppgifterna är publicerade av EPIA, European Photovoltaic Association, www.epia.org, som är en ledande branschorganisation för solcellsindustrin. Andra källor kan rapportera avvikande uppgifter.

Cummulative Installed PV Capacities



Figur 3-4. Installerad solcellseffekt i MWp (p=peak) globalt och i Europa

Development of the German PV Market



Figur 3-5. Årlig installation av solceller Tyskland. S.k feed-in tariffer införandes 2003

3.2.4.2 Teknikutveckling och kostnader

För den konventionella kiseltekniken är utvecklingen främst inriktad på att minska materialmängderna och därmed priset per kW_p. Inom tunnfilmstekniken pågår FoU av flera parallella alternativ: CIS, CIGS, CdTe, Graetzel-celler m.fl. Stora framsteg görs inom flera områden och tekniken demonstreras i stor skala på många håll. Det stora problemet är att utveckla en effektiv industriell tillverkningsprocess. Målet är då att tunnfilmssolceller skall kunna tillverkas till mycket låga kostnader, ha låg vikt och medge enkelt montage. Tunnfilmssolceller kan till exempel beläggas på plastmattor och rullas ut på takytor utan glas-substrat och metallramar.

Ett annat utvecklingsspår är så kallade multi-junction solceller, tunnfilmssolceller som består av många skikt som tillsammans täcker stora delar av solspektret. Dessa solceller kan uppnå extremt höga verkningsgrader, ca 45 % har uppmätts i labbskala. Kostnaderna är mycket höga med rymdindustrin som den främsta målgruppen.

Vid Ångström Solar Center i Uppsala pågår forskning på framför allt tunnfilmsceller av CIGS-typ. Ett bolag med syftet att tillverka dessa solceller industriellt, Solibro, har bildats. Detta bolag har nyligen sålts till det tyska företaget Q-Cells som är ett av de ledande solcellsföretagen i världen. Solibros nya produktionsanläggning planeras att byggas i Thalheim i Tyskland men utvecklingsavdelningen finns kvar i Uppsala.

På systemsidan är en stark trend att använda så kallade byggnadsintegrerade solceller. Dessa solceller har fler funktioner än elproduktion, t.ex. solskydd eller att utgöra en del av takets klimatskal. På så sätt kan kostnaderna fördelas på flera nyttigheter samtidigt som arkitekturen kan göras mer tilltalande. Byggnadsintegrerade solceller kan enkelt och smidigt integreras med ny och befintlig bebyggelse utan nämnvärda acceptansproblem. De tar dessutom inte någon mark i anspråk när de placeras på byggnader.

En annan trend är att utveckla lämplig teknik för gigantiska anläggningar som skall placeras i öknar. Det sker idag i USA, Kina, Mellan Östern och Australien. Det finns även planer på att uppföra mycket stora anläggningar i Algeriet. I dag finns det stora solcellsält främst i Tyskland. I solrika områden, främst ökenliknande områden, kan även termisk sollelproduktion vara lämpligt. Termisk sollel kräver direkt solinstrålning och kan inte ta upp den diffusa solinstrålningen lika effektivt som PV. Denna teknik kommer förmodligen därför inte att kunna utgöra ett reellt alternativ i Sverige inom en överskådlig framtid.

Ett tidigare högprioriterat område var att elektrifiera landsbygden i U-länder. Enstaka lampor kan betyda mycket för utvecklingen i en by. Denna verksamhet expanderar inte lika starkt längre, främst beroende på de höga subventionerna för sol-el i vissa industriländer

Ett annat område som studeras, speciellt i Sverige, är att samtidigt producera el och värme från solcellsanläggningar. Sverige ligger relativt långt fram forskningsmässigt med ett företag som har börjat marknadsföra och sälja en produkt avsedd för denna applikation (se även www.pvtnytt.se).

Kostnader

Kostnaderna för att installera solcellssystem idag varierar kraftigt. I Sverige ligger priserna för solcellsanläggningar som hittills beviljats stöd inom ramen för det så kallade OFFROT-programmet för energiåtgärder i offentliga byggnader generellt på 50 000 SEK/kW_p och uppåt. Kostnaden inkluderar allt som behövs för att anläggningen skall kunna tas i drift. Större stationära demonstrationsanläggningar i Europa uppvisar i regel kostnader i samma storleksordning, dvs ca 5 000 €/kW_p. Enligt EU:s visionsrapport för solceller är ett uttalat mål att denna kostnad skall sänkas till en tiondel, eller 500 €/kW_p (4700 SEK/kW_p), senast år 2050.

Kostnaden för själva solcellsmodulerna är i storleksordningen 30 000 SEK/kW_p. Kostnaderna för drift och underhåll av solcellsanläggningar är i regel mycket låga.

Solceller har idag en etablerad nisch inom elproduktion på platser där det är för dyrt att ansluta sig till elnätet. I dagsläget är dock solcellstekniken för dyr för konventionell kraftproduktion. Kostnadsreduktionen för solcellssystem är ca 4 procent årligen. Med denna reduktionstakt är tidshorizonten fortfarande mer än 30 år innan solcellssystem är konkurrenskraftiga gentemot etablerade typer av kraftproduktion.

3.2.4.3 Kritiska komponenter

Den mest kritiska komponenten är kisel av en kvalitet lämplig för solcellstillverkning; solar grade. Tidigare har denna kisel utgjorts av sekunda kvalitet från halvledartillverkning. Nu har emellertid solcellsmarkanden vuxit så kraftigt att det inte finns tillräckligt mycket kisel att hämta från halvledartillverkningen. Idag tillverkas faktiskt totalt till och med mer solcellskisel än kisel för halvledare. Det gör att priserna för solceller stigit och att både leveranstider och tillverkningskapacitet har försämrats.

Kisel i sig är ingen bristvara, men tillverkningskapaciteten för kiselkvaliteter lämpliga för solcellstillverkning är idag för låg för att försörja världsmarknaden. Flera större kemiföretag har planer på att öppna nya tillverkningsanläggningar avsedda främst för solcellstillverkning. Bland dessa råder dock en viss tvekan eftersom hela marknaden är kraftigt subventionerad och andra icke-kiselbaserade tekniker förmodligen kommer att dominera marknaden längre fram

Det kan nämnas att livslängden för solcellsmodulerna är mycket lång, moduler som är 30 år gamla fungerar i många fall problemfritt. Felkällorna återfinns oftast i kringutrustningen.

I vissa typer av tunnfilmssolceller används små mängder kadmium. I jämförelse med andra kadmiumanvändare krävs en mycket liten kvantitet, men det stör trots allt solcellernas miljöprofil. Problemet uppmärksammas allt mer i forskarvärlden och det finns alternativa tekniker att tillgå.

3.2.5 Vågkraft

Nedanstående avsnitt är baserat på [74] och ett antal artiklar i Ny Teknik [75].

3.2.5.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Vågenergi är en förnybar energikälla som alstras via solenergi. Solen värmer luften vilket ger upphov till vindar som alstrar vågrörelser. Idéerna att utnyttja vågenergi för kraftproduktion är gamla. De första kända konstruktionerna är från slutet av 1700-talet. Flera projekt startades runt om i världen i oljekrisens spår på sjuttioalet men de flesta av dessa lades ner under början av 80-talet. Sedan 1991 har EU lämnat bidrag för utveckling av vågenergi och demonstrationsanläggningar.

Möjligt effektuttag varierar kraftigt. På de stora oceanerna ligger maximal nivå på 120 kW/m. På kontinentalsocklarna och rimliga avstånd till kusterna utanför Storbritannien och Norges västkust kan effektuttaget nå upp till 80 kW/m. Längs Sveriges (västkusten och utanför Blekinge) och Danmarks kuster ligger potentialen på 10-25 kW/m. Effekten är ungefär dubbelt så stor på höst och vinter jämfört med sommaren. En yta på 4 km² utanför Irlands kust kan ge en effekt på 120 MW (vindkraftverk placerade på motsvarande yta och i samma läge ger en effekt på ca 50 MW med 3 MW-turbiner). Lokalisering av vågkraft sammanfaller således väl med havsbaserad vindkraft. För Europa är de intressanta platserna i första hand Nordatlanten och Nordsjön. I vårt närområde är det Bohuslän och södra Östersjön utanför Blekinge som kan vara aktuella för installation av vågkraftverk. Trots relativt ”dåliga” vågor längs Sveriges kuster har potentialen uppskattats till 10 TWh/år.

3.2.5.2 Teknikutveckling och kostnader

Det finns flera olika tekniker för att utnyttja vågenergi för kraftproduktion. Dock finns ännu ingen entydig information om vilken typ av teknik(er) som kan nå kommersiell status i större skala. Sannolikt kommer tekniken snarare att behöva anpassas efter lokala förhållanden, dvs. det bör finnas utrymme för flera varianter. Några av dessa är:

Bojtyp

Oavsett typ brukar bojar inordnas under beteckningen OWEC (Ocean Wave Energy Converter). En eller flera kan kopplas samman till en gemensam generator, som i sin tur kopplas till större system. Flera varianter finns. En av dem är den vid Uppsala universitet och av Mats Leijon utvecklade typen där vågrörelsen överförs till en linjärgenerator förankrad på botten. En anläggning som totalt kommer att omfatta 10 bojar med en total effekt på 100 kWe uppförs utanför Lysekil. Energimyndigheten, Vattenfall och andra elbolag investerar 50 MSEK. En annan tidigare utvecklad variant är den likaledes svenska IPS-bojen där bojens rörelse överförs via en stång till en slangpump eller kolv pump som kombineras med en Peltonturbin.

Andra liknande konstruktioner är den danska DWP-principen där bojens rörelser via en lina överförs till en konstruktion som sitter fast i botten där en kolvkonstruktion via hydraulik drar vatten fram och tillbaka förbi en turbinkonstruktion.

Vågkraftverk av bojtyp har idag en verkningsgrad på ca 30%.

Salters vågkraftverk

Salters vågkraftverk är en konstruktion som liknar en anknäbb eller kamaxel framtagen av professor Stephen Salter vid universitetet i Edinburgh. Denna konstruktion kan nå verkningsgrader över 90%, d.v.s. vågen kommer i princip att dämpas helt. Det gör också konstruktionen lämplig som vågbrytare i kustnära applikationer.

OWC

Principen för OWC (Oscillating Water Columns) bygger på att vattnet från vågorna pressas in under vattenytan i ett stående rör. Då vattnet i röret stiger pressas luften i vattenpelaren ut genom en luftturbין som genererar el. Luftturbinen kan arbeta i båda riktningarna så att el generas både under utblåsnings- och insugningsfaserna. Denna typ av kraftverk är avsedd att uppföras nära kustlinjen så att de kan förankras på botten eller vid klippbranter. En anläggning av denna typ, Osprey på 2 MWe, med en vikt på 8000 ton placerades utanför den skotska kusten. Kraftverket sjönk dock i Atlanten under bogsering i en orkan.

Kilrännkraftverk

Kilrännkraftverk har framförallt utvecklats i Norge av Norwave A/S. Principen är att vågorna leds in i en så kallad kilränna i t.ex. en bergsformation vid kusten. Kilrännan leder vattnet upp till en artificiell damm/sjö för att sedan släppas tillbaka till havet via en vattenturbין. Kilrännkraftverk har hög verkningsgrad och är driftsäkra. Det största problemet är att det är svårt att finna lämpliga platser. Ett av de större norska kilrännkraftverken finns utanför Bergen i Toftestallen. Det har en effekt på 350 kWe. Ett annat större kilrännkraftverk har uppförts av norska företag på Java i Indonesien med en effekt på ca 1,5 MWe.

Slack-moored energy converter

Den danskutvecklade Wave Dragon tekniken arbetar efter samma princip som kilrännkraftverk med skillnaden att verket är avsett för placering på öppet vatten. Vågorna och vattnet leds via "fångstarmar" upp över en ramp och in i en flytande löst förtöjd bassäng varifrån vattnet leds till en Kaplan-turbין. Anläggningen konstrueras för 1-4 m fallhöjd varvid ca 10-12 % av vågenergin kan utnyttjas. Flera enheter kan kopplas samman till en "park". För närvarande uppförs i en demonstrationsfas en vågkraftspark av denna typ utanför Wales kust. Uppfångningsområdet blir 300 m och 16 turbiner och generatorer på vardera 440 kW ger effekten 7 MW. Investeringskostanden uppges till 230 MSEK, dvs ca 33 000 kr/kW. I kommande etapper avser man bygga ut till 70 MW.

Uppnådd produktion och således även elproduktionskostnad för vågkraftverk beror på läget och den på platsen specifika vågeffekten. Uppgiven elproduktionskostnad spänner över ett stort intervall, från 30 öre/kWh till 1,5-2 kr/kWh.

3.2.5.3 Kritiska komponenter

Det återstår mycket utveckling innan vågkraft slår igenom som kommersiellt accepterad elproduktionsteknik i större skala. Även om man uppför och bygger anläggningar baserade

på konventionell och robust teknik, vilket bl.a. uttrycks som en ledstjärna för Wave Dragon: ”The basic idea of the Wave Dragon wave energy converter is to use well-known and well-proven principles from traditional hydropower plants in an offshore floating platform”, så kan vägen vara lång. Erfarenheterna från havsbaserad vindkraft kan visa vägen. Man har också gjort egna erfarenheter som bl.a. med det utanför Skottland sjunkna Osprey-verket. Kvaerner Energi har liknande erfarenhet från en demonstrationsanläggning av OWC-typ vid Norges västkust som fungerade bra men tyvärr slogs sönder under en kraftig storm. Man behöver utgående från dessa erfarenheter inte peka på någon specifikt kritisk komponent. Allt måste sannolikt dimensioneras baserat på ”off-shore”-teknik t.ex. utgående från den standard som krävs vid oljeutvinning till havs.

3.2.6 Stirlingmotor för biobränsle

3.2.6.1 Utvecklingstrender och drivkrafter

Stirlingmotorn används idag i olika applikationer, till exempel i ubåtar. Andra intressanta applikationer är hybridfordon och elgenerering med koncentrerande solfångare. Då förbränningen sker externt lämpar sig tekniken väl för olika typer av bränslen, t.ex. även fasta biobränslen. En generell drivkraft är möjligheten att producera el från biobränsle i verkligt småskaliga kraftvärmeanläggningar.

Mot denna bakgrund bedöms stirlingmotorn vara kommersiellt tillgänglig, om ej klart konkurrenskraftig, i applikationer för bättre bränslen som naturgas för energimarknaden år 2020. Huruvida även biobränsleeldade applikationer kommer att finnas kommersiellt tillgängliga under tidsperioden är mer tveksamt.

3.2.6.2 Teknikutveckling och kostnader

Utveckling av denna teknik pågår i bland annat USA, Danmark och Sverige. I Danmark har ett antal motorer i storleken 10 – 75 kW byggts och körts under relativt långa perioder.

I Sverige har forskning bedrivits inom ramen för Energimyndighetens program ”Termiska processer för elproduktion”. Härvid har en pilotanläggning med en pelletseldad motor på 0,8 kW_e, avsedd för installation i enskilda hushåll, byggts upp av Vattenfall utveckling. Några testresultat har emellertid inte erhållits och projektet ligger nu nere. I ett program finansierat av Delegationen för Elförsörjning i Sydsverige och Energimyndigheten, med deltagande av LTH, DTU, Värmeteknisk Service, Vattenfall och dåvarande Sydkraft, bedrevs ett projekt för framtagning av en likaledes träpulvereldad motor på 35 kW_e, i syfte att demonstrera tekniken. En viktig del är utformningen av biopannan för att hålla rätt temperatur och begränsa erosion och påslag på motorns värmeväxlare. I projektet skulle också marknadsförutsättningar och ekonomi bedömas. [62] I första etappen togs motor och förbränningssystem fram samt planerades för 700 timmars kontinuerlig provdrift på LTH. I en andra etapp planerades för anläggningsprov i Vattenfalls anläggning i Älvkarleby. Det senare har inte genomförts. Motorn är kvar på LTH och man avvaktar resultatet av Energimyndighetens ansträngningar att finna en lämplig operatör [63].

Kostnaden för en bibränsleeldad Stirlingmotor är idag hög (30 000-35 000 kr/kW_e). Enligt en tidigare bedömning [64] skulle investeringen för en komplett anläggning på 35-40 kW el och 120-130 kW värme kring 2010 kunna ligga på motsvarande 14 000-18 000 kr/kW_e. Det är tveksamt om denna nivå kommer att kunna nås.

3.2.6.3 Kritiska komponenter

Generellt utgör tätningarna i stirlingmotorn kritiska komponenter, då de utsätts för höga tryck och temperaturer.

Vid bibränsledrift ställs särskilda krav på värmeväxlaren som överför värmen till motorns arbetsmedium. Den ska inte bara motstå kemiska angrepp från spårämnen i bränslet, utan dessutom vara okänslig för påslag av aska eller konstrueras för att förhindra eller åtgärda detta.

3.2.7 Övriga småskaliga applikationer baserade på förbränning

Här behandlas översiktligt ytterligare några bibränslebaserade småskaliga kraftvärmetekniker som utvecklats för att bl.a. genom konvertering kunna utnyttja mindre värmeunderlag i företrädesvis befintliga system baserade på hetvattenproduktion.

3.2.7.1 Konvertering av hetvattenpannor – Vaporel och Oilbox

Två i Sverige framtagna tekniker eller koncept har utvecklats med målsättningen att utnyttja en befintlig anläggning så långt som möjligt. I det ena konceptet med små ingrepp i pannan och i det andra konceptet med en ny panndel. De bygger på ångproduktion med en direkt metod genom flashning av vattnet vid ett lägre tryck respektive på produktion av ånga med en indirekt metod via ett mellanliggande hetoljesystem.

I Flashkonceptet, som saluförs under namnet Vaporel, trycksänks hetvattnet från ca 14,5 bar (i panna dimensionerad för 16 bar, 204 °C) till 9-10 bar i en flashbox/avspänningskäril varefter den mättade ångan leds genom en droppavskiljare innan den expanderas i en turbin av Curtis-typ. Generatoreffekten är beroende av maxflödet i panndelen, fjärrvärmetemperatur osv. Alfavärdet för processen baserad på mättad ånga (konceptet kan utvecklas genom att förse pannan med en överhettare) ligger på 10-12 % och elverkningsgrader på 8-10 %.

Den indirekta metoden med arbetsnamnet "Oilbox" utnyttjar ett hetoljesystem och har utvecklats för mindre anläggningar (<15 MW_{th}). Processen är baserad på en konventionell hetvattenkrets men ångproduktionen har flyttats ut från pannan till en extern värmeväxlare med hetolja som värmebärare på primärsidan, dvs i kretsen mellan pannan och värmeväxlaren. Med hetoljedrift följer att mättad eller svagt överhettad ånga med förhållandevis höga data, t.ex. 40 bar, 300°C, kan genereras till gagn för ett högt elutbyte, enligt uppgift med alfavärden på över 18 %. Pannan, som till skillnad från Vaporelkonceptet, måste anpassas till hetoljedrift och bytas i sin helhet, kan dock byggas i trycklöst utförande.

Investeringskostnaden för Vaporel applicerat på pannor med en termisk effekt av 3-10 MW uppges till 10 000-15 000 kr/kW_e exklusive byggkostnader. För ”Oilbox”, ingen anläggning är ännu byggd, har indikerats att den specifika investeringskostnaden för 5 MW_{th} med en enstegs impuls- eller Curtisturbin kommer att ligga i den undre delen av detta intervall.

3.2.7.2 ORC-teknik

ORC-tekniken (Organisk Rankine-Cykel) fungerar som en konventionell vatten/ång-cykel men är baserad på ett organiskt lösningsmedel i stället för vatten(ånga). Värme överförs från förbränningszonen till det organiska lösningsmedlet via en mellankrets där det värmeöverförande mediet utgörs av hetolja. Förbränningen kan anpassas för olika bränslen, inklusive biobränslen, med en förbränningsdel som kan utgöras av en konventionell rooster. Lösningsmedlet har en låg kokpunkt vilket innebär att ångproduktionen kan ske vid lägre temperatur jämfört med en vatten/ång-cykel. Tekniken kan utgöra ett alternativ till ovanstående tekniker för konvertering av hetvattenpannor.

Energiomvandlingen sker i två steg, i en primär- respektive en sekundärkrets. Det organiska lösningsmedlet cirkulerar i sekundärkretsen mellan förångare, turbin och (fjärrvärme)kondensor. Primärkretsens hetolja överför värme från den biobränsleeldade ugnen med dess hetoljepanna till ORC-kretsens förångare. Med ett tvåkretssystem på primärsidan ”economiserkoppling”) nås elverkningsgrader på totalt ca 16%.

Tekniken har ett antal fördelar [65], varav några är:

- Hetoljepannan är lättreglerad.
- ORC-enheten är sluten - låg arbetsmedieförlust och inget system motsvarande vattenreningsanläggning krävs.
- ORC-enheten har bra dellastegenskaper - ner mot 10% last med konstant verkningsgrad ner till 50% last.
- ORC-turbinen är långsamgående - direkt driven generator, låg mekanisk belastning och låg ljudnivå.

Tekniken har utvecklats starkt under senare år för biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar med elproduktion i området 0,5-1,5 MW_e på kontinenten, bl.a. i Österrike och Tyskland. Med de ca 30-talet anläggningar som är under uppförande i Europa kommer det att finnas sammanlagt ca 100 anläggningar i storleken 0,5-2 MW_e under de närmaste åren. Detta har möjliggjorts inte minst tack vare fördelaktig utformning av styrmedel och subventioner genom införande av differentierade s.k. feed-in tariffer så att mindre anläggningar garanteras en högre intäkt för såld el under en specificerad tid och därmed ges möjlighet till rimlig avskrivningstid.

Kontakter med leverantörer har indikerat en specifik investeringskostnad på knappt 40 000 kr/kW_e inklusive byggkostnader [65] (motsvarande ångcykelbaserade kraftvärmeanläggning betingar idag 55 000-60 000 kr/kW_e, enligt specifika offerter). DoU förväntas ligga på samma nivå som för motsvarande ångcykelbaserade kraftvärmeanläggning.

3.3 Ny ej inkluderad teknik

Nedan redovisas ett antal intressanta tekniker som diskuterats, men som i samråd med styrgruppen och av olika anledningar inte beskrivs närmare i denna rapport. Utgångspunkten för indelningen är använt bränsle, primärt eller sekundärt:

- Biobränsle
 - Gasmotor/gasturbin för biogas
 - IGCC, kombicykel med integrerad förgasning
 - Indirekt eldad gasturbin, möjliggör användning av fasta bränslen
 - Småskalig förgasning, för drift av förbränningsmotor
 - Förbränning av flytande bränslen framställda genom förädling
- Avfall
 - Förgasning av avfall och slam
- Kol
 - ACFB (Atmospheric Circulating Fluidised Bed)
 - PFBC (Pressurised Fluidised Bed Combustion)
- Naturgas
 - Kalina, ångprocess baserad på vatten och ammoniak
 - Kemisk rekupererad gasturbin
 - ICR och ISTIG, gasturbinprocesser med mellankylning och rekuperator resp. ånginsprutning
- Vätgas
 - System för vätgasgenerering, transport och energiomvandling, t.ex. bränsle-celler.
- Svartlut
 - IGCC anpassad för pappersindustrin

Utveckling av nya eller nygamla tekniker kan via fordonsapplikationer komma att påverkas i positiv riktning genom introduktion av ”nya” drivmedel som biogas, etanol, RME, DME, vätgas, osv.

3.4 Sammanställning teknik – svenskt perspektiv

Drivande krafter för utveckling av befintliga och nya tekniker diskuteras i kapitel 2. Teknikutveckling styrs normalt av ekonomiska faktorer. Effektivitet, miljöfördelar, god ekonomi medför automatiskt konkurrenskraft.

De drivande krafterna är dock till stor del kopplade till energi- och miljöpolitiska mål, nationellt och internationellt. Den nationella politiken påverkas från EU-nivå. Två av flera (se avsnitt 2) viktigare faktorer som kan ha betydelse i Sverige inom en 10-årsperiod är:

- Begränsning / reduktion av växthusgaser
- Utnyttjning av kärnkraften

För utveckling av nya tekniker är det naturligtvis avgörande att det finns aktörer med tillräcklig uthållighet vad gäller tid och ekonomi. Dessa aktörer är i synnerhet:

- Teknikutvecklande företag / tillverkare
- Energiföretag, kunder
- Myndigheter, EU
- Högskolor
- Fristående entreprenörer

På en avreglerad elmarknad, då osäkerheterna ökar och marginalerna pressas för nämnda aktörer, finns en tydlig tendens mot minskad riskbenägenhet och långsiktighet. Detta understryker ökade krav på stabilitet i den politiska styrningen för att driva på utvecklingen av nya tekniker. Man kan dela upp utvecklingsprocessen i forsknings-, teknikutvecklings-, demonstrations- och kommersialiseringsfaser. Samtliga faser är nödvändiga. Stöd via myndigheter och forskningsinstitut kan komma att få än större vikt. De teknikutvecklande företagen är mer eller mindre beroende av att det finns aktörer som kan ta risker i demonstrations- och provningsfasen. Detta gäller i synnerhet tekniker för större anläggningar.

I tidigare upplagor av El från Nya Anläggningar har en relativt detaljerad genomgång av utvecklingsområden, svenska och utländska aktörer jämte specifikation av svenskt intresse redovisats både för de kommersiella och de nya teknikerna. Det kan konstateras att medan vissa av dessa delområden förändras långsamt kan förändringstakten i andra vara desto högre. Till de senare hör marknadens aktörer som naturligtvis är helt underkastade marknadens krav och villkor. För information kring dessa förhållanden hänvisas till redovisningen i tidigare upplagor av rapporten.

4 Beräkningsförutsättningar

4.1 Allmänt

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från specifika indata per anläggning samt med generella förutsättningar enligt nedan. Beräkningarna är utförda med hjälp av en för uppdraget framtagna modell som beskrivs längre fram. Egna jämförelser kan göras genom att hämta modellen från Internet på adress <http://www.elforsk.se/varme/varm-nyanl.html>.

4.2 Bränslepriser

För beräkningarna har bränslepriser hämtats huvudsakligen från kapitel 2.4.2, Energiläget 2006 [17] och Energiförsörjningen i Sverige, Korttidsprognos 2007-08-15 [23]. En avstämning har också gjorts mot nivåerna i föregående upplaga av denna rapport samt med bränsleleverantörer. Priserna är angivna fritt anläggning exklusive skatter och moms:

- | | | |
|------------------------------------|-------------|--|
| ▪ Biobränsle: | 170 kr/MWh | (skogsrester) |
| ▪ Biobränsle: | 280 kr/MWh | (pellets) |
| ▪ Torv: | 120 kr/MWh | (avser frästorv, stycketorv ca 140 kr/MWh) |
| • Avfall: | -150 kr/MWh | (motsvarar en intäkt för mottaget avfall på ca 450 kr/ton) |
| ▪ Kol: | 75 kr/MWh | |
| ▪ Naturgas > 50MW _{br} : | 160 kr/MWh | (kondens) |
| ▪ Naturgas > 50MW _{br} : | 190 kr/MWh | (kraftvärme) |
| ▪ Naturgas < 50 MW _{br} : | 210 kr/MWh | (kraftvärme) |

Prisbilden på torv påverkas för närvarande (hösten 2007) av ökade priser på utsläppsätter, vilket har vägts in här.

4.3 Miljökrav

För beräkningarna har nedanstående i Tabell 4-1 återgivna övergripande emissionskrav antagits för de olika förbränningsanläggningarna. De ska ses som en kombination av kommersiella garantier/krav å ena sidan och krav förknippade med det slutliga tillståndet å den andra. För några anläggningar, t.ex. kolkondens med CC (CCS)-teknik kommer av processkäl sannolikt lägre halter av de gasformiga emissionerna att kunna realiseras.

Tabell 4-1. Förväntade emissionskrav för studerade anläggningar.

BRÄNSLE	ANLÄGGNING [MW _{el}]	BRÄNSLE- EFFEKT [MW]	NO _x [mg/MJ _{br}]	Svavel (S) [mg/MJ _{br}]	Stoft [mg/MJ _{br}]
Biobränsle	10	40	50	--	20
	30	100	50	--	20
	80	230	50	--	15
Avfall	3	20	80	15	5
	30	135	70	15	5
Kol	400	850	30	30	5
	400	1080 ¹⁾	30	20	5
Naturgas	400	690	30	---	---
	40	94	30	---	---
	150	305	30	---	---
	1	2,5	85	---	---
	1	4	80	---	---
	0,1	0,3	85	---	---
	0,1	0,4	80	---	---

1. Det antas att kondenskraftverket med CO₂-avskiljning har 10 %-enheter lägre elverkningsgrad visavi det konventionella verket

4.4 Ekonomi

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts med och utan skatter, avgifter och bidrag enligt annuitetsmetoden med följande förutsättningar:

- Real kalkylränta 6 och 12 %
- Generell avskrivningstid 20 år

Anläggningens ekonomiska livslängd är inte enbart beroende av teknisk kvalitet och skötsel, utan i hög grad även av omvärldsfaktorer såsom teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader etc. Det är därför intressant att kunna studera olika avskrivningstidens inverkan på produktionskostnaden. Vi tycks här i Sverige närma oss den kontinentala (Tyskland) inriktningen att i samhällsekonomiska beräkningar välja avskrivningstider på 10-15 år för att därmed få en mer företagsekonomiskt anpassad värdering av projekten. Med beräkningsmodellen kan sådana beräkningar enkelt utföras.

För de mindre anläggningarna, ≤1 MW_{el}, kan under alla omständigheter kortare avskrivningstider motiveras, bland annat med hänsyn till anläggningens kortare tekniska livslängd. Beräkningarna för dessa anläggningar har därför baserats på en avskrivningstid på 15 år.

Kärnkraftens avskrivningstid är i beräkningarna satt till 40 år. Studier har visat att de svenska reaktorernas livslängd skulle kunna förlängas. För detta krävs omfattande reinve-

steringar, vilket alltså bör beaktas om en längre avskrivningstid än 40 år väljs. I modellen finns möjlighet att lägga in en engångskostnad i kkr/år.

För vattenkraft kan längre avskrivningstider motiveras, främst beroende på huvuddelarnas, som berggrum, tunga betongkonstruktioner, stora maskiner, o.s.v., långa och dokumenterade tekniska livslängd. Beräkningarna har därför baserats på en avskrivningstid på 40 år som utgör ett vägt medeltal av dessa delars tekniska livslängd.

För vindkraften har livslängd och avskrivningstid genomgående satts till 20 år. För havsbaserad vindkraft med tung infrastruktur som fundament, internt elnät och landanslutning har 40 år diskuterats. Det är dock tveksamt om maskinutrustningen, som i princip är densamma i landbaserad vindkraft, realistiskt ska kunna påräkna denna långa livslängd. Det diskuteras också om de havsbaserade verkens fundament kommer att kunna användas i 40 år då bl.a. det ursprungliga fundamentet eventuellt inte kan husera eller bära de verk som marknaden erbjuder den gången de ska ersättas. Avsevärda reinvesteringar kan bli nödvändiga. Då uppgifter om reinvesteringsbehoven vare sig för havs- eller landbaserade verk och parker, har kunnat definieras har beräkningarna utförts baserade på 20 år för likställighet mellan alternativen. Om man speciellt väljer en längre avskrivningstid bör detta kombineras med reinvesteringar. Möjligheten finns att lägga in sådan uppgifter i modellen med uppgift om när, i förhållande till anläggningsinvesteringen, reinvesteringen görs. Det insatta värdet nuvärdesberäknas.

4.5 Utnyttjningstider

Utnyttjningstid definieras här som planerad årsproduktion dividerad med märkeffekt, dvs. ekvivalent fullasttid, vid 100 % tillgänglighet. Netto produktionen erhålls genom att specifikt ange aktuell tillgänglighet i modellens indatablad. Följande utnyttjningstider i timmar/år har använts i beräkningarna:

• Kondensanläggningar (fossilt)	6 000
• Kärnkraftanläggningar	8 000
• Kraftvärmeanläggningar	4 500
• Avfallsförbränning	6 500
• Vindkraftanläggning, hav större	3 500
• Vindkraftanläggning, hav mindre	3 200
• Vindkraftanläggning, land, större	2 900
• Vindkraftanläggning, land, mindre	2 150
• Vattenkraft	4 000

I vårt svenska system med basproduktion baserad på vatten- och kärnkraft antas att (fossileldade) kondensanläggningar inte behöver drivas under sommarhalvåret, därav valet av 6000 timmars utnyttjningstid.

Kraftvärmeanläggningar körs huvudsakligen mot behoven i de fjärrvärmesystem de ska försörja med värme under höst, vinter och vår, totalt omkring 4500 timmar.

Avfallsförbränningsanläggningar byggs uteslutande för värme- eller kraftvärmeproduktion, dvs med utnyttjningstider på 6500 timmar. Därutöver ska de också kunna ta emot avfall (hushållsavfall) större delen av året för undvikande av lagring (balning) så långt det är möjligt. I kombination med höga anläggningskostnader leder detta till krav på lång utnyttjningstid. Beroende på anläggningsstorlek i förhållande till fjärrvärmeunderlag, övrig produktionskapacitet och bränslemix i systemen kan drifttiden variera från anläggning till anläggning. Vi har i beräkningarna antagit 6 500 timmar.

För vindkraften är det brukligt att ange netto utnyttjningstid i vilken då avdrag har gjorts för otillgänglighet. Ovanstående (brutto) utnyttjningstid korrigeras i produktionsberäkningarna med tillgänglighetsdata från Tabell 3-1. I modellen kan dessa väljas godtyckligt.

4.6 Effektivvärdering

Olika kraftslag har olika egenskaper som innebär att förmågan att producera el kan variera beroende på faktorer såsom väderlek (vind, solinstrålning, nederbörd), värmeunderlag eller underhållsbehov. Detta brukar uttryckas som att olika kraftslag har olika effektfaktor, d.v.s. olika förmåga att leverera installerad effekt i ett givet ögonblick.

Elsystemet som helhet måste emellertid kunna regleras för att i varje ögonblick möta aktuell elförbrukning. Detta innebär att kraftslag med hög effektfaktor ur denna aspekt är mer ”värda” än kraftslag med låg effektfaktor, de har ett högre ”effektvärde”.

Praktiskt innebär detta att en omfattande användning av kraftslag med låg effektfaktor ställer högre krav på reglerförmåga och reservkapacitet i det övriga elsystemet, något som kan medföra extra kostnader. Detta har inte värderats i beräkningen av elproduktionskostnaden för de olika anläggningstyperna i denna rapport.

4.7 Skatter och avgifter

4.7.1 Energi- koldioxid- och kraftvärmeskatter

Beräkningarna har genomförts baserade på den skattenivå som enligt budgetpropositionen 2007/08:1 aviserats gälla från 1 juli 2008 med ytterligare lättnad för kraftvärmeproduktion från 1 januari 2010. Nivåerna har implementerats i Tabell 4-2.

Tabell 4-2. Skattenivåer enligt prop. 2007/8:1

Bränsle	Enhet	Energiskatt	Koldioxidskatt	Koldioxidskatt KV	
				1 juli 2008	1 jan 2010
Kol	kr/ton	325	2509	376	176
Naturgas	kr/1000 m ³	247	2159	324	151
Biobränsle		---	---	---	---
Avfall ¹⁾	kr/ton	20	467	70 ²⁾	33 ²⁾

1) Nivåerna baserade på 12,6 % fossilt kol i avfallet

2) Elverkningsgrad ≥ 15 %

En fullständig sammanställning över år 2007 gällande energiskatter återfinns i bilaga 2.

I modellens indatablad för skatter har nivåerna föreslagna för 1 juli 2008 lagts in. Dessa skatter ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen. Därutöver redovisas också i diagramform resultatet utgående från de nivåer som föreslagits gälla från 1 januari 2010.

Särskilda regler gäller för tillverkande industrier och växthusnäring. Dessa regler beaktas inte i rapporten. De kan dock hanteras i beräkningsmodellen genom att anpassade indata anges.

4.7.2 Svavelskatt

Svavelskatt betalas för kol, torv samt olja med en svavelhalt överstigande 0,1%. Skatten uppgår till 30 kr/kg svavel (S). Denna skatt ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.7.3 Kväveoxidavgift

Kväveoxidavgift betalas för alla kväveoxiderande energiproducerande anläggningar som har en årlig nyttiggjord energiproduktion överstigande 25 GWh. I budgetpropositionen 2007/08:1 föreslås en höjning av avgiften från 40 till 50 kr/kg NO_x (som NO₂). Återbetalning av avgifterna sker i förhållande till mängden producerad nyttiggjord energi (el och värme) och blev för 2005 8,68 kr/MWh. Då systemet är uppbyggt så att inbetalade medel återförs i proportion till nyttiggjord värme (efter avdrag för administrativa kostnader) har i beräkningarna ansatts att återbetalningen blir 25 % högre än återbetalningen 2005, dvs 10,85 kr/MWh.

Med låga NO_x-utsläpp kan återbetalningen överstiga inbetalningen, varvid en nettointäkt uppkommer.

Denna kostnad, alternativt intäkt, ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.7.4 Deponiskatt

Från 1 januari 2006 utgår en deponiskatt med 435 kr/ton för restprodukter som deponeras. En avräkning får jämlikt SFS 2001:904 från 1 jan 2002 göras för i restprodukten ingående fukt om den baseras på mätning eller registrering av tillsatt vatten. I beräkningsmodellen har skatt plus en lokalt uttagen avgift på tillsammans 1200 kr/ton lagts in i den rörliga DoU kostnaden för filteraskor och eventuella övriga rökgasreningsprodukter från kol-, avfalls- och bioeldade anläggningar.

4.7.5 Skatt på termisk effekt i kärnkraftverk

Skatt tas ut för den högsta tillåtna installerade termiska effekten i kärnkraftverk uppgående till 12 648 kr/MW och månad från 1 januari 2008. Avdrag medges då en reaktor har varit

ur drift under en sammanhängande period av mer än 90 kalenderdygn med 335 kr/MW. Vi antar att verken drivs utan avbrott.

Denna skatt ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.7.6 Utsläppsrätter

Under början av 2007 sjönk priset för utsläppsrätter för den första handelsperioden mycket kraftigt och handlades runt 1-2€, dvs ca 10-20 kr/ton. För den andra handelsperioden har de däremot handlats till högre priser på cirka 15€, dvs ca 145 kr/ton. Marknaden är således mycket volatil. I beräkningarna har ansatts ett pris i överensstämmelse med andra studier på 20-25 € eller 200 kr/ton CO₂.

Vi har räknat med att tilldelningen kommer att motsvara faktiska utsläpp, dvs producenter-na får inte tillgång till överskjutande utsläppsrätter som kan avyttras till försäljning. Regeringen har aviserat (oktober 2007) att befintliga kraftvärme- och värmeverk för kommande handelsperiod inte kommer att få någon gratis tilldelning över huvud taget. Nya anläggningar kommer att få gratis tilldelning från en pott reserverad för nya anläggningar i handlande sektorn.

Denna kostnad ingår och särredovisas i en beräkning gjord med skatter etc. i modellen.

4.7.7 Övriga skatter

Fastighetsskatt har inte beaktats i tidigare versioner av El från nya anläggningar. Skattesatsen var då genomgående 0,5 % av taxeringsvärdet, lika för alla tekniker/kraftslag och lämnades därför utan avseende. Emellertid har med prop. 2007/08:1 en förändring aviserats, genom att fastighetsskatten på vattenkraft höjs till 2,2 % av taxeringsvärdet. Skillnaden, 1,7%, applicerad på nya taxeringsvärden på ca 130-134 miljarder SEK (tidigare 117 miljarder) satt i relation till den samlade vattenkraftproduktionen på cirka 65 TWh ger cirka 3,5 öre/kWh, vilket värde läggs in i beräkningarna via modellens ”skatteblad”.

4.8 Bidrag

4.8.1 Investeringsbidrag

Genom beslut i riksdagen upphörde det tidigare stödsystemet för förnybara energislag under 2002 och ersattes från 2003 av systemet för handel med elcertifikat.

Småskaliga vattenkraftverk (100-1500 kW) kan få investeringsstöd motsvarande 15% av investeringskostnaden. Då beräkningarna avser större anläggningar har detta stöd lämnats utan avseende.

4.8.2 Miljöbonus

Den som yrkesmässigt levererar el som produceras i vindkraftverk och är skyldig att betala skatt för elleverans till slutkund får göra ett skatteavdrag, så kallad ”miljöbonus” (förutsatt

att den sammanlagda produktionen i ett verk uppgår till högst 20 MWh per installerad kW baserat på generatorns märkeffekt, då annars avdragsrätten bortfaller). Bonusens storlek är olika för havs- och landbaserad vindkraft till förmån för havsetablering, vilket ska avspegla de högre kostnaderna för etablering och drift till havs. Enligt budgetproposition 2003/04:1 gäller de i Tabell 4-3 redovisade nivåerna och successiva nedtrappningarna av stödet.

Tabell 4-3. Miljöbonus för vindkraft

År	Havsbaserad öre/kWh	Landbaserad öre/kWh
2007	14	4
2008	13	2
2009	12	0

Då avdragsmöjligheten enligt tabellen upphör de närmaste åren och därför kommer att representera ett förhållandevis litet (nu)värde har beslutats att lämna den utan avseende i beräkningarna.

4.9 Elcertifikat

Beräkningarna görs baserat på ett nuvärde av antaget värde på certifikaten under de max 15 år som anläggningen enligt nuvarande regler omfattas av systemet. Övriga ingångsstorheter är ränta, anläggningens avskrivningstid och utbetalningstid av certifikat, som kan väljas fritt (beräkningen har förenklats såtillvida att investeringen antas göras i början av år 1 medan första utbetalningen sker först i slutet av året). Baserat på ett medelpris för elcertifikat under 2006 på 191,3 kr/MWh sätts defaultvärdet för elcertifikat i beräkningarna till 200 kr/MWh.

4.10 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där både el och värme produceras, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde.

För samtliga anläggningar, utom de små kraftvärmeanläggningarna ≤ 1 MW, har antagits att värdet på producerad värme motsvarar kostnaden för produktion av samma värme i en biobränsleeldad hetvattencentral för fuktiga bränslen utrustad med rökgaskondensering. Den rörliga kostnaden (rörlig kreditering) för denna produktion uppgår till ca 18 öre/kWh_{värme}.

Då biobränsle inte beläggs med skatter behövs endast en nivå oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej.

Beroende på det system som studeras och som en beräkning görs för, kan värmekrediteringen även bestå av en fast del (effektkreditering). Det betyder att det krävs kom-

pletterande kapacitet för värmeproduktion i det aktuella systemet och till exempel en biobränsleeldad hetvattencentral måste uppföras om inte kraftvärmeverket byggs. Då ska investeringen för kraftvärmeverket reduceras (fast kreditering) med investeringen och med den fasta drift- och underhållskostnaden för en hetvattencentral med samma värmeeffekt.

I vissa fall kan även en fast kreditering motiveras även då det inte krävs ny kapacitet i systemet. Detta gäller till exempel då en befintlig fungerande (men oekonomisk) anläggning avställs i samband med att kraftvärmeverket tas i drift och de fasta drift- och underhållskostnaderna (till exempel personal) därmed i viss mån kan reduceras (överflyttas).

I Tabell 4-4 har föreslagits/uppskattats värden avseende fast kreditering som också har införts i beräkningsmodellen. Värdena för 50 och 100 MW's anläggningarna har erhållits genom uppskattning baserat på allmänt använda skalningsregler då mycket få värme/hetvattenanläggningar i dessa storlekar uppförs idag.

Tabell 4-4. Förslag till fast kreditering för hetvattenanläggningar

Värmeeffekt [MW]	Fast kreditering [kr/kW,år]
100	460
50	530
10	620

Även beträffande anläggningarna ≤ 1 MW antas alternativet utgöras av biobränsleeldade hetvattencentraler, men i denna storleksklass baserade på pellets. I tidigare upplagor av rapporten har antagits att alternativet utgörs av gaseldade pannor, men kontakt med anläggningsägare längs gasledningen i landets södra och västra delar har klart indikerat att alternativet är pelletseldning (i vissa fall ersätts idag fungerande gaspannor med pelletseldade).

För denna produktion med pellets sätts den rörliga kostnaden (rörlig kreditering) till ca 30 öre/kWh_{värme}, även i detta fall oavsett om beräkningen sker med skatter etc. eller ej.

Fast kreditering för samma anläggningar uppgår till ca 360 kr/kW,år.

4.11 Anläggningsdata

Anläggningsdata för samtliga beskrivna tekniker finns presenterade i modellen samt i tabeller nedan. För respektive anläggning anges bland annat investering och drift- och underhållskostnad.

4.11.1 Investering, allmänt

Investeringen består av samtliga delar för en komplett anläggning, och kan för samtliga anläggningstyper principiellt delas upp enligt nedan. För vindkraft har en särredovisning av ingående poster gjorts i avsnitt 4.11.2.

- Processutrustning
- Platsbunden utrustning och servicesystem

-
- Anslutning till kraftnätet (schablon - se nedan)
 - Markarbeten och byggnader
 - Projektering, administration
 - Drifttagning
 - Ränta under byggtid

Kolkraftverk med CO₂-avskiljning kompletteras med processutrustning för avskiljning, förvätskningsutrustning av koldioxid, rökgaskondensering och ytterligare kompressorkapacitet, utrustning som principiellt kan betraktas som påbyggd rökgasreningsutrustning.

I de småskaliga kraftvärmeanläggningarna antas gasturbinen på 100 kW_{el} (mikroturbin) vara utrustad med rekuperator, medan den större gasturbinen på 1 MW_{el} inte har någon sådan. De förutsätts vidare installeras i befintliga byggnader kompletterade med ljudisolerande åtgärder.

Tomt/tomtmark, bränsle under drifttagning, avvecklingskostnader etc. ingår inte i investeringen (fondering för avveckling och rivning av kärnkraftsanläggningar har lagts in i DoU – se nedan)

Den investering som anges för respektive anläggning avser ett ”standardläge”, dvs i den specifika investeringskostnaden beaktas inte speciella lokaliseringsanknutna kostnader som t.ex.:

- Långa kylvattenkanaler
- Nya anslutningsvägar

Möjlighet finns dock att i indatabladen för respektive anläggning ange sådana kostnader.

4.11.2 *Investering, vindkraft*

Investeringskostnader för vindkraft är angivna i kapitel 3.1.7.

Investeringarna är framtagna med följande omfattning och uppdelning av investeringskostnaden:

- Vindkraftverk inklusive transport och montage av dessa.
- Fundament.
- Vägar. För de båda landbaserade parkerna förutsätts att en befintlig väg finns, men att nya vägar måste dras från denna ut till verken.
- Internt elnät. Inkluderar kostnader för kabel, kabeldragning, nedgrävning (nedspolning till havs) och inkoppling i verken (se nedan).
- Utrustning för styrning och övervakning.
- Administration
- Projektering *
- Tillstånd och myndighetskontakter *
- Anslutning till elnät (schablon – se nedan).

* Kostnaden för dessa aktiviteter sätts till 4% av investeringskostnaden.

Det är värt att notera att större verk/parker enligt uppgifterna i tabellen har högre specifik investeringskostnad än små.

Investeringskostnaden blir normalt högre då man bygger på platser med bra vindläge, eftersom dessa ofta ligger otillgängligt. Trots detta kan elproduktionskostnaden bli betydligt lägre p.g.a. den högre elproduktionen.

Kostnaden för elnätsanslutning varierar kraftigt från plats till plats beroende på avstånd till det lokala nätet och dess möjlighet att ta emot ytterligare produktion, osv. I beräkningarna har schabloner för elanslutning enligt Tabell 4-5 inkluderats i den specifika anläggningskostnaden; för landbaserade verk 1 000 kr/kW och för anläggningar till havs ca 20% av investeringskostnaden. I den senare ingår såväl internt elnät, transformator till havs som kabel till anslutande nät på land.

Medan den totala investeringskostnaden för landbaserade verk är relativt lätt att få grepp om är denna uppgift svårare vad beträffar havsplacerade anläggningar. Djup och bottenförhållanden varierar samt att det inte är lika lätt att bedöma prisläget då relativt få parker byggts. Till detta kommer att kostnaderna varierar beroende på t.ex. finansieringsform, ett förhållande som inte beaktats i denna studie.

4.11.3 Rök-gaskondensering

De biobränsleeldade kraftvärmeverken utrustas ofta med rök-gaskondensering. Det är fortfarande lönsamt trots att förhållandet mellan värdet på producerad el och värme har förskjutits under senare år och trots att man schablonmässigt tappar ca 1,5 % elproduktion pga. förhöjd returtemperatur och ca 3 % pga. reducerad maxlast, dvs inalles ca 4,5 %. Effekt och verkningsgrader för en biobränsleeldad kraftvärmeanläggning med en turbin på 30 MW förändras enligt:

	<u>Utan kondensering</u>	<u>Med kondensering</u>
Eleffekt	30 MW	28,7 MW
Värmeeffekt	56 MW	78 MW
Elverkningsgrad	31,0 %	29,6 %
Totalverkningsgrad	89 %	110 %
Tillkommande investering	0	25 Mkr

Beräkningarna är vad avser de biobränsleeldade kraftvärmeverken baserade på att de genomgående är utrustade med rök-gaskondensering.

4.11.4 Anslutning till elnät

För anslutning till elnät har genomsnittliga specifika elanslutningskostnader bl.a. baserade på uppgifter i Nätanslutningsutredningen [47] tagits fram. Uppgifterna sammanfattade i Tabell 4-5 har adderats till den allmänna specifika investeringskostnaden för varje anläggning Tabell 4-7.

Tabell 4-5. Genomsnittliga elanslutningskostnader

Anläggning	Specifik kostnad (kr/kW)
Havsbaserad vindkraft	2 500
Landbaserad vindkraft	1 000
Övriga kraftslag	500

4.11.5 Drift och underhåll (DoU)

Drift- och underhållskostnaden presenteras generellt som en fast och en rörlig del. Den fasta delen uttrycks som en procentsats på anläggningskostnaden, och består till exempel av:

- Personalkostnader
- Försäkring
- Reparationer och underhållsarbeten

Den rörliga delen uttrycks som en kostnad per MWh_{bränsle}, och består till exempel av:

- Förbrukningsmaterial
- Tillsatsmedel, kemikalier
- Vatten, el
- Kostnad för restprodukthantering inklusive skatt

Drift- och underhållskostnaden baseras på schablonvärden hämtade från litteraturuppgifter och tillgänglig statistik. Avstämningar har gjorts mot uppgifter från drift av specifika anläggningar. Dessa värden har förts in i respektive anläggnings indatablad i modellen. För att komplettera bilden belyses nedan situationen i anläggningar som ”bryter mönstret” genom att underhållskostnaden anges enbart som en fast eller rörlig kostnad, eventuellt också relaterad till produktionen, dvs uttryckt som kostnad per MWh_{el}, oavsett om den anses som fast eller rörlig enligt ovanstående definitioner.

För kärnkraftverken anges som regel DoU enbart relaterat till produktionen, dvs i kr/MWh_{el}. För svenska verk, bl.a. baserat på kärnkraftföretagens årsberättelser, ligger den på nivån 10-12 öre/kWh, vilket är i paritet med uppgifter om amerikansk kärnkraft. I modellen har kostnaden satts till 110 kr/MWh. Den sista av ovanstående uppräknade poster; ”kostnad för restprodukthantering inklusive skatt”, inkluderar en s.k. back-end kostnad på ca 18 kr/MWh_{el} vilken i sin tur inkluderar fondering för avveckling och rivning av anläggningen till ca 5 kr/MWh_{el}.

Anläggningarna som utnyttjar fasta bränslen; avfall, bio och kol, har högre såväl fasta som rörliga DoU-kostnader jämfört med anläggningar för ett ”rent” bränsle som naturgas. Speciellt ökar rörlig DoU med bränslets askinnehåll och om kemikalier och tillsatsmedel krävs för rökgasrening. Kostnaden för restprodukthantering från förbränningsanläggningar har enligt ovan satts till 1 200 kr/ton. Vi har antagit att flygaska plus sand och övriga rökgasreningsprodukter från avfalls- och bioanläggningarna deponeras till ”full” kostnad, medan sintrad bottenaska och slagg kan avyttras till en lägre kostnad. För kolkraftverket (pulver-

förbränning) antas att avskilt gips från rökgasscrubber och kvalitetssäkrad flygaska från elektrofilter kan avyttras via etablerade kanaler utan att belasta verksamheten.

För kolkraftverk med CO₂-avskiljning ökar både den rörliga och fasta DoU-kostnaden jämfört med det konventionella kraftverket. För ett verk med "Post combustion"-teknik baserad på absorption av koldioxid med monometanolamin (MEA) utgörs driftkostnaden till ca 60 % av förbrukning av MEA. Räknat på en förbrukning av ca 1,5 kg/ton CO₂ (beroende på kolets svavelhalt) till en kostnad av ca 30 kr/kg kan, baserat på litteraturuppgifter om avskiljningsgrad, DoUrörl. sätts till ca 20 kr/MWhbränsle för avskiljning, transport och lagring. Totalt för kraftverket erhålls en rörlig DoU på ca 50 kr/ MWhbränsle. Ett genomsnittligt värde på fast DoU har, baserat på ett antal studier, uppskattas till 90 USD/kW,år [66], vilket motsvarar ca 4 % av den totala investeringskostnaden som använts i beräkningarna, Tabell 4-7.

För de småskaliga kraftvärmeanläggningarna för naturgas anges drift- och underhållskostnaden enbart relaterad till DoU_{rörlig} uttryckt i kr/MWh_{bränsle}.

De "bränsleneutrala" vind- och vattenkraftanläggningarna har i modellen åsatts rörliga respektive fasta DoU-kostnader uttryckt i kr/MWh_{bränsle} respektive i % av investeringen. Här ska noteras att de i vindkraftens rörliga kostnader vanligen ingående kostnaderna knutna till effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen, beroende bl.a. på den lokala stamnätsavgiften, har exkluderats för att likställa vindkraft med övriga kraftslag. De har satts till 4 öre/kWh för den större landbaserade parken och 6 öre/kWh för de båda havsbaserade anläggningarna. Den mindre landbaserade belastas inte med dessa kostnader enligt 4 kap. 10 § ellagen som anger att kraftverk/aggregat med en effekt på mindre än 1500 kW endast betalar avgift för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionhavarens nät och inte kostnader för drift och underhåll av elnätet.

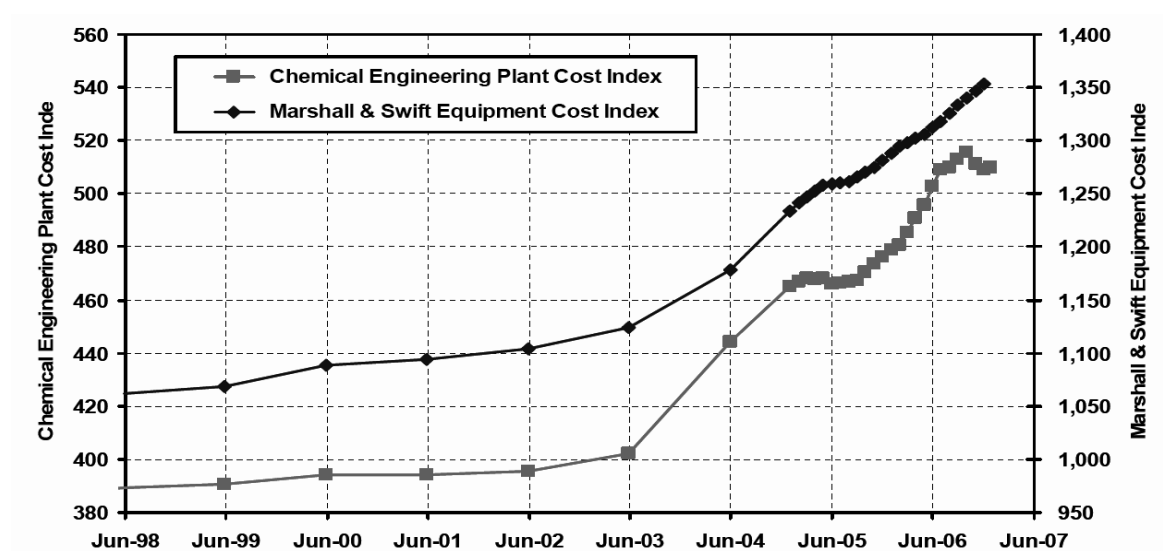
De emissioner som angivits för respektive anläggning är den nivå som anses uppfylla normala myndighetskrav. För samtliga tekniker kan emissionerna reduceras ytterligare (främst genom reningsåtgärder) på bekostnad av högre investering eller ökad drift- och underhållskostnad.

4.11.6 Anläggningsspecifika data

I de följande tabellerna redovisas de anläggningsspecifika data som ligger till grund för beräkningarna. Samtliga uppgifter återfinns även i beräkningsmodellen. I några fall har efter uppgifter från leverantörer tekniska prestanda i Tabell 4-6 ändrats i förhållande till föregående versioner av rapporten. I än högre grad har det funnits anledning att anpassa ekonomiska indata till betydande prishöjningar för några anläggningstyper/tekniker under senare år. Materialpriser och allmänna index (inflation, mm) borde påverka olika tekniker i ungefär samma omfattning, så har dock inte varit fallet. En förklaring till skillnader med betydligt högre prishöjningar för t.ex. biobränsle- och avfalls-KVV kan möjligen förklaras av marknadsutvecklingen med ett betydande efterfrågetryck. Upphandlingsförfarande kan också spela in.

För att i modellen kunna lägga in så aktuella och representativa investeringsuppgifter som möjligt har uppgifter avseende nyligen byggda eller projekterade anläggningar utnyttjats.

Avstämning har också gjorts med leverantörer. Uppgifter för t.ex. kolkondens och kolkondens med CO₂-avskiljning, som huvudsakligen är hämtade från litteraturen, har i de fall där uppgifterna går några år tillbaka räknats upp med det s.k. "Chemical Engineering Plant Cost Index" (CEPCI), den undre rödmarkerade kurvan i Figur 4-1. Detta index, i figuren jämfört med Marshall & Swift Equipment Cost Index, har i brist på ett internationellt "kraftverksindex" använts i ett omfattande EU-projekt – DYNAMIS [79].



Figur 4-1. Index från Chemical Engineering Magazine (Mars 2007)

Investeringsuppgifterna för i stycket ovan nämnda tekniker som redovisades i kapitel 3.1.3 och 3.1.4 går tillbaka till 2004. De har justerats till år 2007 baserat på CEPCI-indexet i Figur 4-1 samt räknats upp med genomsnittliga anslutningskostnader enligt Tabell 4-5 och förts in i nedanstående tabeller.

De ovan indikerade stora prishöjningarna för biobränsle-KVV ligger betydligt över de höjningar som anges av indexen i Figur 4-1. Anläggningspriserna har från 2003 (tidigare upplaga av El från nya anläggningar) ökat på ett sätt som väl motsvarar prishöjningarna på stål, som enligt SCB varit 76,4 % under samma period.

Prishöjningarna på avfalls-KVV har under samma period varit i stort sett hälften av ovanstående för biobränsle-KVV. Även om prisnivån för avfallseldade anläggningar är baserad på ett antal anläggningar under byggnad eller nyligen färdigställda föreligger en något större osäkerhet i uppgifter baserade på den specifika investeringskostnaden i kr/kWe jämfört med andra tekniker, då elverkningsgraden är låg och hjälpkraften hög för avfalls-KVV.

För gaskombianläggningarna har bedömningen baserats på uppgifter om "turn-key"-kostnader i [67] med tillägg för tillkommande utrustning för de olika anläggningsstorlekarna och information om anläggningen i Rya, Göteborg och den kommande anläggningen på Öresundsverket i Malmö. Anläggningspriserna har ökat måttligt jämfört med nivån 2003.

Det är uppenbart att andra faktorer än specifika löne- material- och branschindex styr prisutvecklingen. Marknadsutveckling, konkurrens och upphandlingsförfarande är några som kan ha/få stort genomslag.

I de följande tabellerna har vattenkraftsanläggningar ej inkluderats då de i så hög grad är beroende av de lokala förutsättningarna i form av dammbyggnader, vattendom etc., dvs. det är svårt att beskriva tekniska förutsättningar, kostnader, osv. i generella termer.

Tabell 4-6. Tekniska prestanda – dagens teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El-Verkningsgrad netto (%)	Total-Verkningsgrad netto (%)	Alfa-värde
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	27	110	0,32
		30	30	110	0,37
		80	34	110	0,46
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	15	89	0,20
		30	22	91	0,32
Kol	Ångcykel kondens	400	47	-	-
	Ångcykel kondens, CCS	400	37	-	-
Naturgas	Kombicykel kondens	400	58	-	-
	Kombicykel kraftvärme	40	46	89	1,05
		150	49	90	1,2
	Gasmotor	0,1	34	88	0,63
		1	38	86	0,80
	Gasturbin	0,1	23	71	0,48
		1	23	83	0,38
Kärnkraft	Ångcykel	1600	34	-	-
	Land, liten	4,25	-	-	-
	Land, stor	40	-	-	-

Vindkraft	Hav, liten	150	-	-	-
	Hav, stor	750	-	-	-

Tabell 4-7. Ekonomiska data – dagens teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	Specifik anläggningskostnad (kr/kWe)	Fast D&U (% av invest.)	Rörlig D&U (kr/MWh_{br})
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	37 000	1,5	25
		30	28 000	1,5	25
		80	21 500	1,5	25
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	110 500	3	95
		30	55 500	3	95
Kol	Ångcykel kondens	400	12 000	2	30
	Ångcykel kondens, CCS	400	18000	4	50
Naturgas	Kombicykel kondens	400	6 000	3	10
	Kombicykel kraftvärme	40	9 100	3	10
		150	7 300	2,5	9
	Gasmotor	0,1	10 200	-	40
		1	7 000	-	40
	Gasturbin	0,1	11 600	-	20
		1	9 700	-	15
Kärnkraft ¹⁾	Ångcykel	1 600	15000	-	110
Vindkraft ¹⁾	Land, liten	4,25	11 000	-	90
	Land, stor	40	12 500	-	90
	Hav, liten	150	21 200	-	100
	Hav, stor	750	23 200	-	140

1) DoU per MWh_e

Det har varit förenat med vissa svårigheter att få fram representativa uppgifter avseende de minsta anläggningarna i gruppen småskalig teknik. Detta beror delvis på att kostnaden i stor omfattning är beroende av kostnader för installation etc. i befintliga system, vilket innebär att prisförändringar på själva aggregatet inte slår så hårt på totalinvesteringen. Vidare är priserna beroende av tillverkningsvolymen. Tillverkare av gasmotorer har här en fördel jämfört med tillverkare av gasturbiner, ett förhållande som de senare hoppas att råda bot på i framtiden.

Tabell 4-8. Emissioner – dagens teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	NO _x (mg/MJbr)	S (mg/MJbr)	Stoft (mg/MJbr)	CO ₂	
						g/kWh _{e+v}	g/kWh _e
Biobränsle	Ångcykel kraftvärme	10	50	-	20	0	0
		30	50	-	20	0	0
		80	50	-	15	0	0
Avfall	Ångcykel kraftvärme	3	80	30	5	3 ¹⁾	11
		30	70	30	5	3 ¹⁾	11
Kol	Ångcykel kondens	400	30	30	5	680	680
	Ångcykel kondens, CCS	400	30	30	5	130	130
Naturgas	Kombicykel kondens	400	30	-	-	350	350
	Kombicykel kraftvärme	40	30	-	-	230	440
		150	30	-	-	220	410
	Gasmotor	0,1	85	-	-	220	590
		1	85	-	-	220	500
	Gasturbin	0,1	80	-	-	250	670
		1	80	-	-	230	810
Kärnkraft	Ångcykel	1 600	-	-	-	0	0
Vindkraft	Land, liten	4,25	-	-	-	0	0
	Land, stor	40	-	-	-	0	0
	Hav, liten	150	-	-	-	0	0

	Hav, stor	750	-	-	-	0	0
--	-----------	-----	---	---	---	---	---

1) Baserat på hushållsavfall med 12,6 % fossilt kol (enligt schablon), undre värmevärde 11 MJ/kg

Jämfört med de tidigare upplagorna av rapporten har vi i föreliggande upplaga valt att inte redovisa prognoser om investeringar i framtida anläggningar, varken för dagens teknik eller ny teknik. Den stora osäkerheten förknippad med att försöka uppskatta investeringar långt fram i tiden har på ett slående sätt illustrerats i de oväntat kraftiga och i allt väsentligt oförutsägbara prishöjningar vi sett de senaste åren. För ny teknik speciellt, tillkommer dessutom en osäkerhet om framtida teknisk status.

I följande två tabeller redovisas dock möjliga prestanda för vidareutvecklade befintliga tekniker samt för nya tekniker. Dessa, verkningsgrader och alfa-värden, kan kombineras med uppskattade framtida specifika investeringar för egna beräkningar av möjliga elproduktionskostnader i modellen .

Tabell 4-9. Tekniska prestanda 2020. Vidareutveckling av dagens teknikalternativ.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El-verknings-grad netto (%)	Total-verknings-grad netto (%)	Alfa-värde
Biobränsle	Ångcykel Kraftvärme	10	28,5	105-113	0,34-0,37
		30	32,5	105-113	0,40-0,45
		80	35,5	105-113	0,46-0,51
Avfall	Ångcykel Kraftvärme	3	20	91	0,27
		30	24	93	0,35
Kol	Ångcykel Kondens	400	50	-	-
	Ångcykel kondens, CC	400	40	-	-
Naturgas	Kombicykel Kondens	400	60	-	-
	Kombicykel Kraftvärme	40	46-50	89	1,07-1,28
		150	48-52	89	1,17-1,41
	"Småskalig"	0,1	30	80-90	0,55-0,67
		1	40	80-90	0,88-1,10

Tabell 4-10. Tekniska prestanda 2020 – ny teknik.

Bränsle	Cykel	Storlek (MWe)	El- verkningsgrad netto (%)	Total- verkningsgrad netto (%)
Biobränsle	Stirling	0,05 – 0,1	23-27	80-90
Naturgas	Våta GT kraftvärme	50-100	49-51	85-90
	PEFC kraft- värme	0,005 – 0,5	38-45	70-80
-	Solceller	0,005 – 0,5	12	-

5 Beräkningsmodellen

5.1 Allmänt

Modellen beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med angivna ändringsbara indata. Beräkningsresultaten presenteras i tabeller och diagram. Användaren anger för varje tillfälle vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningen.

I modellen finns data för samtliga anläggningsalternativ på ett för respektive anläggning inlagt datablad. Samtliga dessa data kan ändras av användaren.

Övriga allmänna indata och förutsättningar kan lätt ändras av användaren. Dessa är till exempel bränslepriser, kalkylränta, utnyttjningstid, skatter, värmekreditering, bidrag etc.

Kreditering av producerad värme i en kraftvärmeanläggning kan göras med en fast och en rörlig del. I modellen finns förslag till kreditering för olika värmeeffekter.

För varje anläggning kan så kallade lokaliseringsspecifika kostnader anges. Dessa kan anges som en engångskostnad, en årlig kostnad samt en rörlig kostnad. Om uppgifterna anges med ett negativt värde hanteras de beräkningsmässigt som ett bidrag.

För att användaren lätt ska kunna återgå till de indata som utgjort basen för i rapporten redovisade resultat har ej ändringsbara default-kolumner lagts in i alla berörda indatablad.

Följande kostnader beaktas i beräkningarna:

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till eventuellt investeringsbidrag
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inklusive deponikostnad och netto NO_x-avgift
- Skatter, se nedan
- Utsläppsrätter för CO₂
- Bränsle
- Nuvärdesberäknad framtida reinvesteringskostnad
- Lokaliseringsspecifika kostnader

För att likställa anläggningarna har DoU_{rörlig} för vindkraften reducerats med de i denna post vanligen ingående kostnaderna för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen knutna bl.a. till den lokala stamnätsavgiften.

Följande intäkter beaktas i beräkningarna:

- Fast värmekreditering
- Rörlig värmekreditering
- Nuvärdesberäknat värde på elcertifikat

5.2 Skatter, avgifter och bidrag

Beräkningar kan göras med respektive utan skatter, avgifter och bidrag. En fråga ställs vid varje beräkning hur den ska ske.

I en beräkning med skatter, bidrag etc. ingår:

- Energiskatt
- Koldioxidskatt
- Svavelskatt
- Effektskatt kärnkraft
- Fastighetskatt (differens) för vattenkraft jfrt. med andra kraftslag
- NO_x-avgift (nettoeffekt)
- Elcertifikat
- Utsläppsrätter för CO₂

5.2.1 Identifikation

För varje beräkning ställs en fråga om identifikation för beräkningen. Denna identifikation i fri text återkommer på samtliga utskrifter (diagram och tabeller) som avser beräkningen kompletterad med datum och tidpunkt för utskriften. Syftet med detta är att säkerställa vilka förutsättningar som gäller för beräkningen.

5.3 Förenklingar i beräkningsmodellen

För att modellen ska vara hanterbar har vissa förenklingar av beräkningarna gjorts.

5.3.1 Hjälpkraftförbrukning

Reglerna för beskattning av hjälpkraftförbrukning i elproducerande anläggningar är implementerade i modellen. Det betyder att för en kondensanläggning hänförs 5% av elproduktionen till hjälpkraftförbrukning, medan för en kraftvärmeanläggning motsvarande siffror är 1,5 % av elproduktionen som är skattebefriad.

5.3.2 Ränta under byggtid

Ränta under byggtid ingår i den investering som är angiven för respektive anläggning. Denna påverkas inte av den kalkylränta som används i beräkningsmodellen.

En ränteförändring på 1 % betyder som mest ca 0,5 öre/kWh_{el}, med stor variation för olika anläggningar.

5.4 Presentation

Följande tabeller kan presenteras:

- Samtliga indata för beräkningen
- Beräkningsresultaten uppdelade i ingående komponenter
- Elproduktionskostnad (stapeldiagram) – samtliga anläggningar

-
- Elproduktionskostnad uppdelad i ingående kostnadskomponenter (stapeldiagram) – samtliga anläggningar
 - Elproduktionskostnad som funktion av värmepriset för kraftvärmeanläggningar – samtliga kraftvärmeanläggningar
 - Elproduktionskostnad som funktion av kalkylräntan – samtliga anläggningar
 - Elproduktionskostnad som funktion av avskrivningstiden – samtliga anläggningar förutom småskalig kraftvärme och vattenkraft
 - Elproduktionskostnad som funktion av utnyttjningstiden för kondensanläggningar – samtliga kondensanläggningar
 - Elproduktionskostnad som funktion av utnyttjningstiden för kraftvärmeanläggningar – samtliga kraftvärmeanläggningar förutom den avfallseldade

Orsaken till att samtliga anläggningar inte visas i diagrammen är att förutsättningarna, i form av utnyttjningstid och avskrivningstid, är olika för anläggningarna, och dessa ska inte blandas i samma diagram.

6 Resultat - elproduktionskostnader för dagens teknik

Som påpekats ovan har det inte bedömts meningsfullt att förutsäga framtida investeringskostnader för vare sig dagens utvecklade teknik eller ny teknik. Motsvarande beräkningar av elproduktionskostnader har därför inte genomförts. Således koncentreras redovisningen av elproduktionskostnaden på dagens teknik idag, dvs baserat på dagens investeringar, kostnader, skatter, bidrag, subventioner, etc. Naturligtvis kan användaren utgående från ovan föreslagna tekniska uppgifter för framtida utvecklade tekniker med uppskattning av specifika investeringskostnader och övriga storheter direkt i modellen själv beräkna motsvarande elproduktionskostnader.

6.1 Specifika förutsättningar

Beräkningar av elproduktionskostnaden har gjorts för samtliga anläggningsalternativ med de förutsättningar, basförutsättningarna, som angivits i rapporten och som finns inlagda i default-kolumner i alla berörda indatablad i modellen.

Den rörliga värmekrediteringen för större anläggningar har antagits till 18 öre/kWh_{värme} och 30 öre/kWh_{värme} för små pelletseldade anläggningar, i båda fallen utan skatt.

Avskrivningstiderna för de större anläggningarna är generellt 20 år utom för kärn- och vattenkraft som satts till 40 år. För de små naturgasbaserade anläggningarna har avskrivningstiden satts till 15 år.

Beräkningarna har gjorts för vardera ett fall utan, respektive ett fall med, skatter etc., (dagens nivå).

6.2 Resultat

Elproduktionskostnaden utgående från basförutsättningarna (defaultvärden) redovisas i Tabell 6-1 och Tabell 6-2 samt presenteras grafiskt i de följande diagrammen. Resultaten speglar situationen baserad på skattenivåerna i budgetproposition 2007/08:1 som träder i kraft 1 juli 2008 med reducerade nivåer för kraftvärme. I ytterligare diagram redovisas en jämförelse av elproduktionskostnaden för kraftvärme utgående från nämnda skattenivå och den som förslagits gälla från 1 januari 2010.

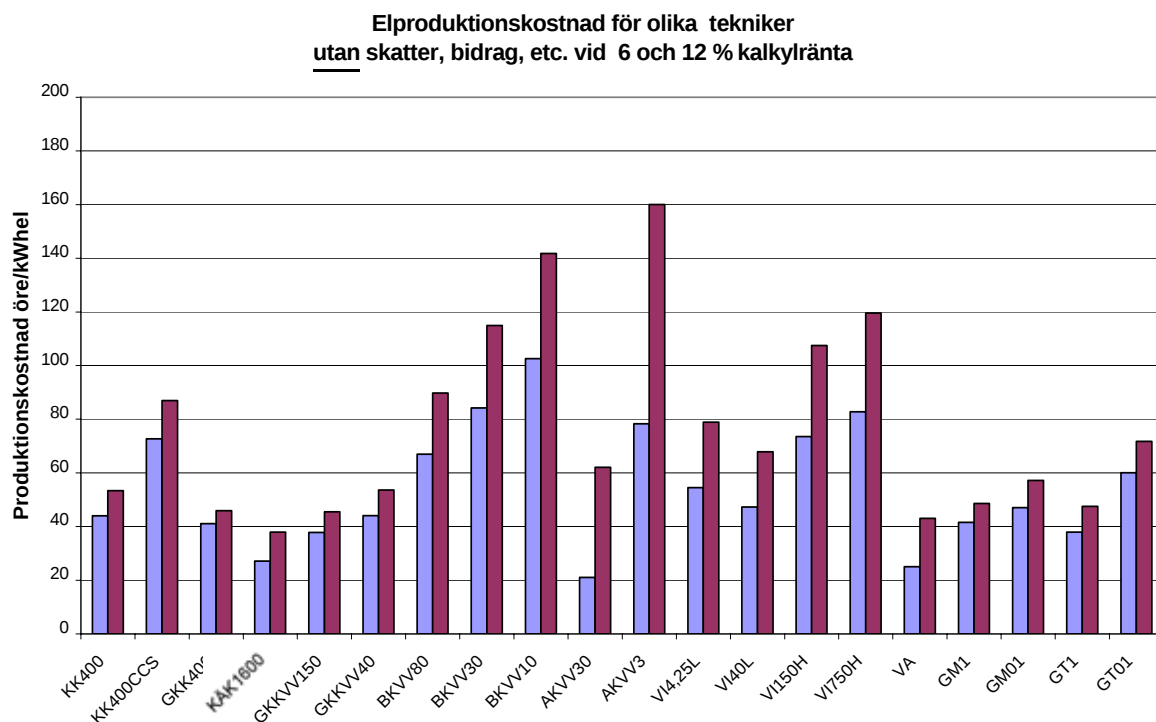
Tabell 6-1. Beräknad elproduktionskostnad för dagens teknik - mindre naturgasbaserade anläggningar.

ANLÄGGNING		EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			Utan skatter, avgifter och bidrag		Med skatter, avgifter och bidrag	
			6 % ränta	12 % ränta	6 % ränta	12 % ränta
Gasmotor	GM1	1	41,6	48,6	56,2	63,3
Gasturbin	GT1	1	37,9	47,5	64,8	74,4
Gasmotor	GM01	0,1	47,0	57,2	64,3	74,6
Gasturbin	GT01	0,1	60,1	71,7	86,6	98,2

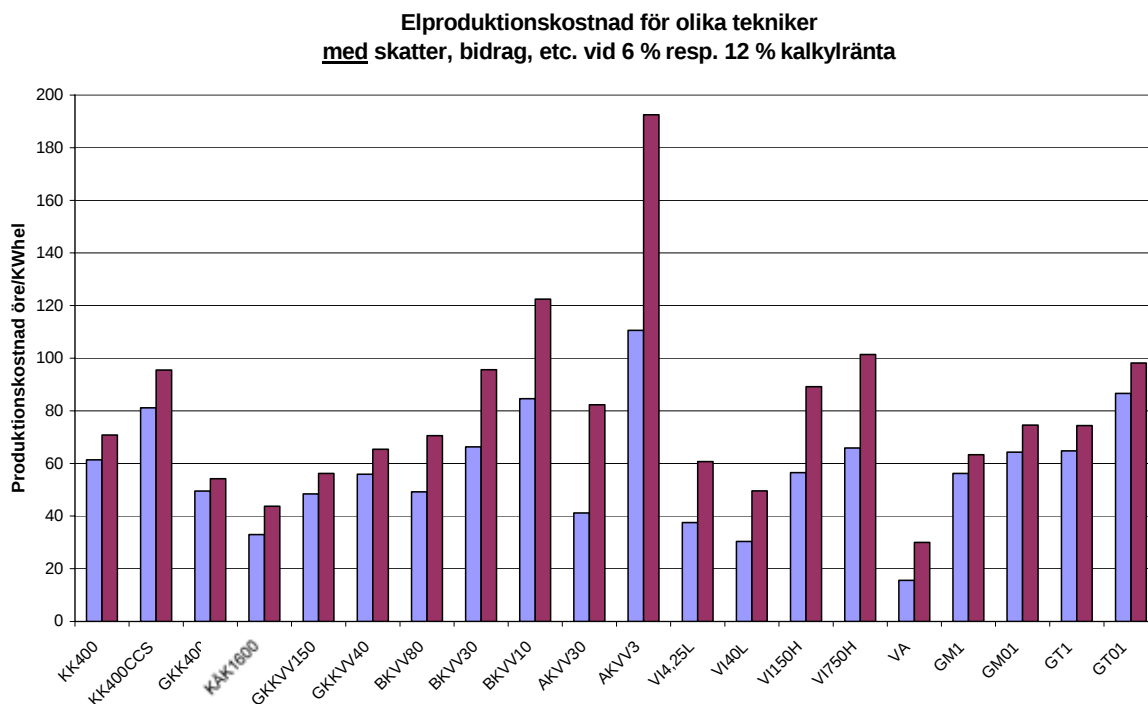
Tabell 6-2. Beräknad elproduktionskostnad för dagens teknik - större anläggningar.

ANLÄGGNING		EFFEKT MW	ELPRODUKTIONSKOSTNAD öre/kWh			
			Utan skatter, avgifter och bidrag		Med skatter, avgifter och bidrag	
			6 % ränta	12 % ränta	6 % ränta	12 % ränta
Kolkondens	KK400	400	44,0	53,4	61,4	70,8
Kolkondens m. CO ₂ -avskiljn.	KK400 CCS	400	72,7	87	81,2	95,5
Kärnkraft	KAK1600	1600	27,1	37,9	33,0	43,8
Gaskombi- kondens	GKK400	400	41,1	45,9	49,5	54,2
Gaskombikraft- värme	GKKVV 150	150	37,8	45,5	48,5	56,2
Gaskombikraft- värme	GKKVV 40	40	44,1	53,6	55,9	65,4
Biobränsle- kraftvärme	BKVV80	80	67,0	89,7	49,2	70,6
Biobränsle- kraftvärme	BKVV30	30	84,2	114,9	66,3	95,7
Biobränsle- kraftvärme	BKVV10	10	102,6	141,8	84,6	122,5
Avfallskraft- värme	AKVV30	30	21,0	62,1	41,2	82,3
Avfallskraft- värme	AKVV3	3	78,3	160,1	110,6	192,5
Vindkraft	VI4,25L	4,25	54,5	78,9	37,6	60,7
Vindkraft	VI40L	40	47,3	67,9	30,4	49,6
Vindkraft	VI150H	150	73,5	107,5	56,5	89,2
Vindkraft	VI750H	750	82,8	119,6	65,9	101,4
Vattenkraft	VA	90	25,0	43,0	15,6	30,0

Beräkningarna är presenterade i grafisk form i nedanstående diagram. I Figur 6-1 och Figur 6-2 har elproduktionskostnaderna beräknats med rörlig värmekreditering på ca 18 öre/kWh_{värme} utom för anläggningarna ≤ 1 MW som åsatts ca 30 öre/kWh_{värme}. I Figur 6-3 görs en jämförelse av kraftvärmealternativen baserat på de skattenivåer som förslagits gälla från 1 juli 2008 respektive 1 januari 2010.

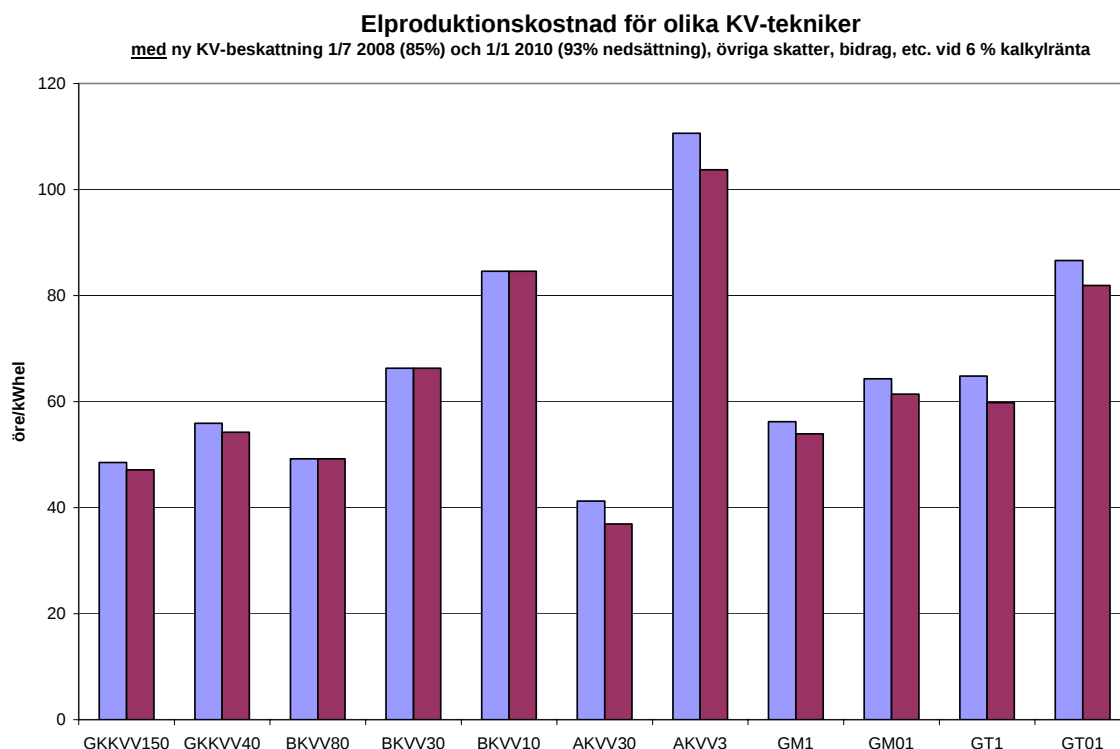


Figur 6-1. Elproduktionskostnad för dagens teknik utan skatter, bidrag etc. vid 6 och 12 % ränta



Figur 6-2. Elproduktionskostnad för dagens alternativ med skatter, bidrag etc. från 1 januari 2008 (enl. prop. 2007/08:1) vid 6 och 12 %

Ovanstående resultat är baserade på de skattenivåer som i prop. 2007/08:1 förslagits gälla från 1 juli 2008, med bl.a. nedsättning av koldioxidskatten från 79% till 85% av den fulla koldioxidskatten. I propositionen har också förslagits ytterligare nedsättning av koldioxidskatten till 93% av den fulla koldioxidskatten från 1 juli 2008 med ikraftträdande från 1 januari 2010. En jämförelse av elproduktionskostnaden för kraftvärmealternativen baserat på de två senare skattenivåerna utfaller enligt nedanstående Figur 6-3.



Figur 6-3. Jämförelse av elproduktionskostnad vid 6% kalkylränta inklusive övriga skatter, bidrag etc. för dagens kraftvärmealternativ med kraftvärmebeskattnings enl. prop. 2007/08:1 gällande från 1/7 2008 respektive 1/1 2010 med 85% respektive 93% nedsättning av koldioxidskatten.

6.2.1 Kommentarer till beräkningsresultaten

En generell kommentar är att elproduktionskostnaden, speciellt för de biobränsle- och avfallseldade kraftvärmeanläggningarna, är starkt beroende av anläggningsstorleken. För vindkraft, speciellt till havs, gäller ännu det motsatta förhållandet, vilket avspeglar dess status som ännu inte helt mogen teknik.

Beräkning utan skatter, avgifter och bidrag

Avfallskraftvärme står i viss särklass följd av vattenkraft och kärnkraft vid den låga räntenivån. Med den högre räntan ökar elproduktionskostnaden påtagligt för avfalls- och biokraftvärme samt vindkraft pga. höga specifika investeringsnivåer.

Vid den låga räntenivån erhålls den dyraste produktionen med den mindre biokraftvärmeanläggningen och strax därunder den mindre avfallskraftvärmen samt de havsbaserade vindkraftanläggningarna. Högre ränta gör återigen att avfallskraftvärme och speciellt den mindre anläggningen får högre produktionskostnad. De havsbaserade vindkraftparkerna hamnar också högt. Här kan återigen tilläggas, gällande speciellt den större av dessa, att den är medtagen som en tillgänglig och kommersiell teknik trots att den fortfarande är relativt outvecklad med ett begränsat antalet parker byggda. I beräkningarna är tillgänglighet och DoU konservativt satta. Det finns indikationer om att anläggningar som går bra kan uppvisa lägre elproduktionskostnader än de här beräknade. När tekniken för storskalig havsbaserad vindkraft har mognat förväntas investerings- och DoU-kostnaden sjunka samt tillgängligheten öka relativt det data som använts i denna rapport.

Noterbart är att de landbaserade vindkraftalternativen ger storleksordningen 20-30 öre/kWh lägre produktionskostnad jämfört med de havsbaserade.

I mellanskiktet återfinns övrig biokraftvärme, gaskombi, såväl i kondens som kraftvärmeutförande, tillsammans med kolkraftverket och de övriga små naturgasbaserade processerna. Hög värmekreditering i kombination med stor värmeproduktion (långt alfa-värde) är av stor betydelse.

Beräkning med skatter, inklusive den KV-beskattningsnivå som införs 1 juli 2008, avgifter och bidrag.

Den totala bilden är väsentligen densamma men med skillnaden att vattenkraft nu uppvisar den lägsta produktionskostnaden och att även biokraftvärme och vindkraft uppvisar lägre produktionskostnad jämfört med fallet utan skatt, bidrag etc. Skillnaden utgörs av intäkten kopplad till det framräknade nuvärdet av elcertifikaten under de 15 år som de kan utnyttjas enligt nuvarande regelverk. De små naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna har fått vidkännas högre kostnader pga. av utsläppsrätter och koldioxidskatt, som får ett större genomslag på dessa anläggningar på grund av en proportionellt låg elproduktion (långt alfa-värde jämfört med de storskaliga naturgasbaserade anläggningarna).

Högst produktionskostnad uppvisar den lilla avfallseldade kraftvärmeanläggningen.

Beräkning med skatter, avgifter och bidrag för jämförelse mellan KV-beskattningsnivåer från 1 juli 2008 respektive 1 januari 2010.

Den föreslagna sänkningen från 85% nedsättning till 93% av koldioxidskatten ger relativt små förändringar av elproduktionskostnaden för de tekniker som berörs, dvs de fossilbränsleberoende, vilket även inbegriper de avfallseldade anläggningarna med en fossilbränsleandel. De småskaliga naturgaseldade anläggningarna gynnas jämfört med de storskaliga.

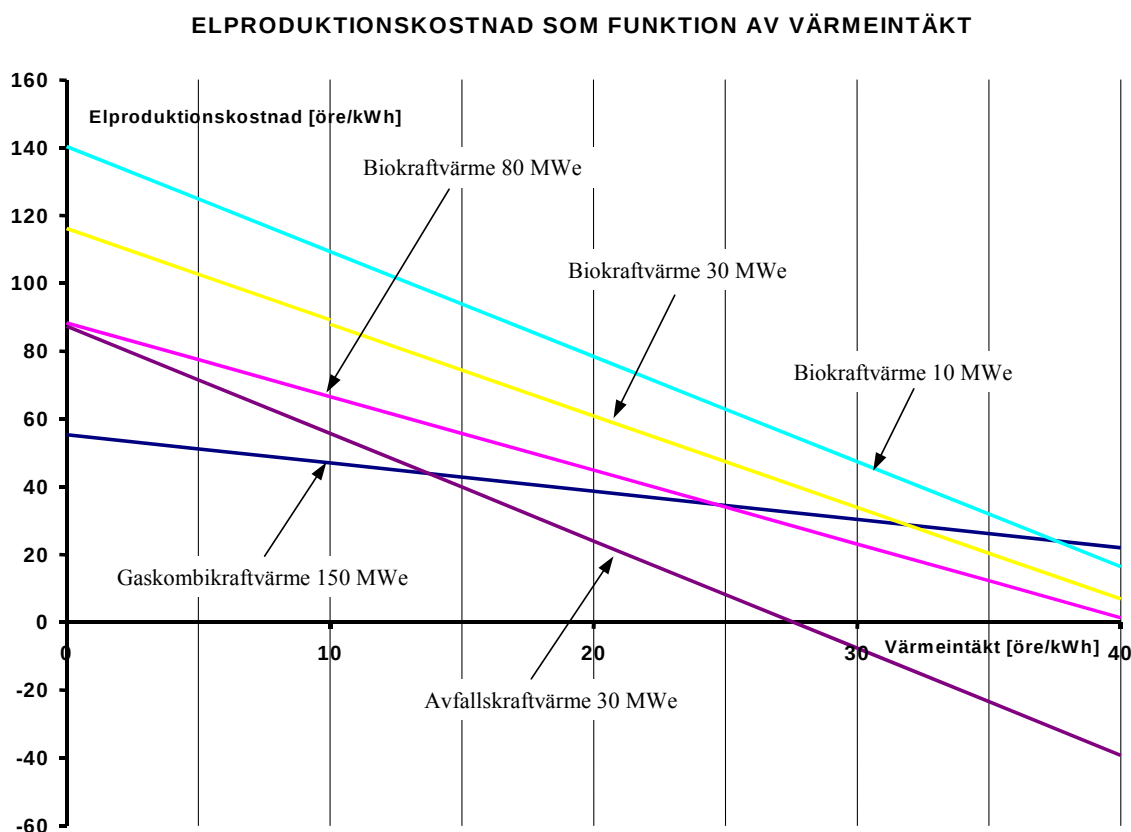
6.2.2 Kraftvärmeanläggningar

För en kraftvärmeanläggning är elproduktionen beroende av värmeunderlagets storlek, d.v.s. värmebehovet är styrande för anläggningens dimensionering, vilket innebär att en anläggning med hög elverkningsgrad producerar mer el på det givna värmeunderlaget än en anläggning med sämre elverkningsgrad. Detta leder till att en teknik med högre elpro-

duktionskostnad uttryckt i öre/kWh kan vara mer lönsam än en anläggning som uppvisar en lägre kostnad beroende på att mer el produceras, d.v.s. volymen är en parameter som också måste beaktas.

Produktionskostnaden för en kraftvärmeanläggning presenteras också som elproduktionskostnad som funktion av värmeintäkten i diagramform. I diagrammet kan även värmeproduktionskostnaden för ett givet elpris avläsas.

I nedanstående diagram, Figur 6-4, visas som exempel resultatet av en beräkning med skatter etc. (6% ränta) för fem kraftvärmeanläggningar: gaskombi 150 MW_e, biokraftvärme 80, 30 respektive 10 MW_e samt avfallskraftvärme 30 MW_e. Ur diagrammet kan utläsas vilken teknik som ger lägst elproduktionskostnad vid olika värden på producerad värme.



Figur 6-4. Elproduktionskostnad med skatt som funktion av värmeintäkt.

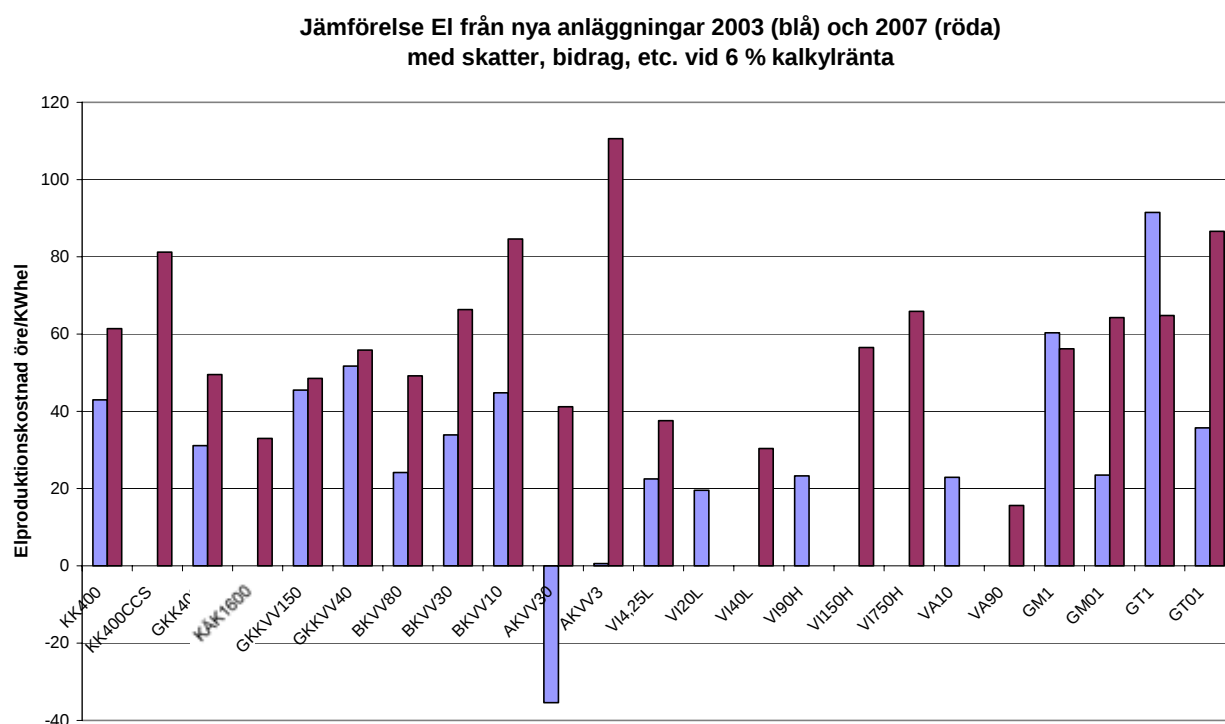
Baserat på diagrammet kan genom en förenklad betraktelse en indikativ elproduktionskostnad för t.ex. ett större biokondenskraftverk (värmeintäkt = 0) tas fram. Pannan modifierad för ett större ångflöde till en större turbin ger en högre investering, men samtidigt vinner man högre effekt vilket totalt kan ge bibehållen specifik investeringskostnad. Elcertifikaten ger en högre intäkt, direkt proportionell mot turbineffekten om vi räknar med samma utnyttjningstid som för kraftvärmeverket. Om utnyttjningstiden sätts i överensstämmelse med kondenskraftverk ökar elproduktionen och därmed intäkten av elcertifikat, men detta

balanseras av ökad bränsle- och driftkostnad. Den elproduktionskostnad som kan läsas av på y-axeln kommer därför att utgöra en hygglig representation av kostnaden.

6.2.3 Jämförelse med förra versionen av rapporten

Resultaten i denna rapport visar på både ökade och minskade elproduktionskostnader jämfört med de som erhöles i föregående version av rapporten (2003). Nedanstående diagram, Figur 6-5, illustrerar skillnaden vid beräkning med skatter, bidrag, etc. vid 6 % kalkylränta.

De största skillnaderna noteras för de bioeldade kraftvärmeverken, vindkraft samt de små naturgaseldade anläggningarna medan den naturgasbaserade gaskombikraftvärmen i huvudsak uppvisar oförändrad produktionskostnad. Den stora gaskombin och kolkraftverket har ökat, men i mindre utsträckning än de tidigare kraftslagen.



Figur 6-5. Jämförelse av resultat med EI från nya anläggningar 2003 och 2007 med skatter, bidrag, etc. vid 6 % kalkylränta

Skillnaderna beror på att ett antal förutsättningar ändrats och justerats. Alla bränslepriser har höjts, vilket även inkluderar en sänkt mottagningsavgift för avfall. Bio- och avfallsanläggningar har fått vidkännas avsevärda prishöjningar, dvs investeringskostnaderna har ökat. De senare har också åsatts en något kortare årlig drifttid. Värmekrediteringen har höjts något för de större anläggningarna, men speciellt för de små naturgasbaserade kraftvärmelanläggningarna där alternativet, baserat på faktiska förhållanden hos värmeproducenter och anläggningsägare, har ändrats från naturgaseldade värmepannor till pelletseldade. Investeringskostnaderna har också höjts genom att generella nätanslutningskostnader har adderats till alla kraftslag. För vindkraft, som i likhet med de biobränsle- och avfallsel-

dade verken har undergått avsevärda allmänna prishöjningar, innebär den adderade kostnaden för anslutning till yttre nät på 10-15 % av investeringen en kännbar höjning.

Beräkningarna är baserade på de skatteförslag som annonserats i budgetproposition 2007/08:1 med planerat ikraftträdande från 1 juli 2008, vilket bl.a. innebär att nedsättningen av koldioxidskatten för kraftvärme ökar från 79 till 85% (från 1 januari 2010 har dessutom föreslagits att nedsättningen ska vara 93% av den fulla nivån 2008).

7 Slutsatser

Följande slutsatser kan dras från den genomförda utredningen:

- Naturgasbaserade gaskombianläggningar ger en förhållandevis låg elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) jämfört med övriga alternativ. För de större anläggningarna är det troligt att operatören/ägaren kan förhandla fram bättre gaspris än vad som använts i denna studie, vilket leder till ytterligare sänkt elproduktionskostnad. För småskalig naturgasbaserad kraftvärme (gasmotorer och små gasturbiner) har värmekrediteringen proportionellt stor betydelse. I denna studie har antagits att alternativet är pellet-seldade värmecentraler, vilket ger en hög kreditering och låg elproduktionskostnad.
- Deponiskatter, andra miljöavgifter och förbud mot att deponera brännbart avfall, har bidragit till att avfallsförbränning ökar – alltfler anläggningar byggs för kraftvärmeproduktion. Jämfört med tidigare studier har elproduktionskostnaden ökat beroende bl.a. på införd förbränningsskatt och höga kapitalkostnader, men den är fortfarande låg för större verk jämfört med andra kraftslag, men påtagligt räntekänslig.
- Ny kärnkraft uppvisar i överensstämmelse med internationella studier låga elproduktionskostnader.
- Ny vattenkraft kan med gynnsamma förutsättningar ge låga elproduktionskostnader. Utbyggnadspotentialen relaterad till gällande politiska beslut synes dock begränsad.
- Biobränslebaserad kraftvärme kräver idag storskalighet. Ökande anläggnings- och bränslepriser resulterar i hög elproduktionskostnad för mindre och medelstora anläggningar.
- Ökande anläggningspriser ger förhållandevis hög elproduktionskostnad för vindkraft, speciellt den havsbaserade som i beräkningarna belastats av låg tillgänglighet och hög DoU, vilket avspeglar att tekniken fortfarande är relativt outvecklad med ett begränsat antalet parker byggda. Det finns dock indikationer om att anläggningar som går bra kan uppvisa lägre elproduktionskostnader än de här beräknade. Det kan noteras att $DoU_{rörlig}$ för vindkraften i dessa beräkningar har reducerats med de i denna post vanligen ingående kostnaderna för effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen knutna bl.a. till den lokala stamnätsavgiften. Syftet har varit att skapa likställighet med övriga anläggningar.
- Förnybara energislag behöver fortsatt stöd (elcertifikat) för att kunna konkurrera med fossilbaserad produktion. Dock utgör vattenkraft ett undantag.
- Kolkraftverk ger en elproduktionskostnad (utan skatter, bidrag, etc.) som är i paritet med gaskombikraftverk i samma storlek. Kolkraftverk med CCS-teknik för avskiljning, transport och underjordslagring av CO_2 får, baserat på tillgängliga men relativt osäkra uppgifter, 20-30 öre/kWh högre elproduktionskostnad jämfört med dagens kolkraft-kondens.

8 Referenser

1. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, 2007 03 02 energy leaflet. *Energy for a Changing World; An Energy Policy for Europe – the need for action.*
2. Council of the European Union, 2 May 2007, 7224/1/07 Rev 1
3. EU-kommisionen, COM(2006)0849, Uppföljningsåtgärd för grönboken; Rapport om framsteg för förnybar energi, Bryssel 10.1. 2007
4. www.miljomal.nu
5. Sveriges klimatstrategi, prop. 2001/02:55
6. www.skatteverket.se
7. Naturvårdsverket. Förslag till kostnadseffektiv minskning av kväveutsläppen, nr 5356, Breddning av kväveoxidavgiften, 5525
8. Svensk Energi, Elåret 2006
9. Energimyndigheten och Naturvårdsverket. *EU:s system för handel med utsläppsrätter efter 2012*
10. Ekonomiska styrmedel i miljöpolitiken, ER 2006:34
11. Vårproposition, 2006/07:100
12. Energimyndigheten, 2003, *Kontrollstation 2004, Naturvårdsverket och Energimyndighetens underlag till utvärderingen av Sveriges klimatstrategi*
13. Energimyndigheten, 2007, *Kontrollstation 2008, Naturvårdsverkets och Energimyndighetens underlag till utvärderingen av Sveriges klimatstrategi*
14. Naturvårdsverket, 1999. *Hållbar energiframtid?: Långsiktiga miljömål med systemlösningar för el och värme: slutrapport från SAME-projektet.* Rapport 4965, Naturvårdsverket, Stockholm, ISBN 91-620-4965-8.
15. Nordleden rapport 2001:3. *Gemensamma beräkningsförutsättningar – första utgåvan*, juni 2001
16. Energimyndigheten, 2007. *Prisblad för biobränslen, torv m.m.* Nr 2/2007.
17. Energimyndigheten, 2007. *Energiläget 2006*
18. Nakicenovic N., Grübler A. och McDonald A., 1998. *Global energy perspectives.* Cambridge University Press, ISBN 0-521-64569-7.
19. World Energy Council, 1993. *Energy for tomorrow's world.* St. Martin's Press Inc., New York, ISBN 0-312-10659-9.
20. World Energy Council, 1994. *New renewable energy resources.* Kogan Page Limited, London, ISBN 0 7494 1263 1.
21. World Energy Council-Korn/Ferry, 2007. *Global Energy Survey*
22. OECD, 1998. *Projected costs of generating electricity.* OECD, Paris, ISBN 92-64-16162-7
23. Energimyndigheten, 2007. *Energiförsörjningen i Sverige; Korttidsprognos 2007-08-15*
24. Biobränslekommissionen, 1992. *Biobränsle för framtiden.* SOU 1992:90
25. Elcertifikatsutredningen, SOU 2001:77
26. Elforsk, 05:37. *Kraftvärme i framtiden*
27. Öhrlings/PriceWaterhouseCoopers, Feb. 2005. *Bedömning av potential för högeffektiv kraftvärme i Sverige*
28. Energimyndigheten, 2003. *Syntesrapport Systemstudier Bioenergi 2003*
29. Energimyndigheten, 2007. *Tillgång på förnybar energi*, ER 2007, 20

-
30. www.energimyndigheten.se/vindkraft
 31. IVA 2002, *Energiframsyn Sverige i Europa. Vattenkraften i Sverige, 2002*
 32. Brink K-E. m.fl., 1999. *Avancerade ångdata för biobränsleeldade ångprocesser*. Rapport KME-01, Konsortiet för Materialteknik för termiska Energiprocesser, ett samarbetsprojekt mellan Sycon Energikonsult, Stockholm Energi, Kvaerner Pulping, ABB STAL och Chalmers Tekniska Högskola
 33. www.fosterwheeler.com
 34. *The E.ON way to low carbon Future*, Bernhard Fischer, June 13 2007 Ketzin Germany
 35. ELSAM, 1999. *Advanced ("700°C") PF Power Plant*
 36. www.vattenfall.se, *Det CO₂-fria kraftverket*
 37. Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University press, 2005, *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*
 38. www.iea.org/textbase/techno/essentials1.pdf
 39. Elforsk projekt 05:47, *Tekniska åtgärder för att undvika framtida CO₂-utsläpp....*
 40. Elforsk rapport 05:27, *Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt system-perspektiv*
 41. ZEP, WG 1 Report, 13 October 2006
 42. <http://www.fe.doe.gov>, *Advanced Turbine Systems – The Next Generation of Gas Turbines*
 43. GWEC-rapport
 44. Neij m.fl eller EWEA wind energy, the facts
 45. BTM consult, *Supply Chain Assessment 2006-2010*
 46. Energistyrelsen, 2007, *Fremtidens havmoleplaceringer - 2025*
 47. SOU 2007:10, *Nätanslutningsutredningen*
 48. Elforsk rapport 05:11, *Driftuppföljning av Vindkraftverk, Årsrapport 2004*
 49. Vattendragutredningen, 1996. *Omtankar om vattendrag*. SOU 1996:155, Fritze, Stockholm, ISBN 91-38-20401-0
 50. www.elforsk.se, *Anlägggningskostnadsindex för vattenkraftverk*
 51. Inst. för Energivetenskaper, LTH, Assadi M., 2007. Personlig kommunikation
 52. Stambler I., 1996. *CHAT technology at 54,7% efficiency, \$350/kW ready for commercial demo*. Gas Turbine World, May-June 1996, s. 36-43.
 53. Gas Turbine World, Jan-Feb 2007, Volume 37 No.1
 54. Department of Energy, 2002. *Wabash River coal gasification repowering project: A DOE assessment*. DOE/NETL-2002/1164.
 55. O'Keefer L. & Sturm K., 2002. *Clean coal technology options – a comparison of IGCC vs. pulverized coal boilers*. ChevronTexaco. Presenterad vid Gasification Technologies 2002 Conference, San Francisco.
 56. Elforsk, 2006. Ridell, B., Grontmij AB och Rissanen, M., ABB. *Teknikbevakning Fuel Cell Seminar 2006 Honolulu, HI, USA*.
 57. Elforsk, 2005. Ridell, B., Grontmij AB. IEA Advanced Fuel Cells, Annex XII, *Stationary Fuel Cells, Demonstration and Implementation*.
 58. Rissanen, M., ABB Corporate Research, 2005. *State-of-the art Bränsleceller i USA*.
 59. Elforsk 2006. Ridell, B., Grontmij AB. *Konferensbevakning 21st European Solar Energy Conference 2006, Dresden, Tyskland*.
 60. Hall, M., Energimyndigheten, Adsten, M., Elforsk och Malm, U., Uppsala universitet. *Photovoltaic technology status and prospects 2006*.

-
61. www.epia.org
 62. Pålsson M., 2003. Institutionen för Värme- och kraftteknik, LTH. Personlig kommunikation.
 63. Pålsson M., 2007. Inst. för Energivetenskaper, LTH. Personlig kommunikation.
 64. Carlsen H., 2003. DTU. Personlig kommunikation.
 65. Värmeforsk projekt A06-615.
 66. IEA, CCC/123. *Clean coal technologies for a carbon-constrained world*.
 67. Turbomachinery 10/2006, Vol 47, No.6
 68. Kjaer S., 1996. *Status and future of advanced PF power plants*, Energy Conversion and Management Vol. 37, Nos 6-8, s. 897-902. Elsevier Science Ltd.
 69. Scott D. och Nilsson P-A., 1999. *Competitiveness of future coal-fired units in different countries*. CCC/14, IEA Coal Research, London, ISBN 92-9029-320-9.
 70. De Biasi V., 1997. *Gas Turbine World 1997 Handbook*. Pequot Publishing, Fairfield, ISSN 0747-7988
 71. Vindkraftsutredningen, 1999. *Rätt plats för vindkraften: slutbetänkande*. SOU 1999:75, Fakta info direkt, Stockholm.
 72. Vattendragsutredningen, 1996. *Omtankar om vattendrag*. SOU 1996:155, Fritze, Stockholm, ISBN 91-38-20401-0.
 73. ODE, *Study of the costs of offshore wind generation*, Doc. No:546-N-0002, 2006
 74. Bengt Ridell, Carl Bro Energi, teknikbevakning för Sydkraft AB, *Vision - 2050, Vågenergi*
 75. www.nyteknik.se
 76. KVA Energiutskott, Om bioenergi, Vetenskapliga argument i energidebatten No 4, November 2007
 77. SOU 2007:36, Bioenergi från jordbruket – en växande resurs, Stockholm 2007
 78. <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/>
 79. <http://www.dynamis-hypogen.com>

Bilaga 1: Kommersiell teknik för elproduktion i dagsläget

I denna bilaga redovisas tekniska beskrivningar och generella prestanda för de kommersiella teknikalternativen enligt tabell 1.1, kapitel 1. För information om utnyttjade referenser hänvisas till referenslistan i huvudrapporten.

Biobränsle, ångcykel, kraftvärme

Principiell uppbyggnad

En Rankine cykel, eller ångcykel, är en termodynamisk energiomvandlingsprocess som i sin enklaste form består av endast fyra principiella komponenter, ångpanna, turbin, kondensor och vattenpump.

Det är temperaturnivån i kondensorn som bestämmer sluttrycket för ångans expansion och den är därför en viktig parameter för hur mycket mekaniskt arbete som kan tas ut per kilo ånga. Vid en kraftvärmeapplikation nyttiggörs värmets i kondensorn för fjärrvärmeproduktion. Temperaturen på det utgående kylvattnet, framledningstemperaturen, behöver då vara cirka 70-90°C beroende på årstid och fjärrvärmesystem. Det ger ett mättnadstryck i intervallet 0,37-0,82 bar i kondensorn. Vid en applikation för enbart elproduktion (kondenskraftverk) erhålls betydligt lägre mättnadstryck i kondensorn, ett typiskt värde är 0,04 bar, och det bestäms i princip av kylvattnets (i Sverige havsvattnets) temperatur, vilket kan variera något med årstiderna.

Applikationer för samtidig elproduktion och produktion av processånga (industriella mottrycksanläggningar) konstrueras för avtappning av ånga i turbinen eller genom att lägga ut efterföljande kondensor för en högre temperaturnivå och sluttryck motsvarande önskat processtryck. Mängden mekaniskt arbete minskar vilket också reducerar elproduktion i motsvarande grad jämfört med kraftvärme- eller kondenskraftverk.

För att öka den termiska verkningsgraden införs ytterligare komponenter. Ett antal värmeväxlare i form av förvärmare införs där kondensatet, eller matarvattnet, värms till lämplig temperatur före pannan. På varma sidan i förvärmarna används avtappningsånga från turbinen. Mellanöverhettning är också termodynamiskt gynnsam och innebär att ångan först expanderar till ett visst tryck, cirka 1/4 - 1/5 av begynnelsestrycket, därefter överhettas den åter i pannan före expansionen till sluttrycket. Mellanöverhettningen höjer medeltemperaturen för det värme som tillförs ångcykeln och innebär även att ångtrycket kan höjas kraftigt utan att problem med höga fukthalter erhålles i turbinens sista steg. Den verkliga cykelkonfigurationen i ett enskilt fall bestäms av en teknisk/ekonomisk optimering. Generellt gäller att större anläggningar får en mer avancerad ångcykel och därmed högre termisk verkningsgrad.

Pannorna för biobränsle är idag ofta av typen BFB (Bubblande Fluid Bädd) eller CFB (Cirkulerande Fluid Bädd). Bäddmaterialet består huvudsakligen av sand som hålles fluidiserande med hjälp av inblåst förbränningsluft. I fallet CFB är lufthastigheten så stor att bädden kommer i cirkulation. Bäddmaterialet och eventuellt oförbrända partiklar avskiljs från rökgasen i cyklonen och återförs till eldstadens nedre del. Pannan innehåller interna värmeväxlare som luftförvärmare, ekonomiser, förångare och överhettare. Utläggningen av dessa värmeväxlare utmed pannans stråk kan variera i det enskilda fallet.

Tvåfasströmningen, det vill säga vatten och ånga, genom förångartuberna utförs ofta med själv-cirkulation. De två faserna, vatten och ånga, separeras i ångdomen. För de högre ångtrycken tillämpas tvångscirkulation och för överkritiska tryck används genomströmningspannor.

Systemen för bränslehanteringen är generellt omfattande för en bibränsleeldad anläggning. Det kan innehålla en lagerbyggnad, ett flertal silos och olika typer av transportörer. Investeringskostnaden för systemen kan utgöra cirka 10% av hela anläggningskostnaden. I följande avsnitt presenteras typiska exempel på cykelkonfiguration, panntyp och ångdata för de tre storlekar som behandlats i föreliggande rapport.

Anläggningens rökgasrening är viktig och den måste anpassas till de villkor för kväveoxid- och stoftutsläpp som gäller i det enskilda fallet. Utrustningen för rökgasreningen består vanligtvis av ett elektrofilter för avskiljning av stoft. Beroende på hur hårda kväveoxidvillkor som ställs för en anläggning krävs antingen ett SNCR-system (Selective Non-Catalytic Reduction) eller en SCR.

Generella prestanda

I en svensk förstudie [32] har de teknisk/ekonomiska förutsättningarna för att höja ångdata vid bibränsleeldade anläggningar studerats. I samma studie presenteras även typiska prestanda för dagens anläggningar. De storlekar som studerats är 10 MW_e, 30 MW_e och 80 MW_e. Kravet på NO_x emission antogs vara 50 mg/MJ och att det kan uppfyllas med ett SNCR system. Bränsleutnyttjningen, som ibland kallas för totalverkningsgraden, är ganska oberoende av storlek och ångdata. För de studerade anläggningarna förutsattes inte rökgaskondensering vilket innebär att totalverkningsgraden blir 88-89%.

Rökgaskondensering är idag lönsamt för våra bibränslen och med kondenseringen kan totalverkningsgraden ökas väsentligt. Totalverkningsgraden beror på fukthalten på bibränslet (då bränslets lägre värmevärde används) och på fjärrvärmvattnets returtemperatur. Vid 45% fukthalt på bibränslet och en antagen returtemperatur på 50°C kan totalverkningsgraden bli cirka 105%. Används dessutom uppfuktning och förvärmning av förbränningsluften kan totalverkningsgraden ökas till cirka 113 %. Den extra energin tas från rökgasen i form av sensibelt och latent värme vilket innebär att rökgasens tillstånd före skorsten är cirka 35°C med fukthalten 5%.

I föreliggande utredning förutsätts rökgaskondensering. För en ny kraftvärmeanläggning är värmebehovet den styrande parametern för anläggningens storlek. Rökgaskondensering innebär att alfa-värdet (förhållandet mellan eleffekten och fjärrvärmeeffekten) minskar och därmed minskar elproduktionen ett för givet värmebehov.

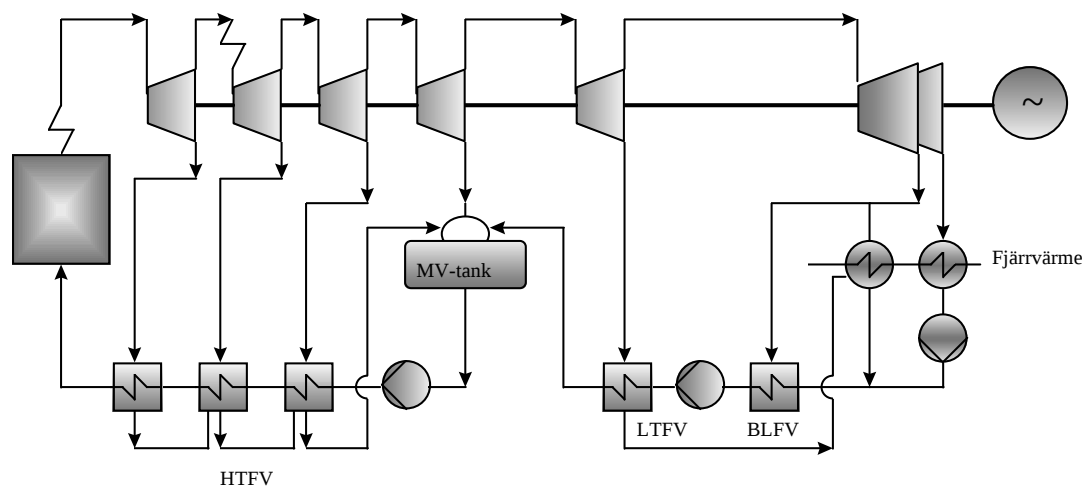
Storlek 10 MW_e

Denna storlek är uppbyggd av en bibränsleeldad panna och en ångturbin med tre avtappningar, en till matarvattentanken (MV-tanken), en till lågtrycksförvärmaren (LTFV) och en till högtrycksförvärmaren (HTFV), se *Figur 1*. Fler förvärmare skulle vara termodynamiskt gynnsamt men är inte tekniskt/ekonomiskt lönsamt. En mellanöverhettning i den här storleken anses inte ekonomiskt lönsam då kostnaderna för turbinen och pannan ökar. Pannan kan vara av typen BFB eller CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom själv-cirkulation.

Typiska ångdata med dagens teknik är 120 bar och 540°C. Netto elverkningsgrad är 30% och alfa-värdet med rökgaskondensering är 0,36-0,40.

Storlek 80 MW_e

Storleken 80 MW_e får anses tillhöra den övre delen av effektintervallet avseende bibränsleeldning. Ångcykeln kan ha tre HTFV, en LTFV, en BLFV och två kondensordelar, se *Figur 3*. För den här storleken är mellanöverhettning tekniskt/ekonomiskt lönsamt. Pannan kan vara av typen CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom själv-cirkulation eller tvångscirkulation.



Figur 3. 80 MW_e-processen

Ångdata med dagens teknik kan vara 160 bar och 540°C. Ångtemperaturen efter mellanöverhettningen är också 540°C. Netto elverkningsgrad är 34% och alfavärdet med rökgaskondensering är 0,43-0,48.

Avfall, ångcykel, kraftvärme

Principiell uppbyggnad – panna – rökgasrening

Avfall från hushåll kan ha högst varierande energiinnehåll. Ett rimligt värde för generella beräkningar är 11 MJ/kg, alltså något högre än vanligt (fuktigt) bibränsle. Hushållsavfallet består till ca 85%, av skattetekniska skäl schablonmässigt bestämt till 87,4 %, av organiskt förnyelsebart material. Övrigt material är fossilt, till exempel plaster. Sortering av avfallet kan ske i olika omfattning, till exempel utsortering av brännbart material. Även om avfallet är källsorterat kan krävas en ytterligare sortering för att säkerställa fraktionen.

Genom sortering erhålls en mer homogen bränslefraktion, vilket förbättrar driftförutsättningarna med avseende på till exempel tillgänglighet, reglerbarhet med mera. Sortering innebär vidare en något enklare anläggning avseende såväl bränslehantering som förbränning. Även rökgasreningen kan påverkas beroende på i vilken omfattning sortering sker.

I gengäld är det rimligt att anta att ju bättre sorterat avfallet är, desto mindre intäkt får anläggningsägaren för mottaget avfall. I föreliggande rapport förutsätts i huvudsak massförbränning av avfall, d.v.s. anläggningen är konstruerad för blandat (osorterat) hushållsavfall.

Den vanligaste tekniken för avfallsförbränning är rosterteknik. Även fluidiserade bäddar förekommer, men i mindre utsträckning. Roterugnar används oftast till förbränning av farligt avfall.

Det finns olika utformningar av rostern, till exempel framåtskjutande rost, bakåtskjutande rost, vipprost, med flera. Gemensamt för alla är att avfallet matas framåt på ett antal parallella roststavar medan det fördelas och blandas för en så gynnsam förbränning som möjligt.

Förbränningsluften tillförs i olika zoner. Primärluft tillförs under rostern och högre upp i ugnen sekundärluft och ibland tertiärluft. Placeringen av dysorna som blåser in luften, storleken på dem, och inblåsningsriktningen är viktiga faktorer för omblandning och slutförbränning av förbränningsgasen. Förbränningen sker vid ca 1000°C. Hög temperatur, samt tillräcklig uppehållstid och turbulens krävs för fullständig utbränning. Då avfall är ett inhomogent bränsle ställs därför mycket höga krav på processtyrningen. Rökgasen kyls ned till omkring 150-200°C i en panna som består av ett eller flera efter varandra följande stråk innan den når rökgasreningen.

Det ställs mycket höga miljökrav vid avfallsförbränning, vilket innebär att avancerad rökgasreningsutrustning erfordras. Rökgasreningen kan vara antingen torr eller våt, eller bestå av en kombination av båda teknikerna.

Torr rening baseras på textila spärrfilter i kombination med injicering av absorbenter, oftast kalkbaserad. Absorbenten injiceras i en reaktor, och reagerar med de olika föroreningarna i rökgasen. Produkten avskiljs därefter effektivt i slangfiltret. Sura komponenter i rökgasen reagerar med absorbenten och bildar kalciumsalter samt vattenånga. Tungmetaller som förångas vid förbränningen kondenseras vid nedkylningen i pannan på stoftpartiklar i rökgasen och avskiljs i spärrfiltret. Emellertid kan t.ex. kvicksilver inte avskiljas på detta sätt då det befinner sig i gasform även efter pannan. Kvicksilveravskiljning i svenska anläggningar görs i första hand med aktivt kol som binder kvicksilvret genom absorption. Den fysikaliska processen är densamma när dioxiner binder till flygaska/stoft, vilket utnyttjas för dess avskiljning. Effekten kan förstärkas genom tillsats av aktivt kol. Torra tekniker för rökgasrening vid avfallsförbränning kan även inkludera semitorr eller våt-torr teknik. De utnyttjas i ungefär lika stor utsträckning och uppfyller utsläppskraven för avskiljning av stoft, dioxiner och tungmetaller. För effektiv avskiljning av sura komponenter kan krävas utökad dosering av absorbent(er), vilket är ofördelaktigt ur restproduktsynpunkt. Detta kan lösas med påbyggnad med en för ändamålet avsedd skrubber.

Våt rening innebär att rökgasen tvättas i en serie kolonner eller skrubbers. I en del våta system kyls rökgaserna ned till kondensering. På så sätt uppnås bättre reningsgrad, samtidigt som energin som finns lagrad i rökgasen i form av förångat vatten kan tas tillvara. För optimala prestanda, finns ibland två tvättsteg med olika pH-värden, då pH-beroendet är stort för lösligheten för till exempel svaveldioxid. Nedkylningen av rökgaserna för kondensering sker indirekt, via någon form av värmväxlare, eller i direkt kontakt med vatten. För att alla komponenter ska kondensera ut, måste rökgasen kylas ned till runt 40°C. Innan rökgasen släpps ut igen måste den då återvärmas. Kondenseringssteget är ofta kopplat till fjärrvärmenätet via en värmepump. Sura komponenten-

ter, framför allt väteklorid avskiljs mycket effektivt med våt rening. Avskiljningsgraden för dioxiner är lägre.

De olika reningsstegen, våt och torr som beskrivits ovan, kan kombineras på många olika sätt. Även andra steg förekommer, till exempel elektrofilter, som ibland placeras före både våt och torr rening som ett första grovt stoftavskiljningssteg.

Den oförbrända slaggen faller ned från rostern och samlas upp. Efter nedkylning sker sedan ibland en sortering av metaller med hjälp av en magnetisk avskiljare. I dag deponeras oftast slaggen.

Rökgasreningsprodukterna klassas som farligt avfall, och deponeras under säkra former. Ibland stabiliseras askan på något sätt innan deponering. Kondensatet från våt rökgasrening renas, och slammet behandlas på samma sätt som de torra rökgasreningsprodukterna.

Prestanda

Avfallsförbränningsanläggningar har vanligen låga ångdata, då det finns risk att överhettarna annars utsätts för högttemperaturkorrosion. En orsak till denna är avfallets vanligtvis höga klorid-innehåll. En annan orsak är att det är svårt att undvika områden där rökgaserna inte bränns ut fullständigt. Den reducerande miljö som då uppstår påskyndar korrosionen genom att skyddande oxidskikt bryts ned. Som en följd av begränsade ångdata är det svårt att uppnå högre alfavärden än 0,3. Vanliga ångdata är 40 bar / 400°C.

Kol, ångcykel

Principiell uppbyggnad

Principen för ångcykeln är i grunden samma som beskrivits ovan. Intresset för kol och kraftverk knyts ur ett svenskt perspektiv numera till diskussioner om produktion av marginalet. Sådan produktion sker utanför Sveriges gränser och så gott som alltid i kondenskraftverk. Som påpekats ovan bestäms sluttrycket för ångans expansion och därmed hur mycket mekaniskt arbete som kan tas ut per kilo ånga av temperaturnivån i kondensorn. Denna bestäms i sin tur av kylvattnets temperatur. På kontinenten är man hänvisad till kyltorn, medan anläggningarna i t.ex. Danmark är havsvattenkylda, vilket ger möjlighet att nå låga mättnadstryck, ett typiskt värde är 0,04 bar, och därmed hög elverkningsgrad.

Kondens 400 MW_e

I denna storleksklass är kolpulvereldade kondenskraftverk en helt igenom kommersiell teknik med ångcykler som karaktäriseras av en avancerad konfiguration. Cykeln kan innehålla upp till tio förvärmare, vara försedd med dubbel mellanöverhettning och vara utlagd som en "Super Critical" (SC) eller "Ultra Super Critical" (USC) process. Det senare kräver, i enlighet med definitionen, tryck över 250 bar och ångtemperatur på 560°C eller högre. Många anläggningar som driftsattes i slutet av 90-talet är konstruerade för ångdata över denna nivå, karaktäristiskt 290 bar/580°C/580°C/580°C [68], vilket innebär att de arbetar i det s.k. USC-området och, som i det här fallet, utlagd för dubbel mellanöverhettning. Pannorna uppförs som avancerade hängande konstruktioner, s.k. tornpannor, i genomströmningsutförande ("once through") av Sulzer- eller Bensontyp. Elverkningsgraden i detta utförande och med indikerade ångdata är cirka 47%.

För att innehålla förväntade emissionsvillkor krävs låg- NO_x -brännare, elektrofilter, avsvavling (FGD; Flue Gas Desulphurisation) och ytterligare reduktion av kväveoxider (NO_x) baserad på SCR (Selective Catalytic Reduction) teknik. En restprodukt från FGD-processen är gips som det kan finnas kommersiell avsättning för.

Med nuvarande utformning på rökgasrening erhålls följande karaktäristiska emissionsvärden; $\text{SO}_2 < 70 \text{ mg/MJ}$, $\text{NO}_x < 70 \text{ mg/MJ}$, stoft $< 25 \text{ mg/Nm}^3$.

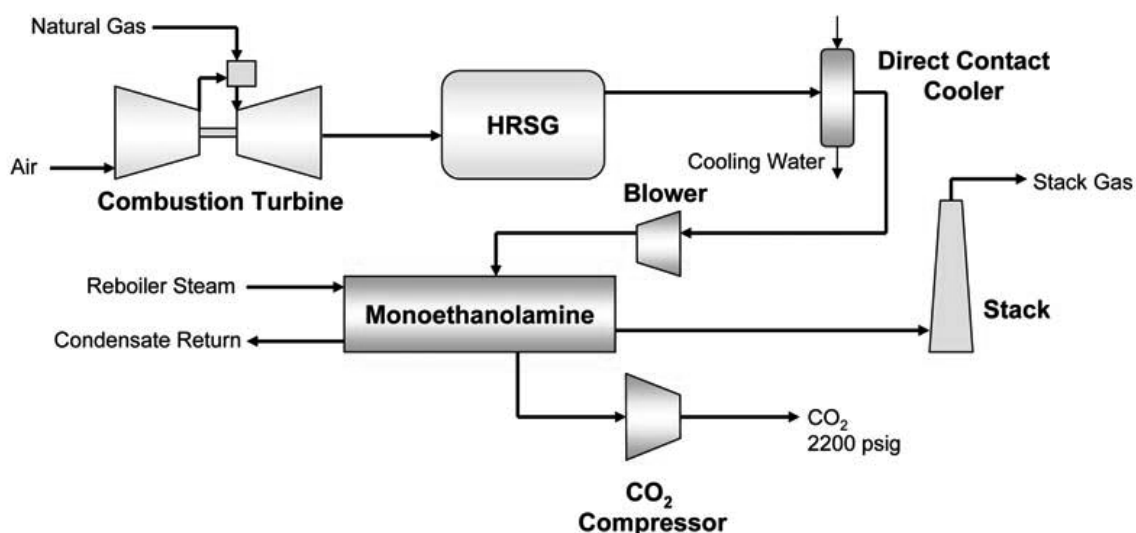
Avsvavling med våt scrubber kan med den senaste tekniken nå avskilningsgrader på 95% eller högre och med SCR kan NO_x emissionerna reduceras med 95% [3].

Kondens 400 MW_e med CO_2 -avskiljning (CC/CCS)

Den grundläggande tekniken avseende utformning av förbrännings- och ångcykeldelarna är i princip densamma för kolkraftverk som kompletteras med system för koldioxidavskiljning (CC; Carbon Capture) eller system för kombinerad avskiljning och omhändertagande/lagring (CCS; Carbon Capture and Storage).

De CC-tekniker som idag utvecklas för att appliceras på förbränningsanläggningar är baserade på avskiljning ur rökgasen efter förbränning (Post combustion) och förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft (Oxyfuel). En tredje teknikgrupp, avskiljning av bränslets kol och således dess koldioxidkälla före förbränning (Pre-combustion), utvecklas för att appliceras på förgasningsanläggningar.

Nedanstående *Figur 4* visar principen för teknik baserad på Post combustion (här applicerad på en gaskombianläggning) för absorption av koldioxid med monometanolamin (MEA)



Figur 4. Principen för CO_2 -avskiljning ur rökgas efter förbränning (Post combustion) med MEA (gaskombiapplikation).

Tilläggskostnaden för dessa system är hög, vilket, i kombination med en verkningsgradsförlust på 8-12 %-enheter, kommer att leda till krav på ytterligare förbättring av ångcykeln. Kondenskraftverk som projekteras idag och förbereds för CO₂-avskiljning genom att byggas s.k. "capture ready" kan konstrueras för verkningsgrader på ca 50 %, vilket kräver ungefärliga ångdata; 330 bar/610°C/630°C/630°C.

Kraftvärme 100 MW_e

För den här storleken är atmosfärisk CFB etablerad teknik. Principen för ångcykeln och panna är samma som beskrivits i avsnittet om biobränslen ovan. CFB-tekniken har fördelar mot mindre kolpulvereldade anläggningar om dessa måste utrustas med FGD och SCR. Vid CFB förbränningen sker avsvavlingen i bädden genom tillsats av kalk eller dolomit. Nackdelen är att tekniken ger restprodukter som innehåller en blandning av aska, bäddmaterial och bundet svavel. För denna restprodukt finns inte någon etablerad avsättning och den måste därför deponeras. Den låga förbränningstemperaturen på cirka 850°C innebär att NO_x-bildningen kan vara låg och att SNCR teknik kan vara tillräckligt effektiv för reduktion av NO_x. För stoftavskiljning används spärfilter.

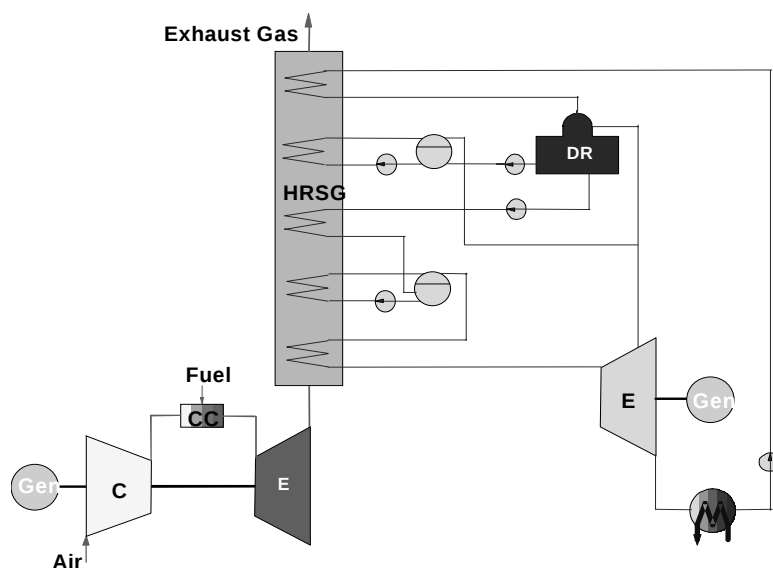
CFB-tekniken har hög bränsleflexibilitet vilket innebär att lågvärdiga kol med höga askhalter kan användas.

Dagens anläggningar konstrueras för underkritiska ångtryck, t.ex. 125 bar, och ångtemperaturer på ca 540°C [69]. Ångcykeln har enkel mellanöverhettning. Elverkningsgraden är 33-34% och bränsleutnyttningen 88-89%. Effektiviteten vid avsvavlingen beror på ett antal olika faktorer som bäddtemperatur och absorbentens egenskaper. Strävan är att minska Ca/S molförhållandet så att mängden restprodukter minskar. För en modern anläggning kan förhållandet vara så lågt som 2,0 vid 90% SO₂ reduktion. NO_x nivåerna från CFB-anläggningar varierar inom intervallet 50–200 ppmv.

Naturgas – kombicykler

Principiell uppbyggnad - kombicykler

En kombinerad Brayton och Rankine cykel, eller kombinerad gasturbin och ångcykel, som drivs med naturgas kallas helt kort för gaskombi. Gasturbincykeln kallas ibland för toppcykeln eftersom värmets (bränslets) sätts in på en högre temperaturnivå. På motsvarande sätt kallas ångcykeln för botten-cykeln eftersom värme avges mot omgivningen vid en låg temperatur. Kombicykeln får generellt höga elverkningsgrader eftersom värmets i gasturbinens avgaser inte kyls bort mot omgivningen, istället används det som värmekälla för ångcykeln. Ett exempel på en cykelkonfiguration visas i *Figur 5*. I botten-cykeln ersätter avgaspannan, (HRSG; Heat Recovery Steam Generator) den traditionella ångpannan. Av termodynamiska skäl får matarvattensidan inga förvärmare som drivs med avtappningsånga från turbinen.



Figur 5. Kombi-cykel med två ångtryck utan mellanöverhettning

Kondens 400 MW_e

En något mer avancerad cykel för 400 MW_e har i dagsläget mellanöverhettning. De anläggningar som har en verkningsgrad över 55% har oftast tre-trycks ångsystem.

Elverkningsgraden når idag upp till och strax över 60% beroende på gasturbin och ångsystem.

Gasturbinerna använder torra låg-NO_x bränkkammare och med den senaste tekniken erhålls NO_x-värden på cirka 20-30 ppmv med naturgas.

Kraftvärme 150 MW_e

En 150 MW_e gaskombi kraftvärmeanläggning kan konstrueras utifrån flera olika gasturbiner och olika konfigurationer. En vanlig konfiguration är att avgaserna från två gasturbiner leds till två avgaspannor som producerar ånga till en turbin. För denna storlek har ångcykeln oftast två ångtryck och mellanöverhettning saknas.

Elverkningsgraden varierar beroende på aktuell anläggning men når idag upp till och strax över 50%. Anläggningarnas alfa-värde, det vill säga förhållandet mellan eleffekten och fjärrvärmeeffekten ligger inom intervallet 0,95–1,10. Bränsleutnyttningen är cirka 89% för samtliga konfigurationer. Med den senaste tekniken för torra låg-NO_x bränkkammare erhålls NO_x-värden på cirka 20-30 ppmv.

Kraftvärme 40 MW_e

Dessa anläggningar är ofta uppbyggda på samma sätt som 150 MW_e-anläggningarna vilka beskrivits ovan. Elverkningsgraden ligger vanligen cirka 2%-enheter under 150 MW_e anläggningarna [70].

Naturgas, småskalig teknik, kraftvärme

Principiell uppbyggnad

För småskalig produktion finns tre tekniska alternativ, ottomotor, dieselmotor och gasturbin. Större ottomotorer för gasdrift är oftast en dieselmotor som konverterats för gasdrift och motorn arbetar helt enligt Ottoprocessen, med relativt låga kompressions- och förbränningstryck. Ottomotorer kan arbeta med ett flertal olika gastyper som naturgas, gengas eller rötgas och gasen tillförs motorn vid eller strax över atmosfärstryck och blandas med förbränningsluften och sugas in i motorn via en "konventionell förgasare". Blandningen antänds av en gnista från tändstiftet. Den enda begränsningen är att motorns kompressionstryck måste vara så lågt att gasen inte självantänder under kompressionen i cylindern. Med förbränningstekniska åtgärder, till exempel lean-burn teknik, kan man nå en avsevärd reduktion av emissionsnivåerna från denna motortyp. Samma typ av tre-vägs-katalysator som används i bilmotorer kan också användas för att ytterligare minska emissionsnivåerna. Värmeproduktion sker liksom för dieselmotorn genom värmeåtervinning i avgaspanna och från motorns kylvatten.

Dieselmotorer har tidigare huvudsakligen använts för fartygsdrift. Under de senaste decennierna har de internationellt nått en allt större användning i kraftverk. Anledningen till detta är att dieselmotorn ger en relativt hög elverkningsgrad även i små enheter. Karakteristiskt för motorn är också att verkningsgraderna är relativt höga även vid dellast. Moderna dieselmotorer kan utan problem anpassas till gasdrift, oftast naturgas, men även rötgas etc. Värmeproduktion sker i avgaspanna och med värmeåtervinning från motorns kylvatten. Dieselmotorn har relativt höga NO_x utsläpp, men idag är rening med SCR teknik etablerad och ger en sänkning av NO_x nivån med 80-90%, vilket gör att acceptabla NO_x nivåer kan nås.

En gasturbin består av tre delar: En kompressor i vilken luft komprimeras, en brännkammare i vilken värme tillförs genom att bränsle, till exempel naturgas, förbränns tillsammans med luften och en turbin i vilken förbränningsgaserna expanderar. De flesta småskaliga gasturbiner har en enstegs radialkompressor. Turbinen kan vara en enstegs radialturbin eller en axialturbin. Brännkammaren är av silotyp och kan vara anpassad för naturgas och/eller flytande bränsle. Konfigurationen är enaxlig vilket innebär att turbinen driver såväl kompressor som generator direkt. Mindre gasturbiner arbetar med höga varvtal varför generatoren måste anslutas via en växel. För att höja elverkningsgraden kan gasturbincykeln göras regenerativ, vilket innebär att den förses med en värmväxlare (rekuperator) med vilken värme tas från rökgaserna och tillförs förbränningsluften. Värmeproduktionen minskar med motsvarande mängd. Bränsleutnyttjandet minskar något.

Storlek 1 MW_e

I denna storlek är dieselmotorn en vanlig lösning. Det är även tekniskt möjligt att använda ottomotorer och gasturbiner.

Elverkningsgraden för dieselmotorn vid aktuell storlek är omkring 40% och bränsleutnyttjandet 80-90%. NO_x -emissioner med SCR är cirka 40 ppmv och CO-emissioner är cirka 90 ppmv. Oförbrända kolväten är cirka 50 ppmv.

I storleksskallen erbjuds också några gasturbiner. Elverkningsgraden är omkring 25% och totalverkningsgraden 80-90%.

Storlek 100 kWe

I denna storlek är ottomotorn en vanlig lösning. Det är även tekniskt möjligt att använda diesel-motorer och mikro-gasturbiner.

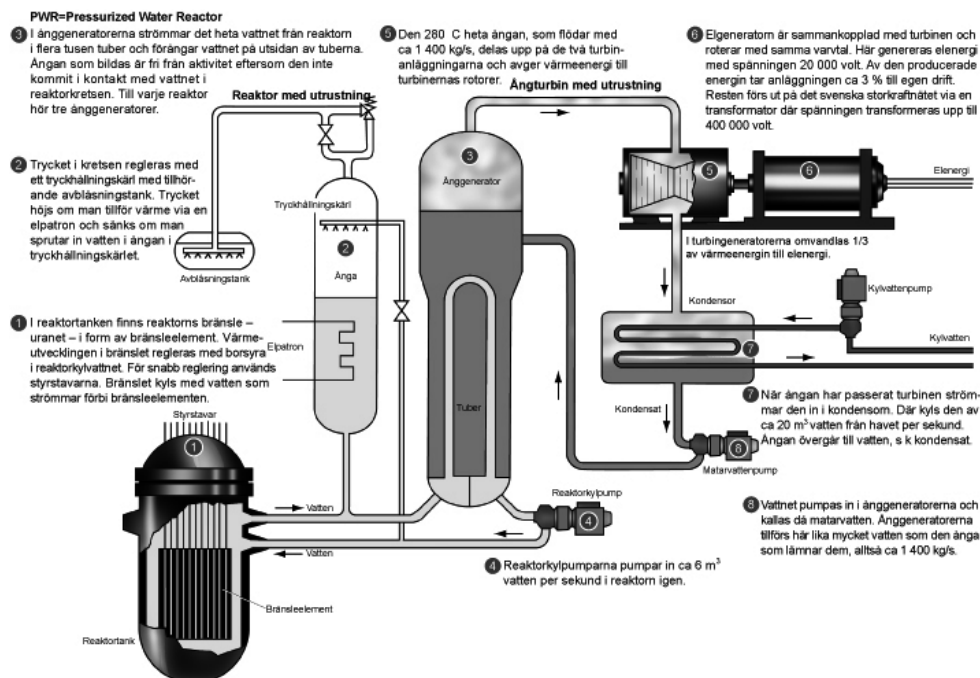
Elverkningsgraden för ottomotorn vid aktuell storlek är omkring 33% och bränsleutnyttjandet 80-90%. Motortypen ger lägre emissionsnivåer än dieselmotorn och med SCR kan nivåerna sänkas ytterligare.

Kärnkraft, ångcykel, kondens

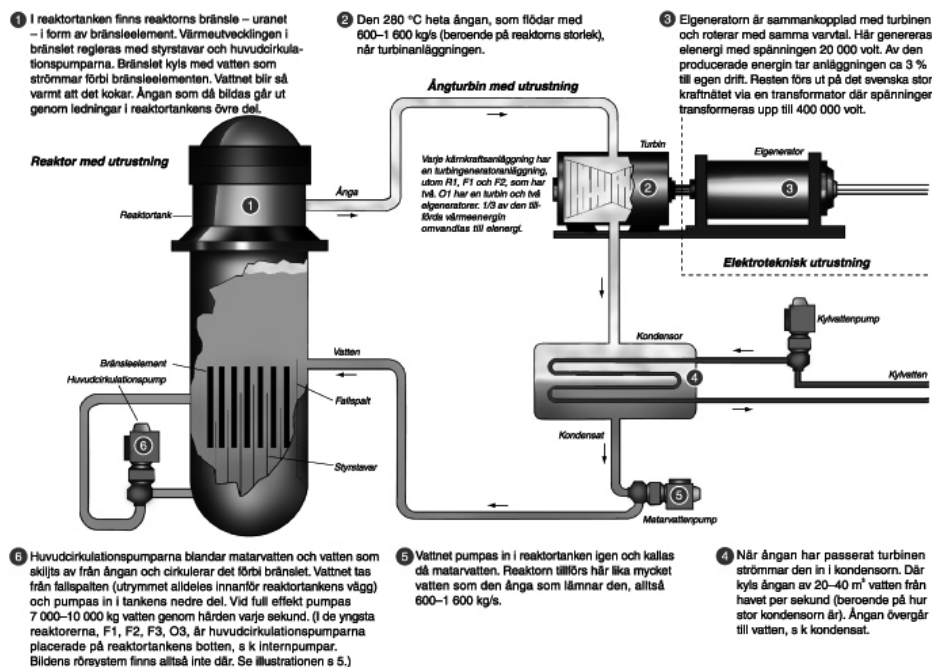
Principiell uppbyggnad

Här beskrivs i korthet den dominerande termodynamiska cykeln i reaktorer av generation II som dominerar bland de reaktorer som nu byggs i världen (medan de som beställs huvudsakligen tillhör generation III), nämligen Rankine- eller ångcykeln. Principen är i grunden densamma som beskrivits ovan och består i sin enklaste form består av endast fyra principiella komponenter, ånggenerator (tryckvattenreaktor/PWR) eller reaktor (kokvattenreaktor/BWR), turbin, kondensor och vattenpump.

De två reaktortyperna, tryckvatten- och kokvattenreaktorer, skiljer genom att i den förra ångproduktionen sker i en ånggenerator via värmeväxling mot det vatten som cirkulerar i primärkretsen och värms upp (men aldrig tillåts koka) i reaktorn enligt *Figur 6*, medan en kokvattenreaktor baseras på gemensam vatten-/ångkrets med ångbildning i reaktorn enligt *Figur 7*.



Figur 6. Ångcykeln för Tryckvattenreaktorn (Pressurized Water Reactor – PWR)



Figur 7. Ångcykeln för Kokvattenreaktorn (Boiling Water Reactor – BWR)

Ångdata för de två typerna är dock i huvudsak desamma, 60-70 bar, 280-300°C, dvs mättad ånga med en lätt överhettning på 5-10°C. Då kärnkraftverken hittills konstruerats för enbart elproduktion, (kondenskraftverk) och i Sverige är havsvattenkylda arbetar de med låga mättnadstryck i kondensorn, ett typiskt värde är 0,04 bar, vilket kan variera något med årstiderna.

Prestanda

De svenska reaktorerna är för närvarande under uppgradering för högre effekt. Forsmark-3 och Oskarshamn-3 kommer att vardera att få en höjning med 250 MWe från dagens 1200 till 1450 MWe (dvs 20%) medan Ringhals-3 höjs med 195 MWe, från 915 till 1110 MWe. Verkningsgraden för de olika anläggningarna ligger i intervallet 33-34 %. Nyare anläggningar som den finska EPR (European Pressurized Reactor) från Areva får en verkningsgrad på ca 37 %.

Vindkraft

Principiell uppbyggnad

Den vanligaste typen av vindkraftverk har en horisontell rotor med tre blad, som via nav, axel och i regel en växellåda, som växlar upp rotorns varvtal till ca 1000 varv i minuten, driver en generator. Det blir dock allt vanligare att använda lågvarviga direktdrivna generatorer som i kombination med kraftelektronik ger rätt nätfrekvens utan växellåda, vilket minskar belastningarna på hela verket. Variabelt varvtal och pitch-reglering (se nedan) ger möjlighet att hålla optimal rotationshastighet vid varje vindhastighet, vilket ökar energiproduktionen och även betyder mins-

kade ljudnivåer. Tornet, oftast förankrat på ett betongfundament nedgrävt i marken, är den del som bär upp maskinhuset och turbinen. Storleken eller effekten för landbaserade verk tycks för närvarande ha stabiliserats kring 2-3 MW. I *Figur 8* visas ett representativt och modernt vindkraftverk av fabrikat/typ Enercon E-70 2,3 MW.



Figur 8. Enercon E-70 2,3MW

Maskinhuset på toppen av tornet kan vridas upp mot vinden med hjälp av motorer. Effekten regleras sedan med s.k. "pitch-reglering" genom vridning av bladen, vilket också utnyttjas för begränsning av effekten vid höga vindstyrkor. En annan, tidigare vanlig konstruktion, är "stall-reglering" som innebär att verket är byggt för konstant varvtal med fasta blad. Principen bygger på att bladet successivt tappas sin lyftkraft vid högre vindhastigheter, vilket begränsar effektuttaget. Normalt producerar verket el vid vindhastigheter mellan 4 och 25 m/s och märkeffekten nås vid upp till halva den högre vindstyrkan.

Av både tekniska och ekonomiska skäl försöker man hålla ner den specifika vikten vilket av många skäl innebär svårigheter och utmaningar, speciellt med allt större storlek och högre effekt. Detta gäller generellt för alla anläggningsdelar; blad, maskinhus och torn.

Val av fundament och dimensionering av dessa är en viktig aspekt, speciellt vid havsplacering, stora krafter från sjö och is måste beaktas. De vanligaste typerna är, monopile, gravitations- och tripodfundament. Så länge tillräckligt goda bottenförhållanden råder, dvs. mjuk botten utan förekomst av klippor och stenar, kan monopile pålas/borras ned och har då lägst investeringskostnad. Monopile ställer dock högre krav på geotekniska undersökningar än övriga typer. I princip måste provborring göras där varje fundament ska stå. Tripod är lättare än gravitationsfundament och kan generellt sägas vara mer mångsidigt än gravitationsfundament.

Prestanda

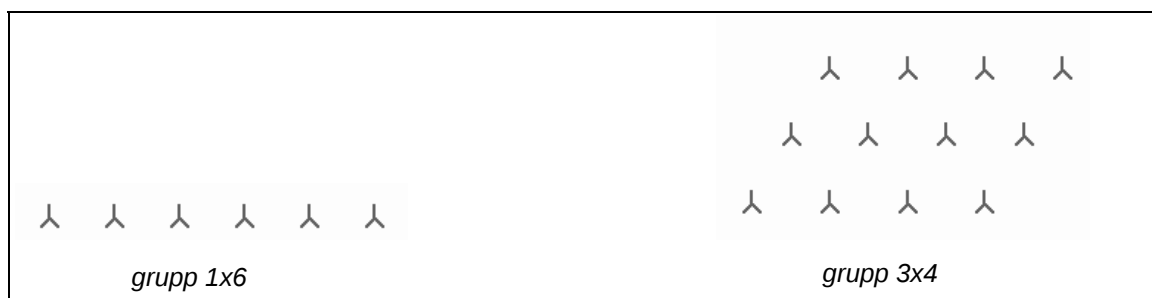
Mätningar av vindhastigheter till havs visar generellt att dessa är högre i Nordsjön än i Östersjön, och att vindarna i Östersjön är starkast i den sydliga delen varefter de avtar norr- och österut. På Horns rev i Nordsjön räknar man med en medelvind på ca 9,7 m/s (63 meters höjd) och i Nysted (Rødsand) i Sydvästra Östersjön ca 8,9 m/s (70 meters höjd). De högsta medelvindshastigheterna i Europa finner man i vattnen utanför Skottland och Irland.

Vid ett 60-tal vindmätstationer i landet genomför SMHI mätningar (på 10 m höjd) som används för beräkning av medelvindshastigheten på en mer representativ höjd, ofta 50 m. Endast två platser i kustbandet, Måseskär vid Västkusten (9,2 m/s) och Ungskär vid Gotland (9,1 m/s), uppges ha medelvindar över 9,0 m/s. Värdena blir enligt uppgift ca 0,3 m/s högre på 80 meters höjd.

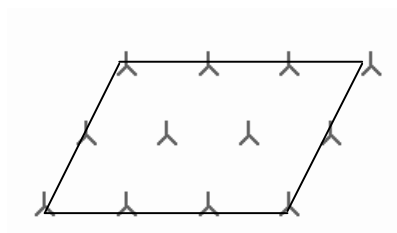
Preliminära beräkningar med den i Uppsala framtagna MIUU-modellen gav på 80 m höjd och med formfaktorn¹ 2,1 något lägre värden för medelvindarna vid Fladen, Lillgrund, Kriegers flak, Utgrunden, Klasården och Finngrunden; 8,1-8,8 m/s +/-0,3 m/s.

Då vindkraftverk ställs upp i parker kommer de verk som står närmast vinden att försämra vinden för de verk som står längre bak. Beroende på denna s.k. läeffekt, som avtar med ökande vindhastighet, kan verkningsgraden försämrats för ett individuellt verk jämför med om det placeras helt fritt. Inbördes avstånd brukar läggas på 5-10 rotordiametrar. Detta kräver stort utrymme. I realiteten är tillgången på yta ofta begränsad vilket kan leda till att avståndet mellan verken läggs i intervallens nedre del eller t.o.m. under för att få plats med fler verk och på så vis öka elproduktionen. Detta kan ge en större total avkastning i kronor räknat, trots att produktionen per verk blir mindre. I en underbilaga till 1999 års Vindkraftutredning [71] uppskattade Vattenfall reduktionen till i genomsnitt mellan 2 och 8 % lägre energiproduktion än om vindkraftverken i gruppen hade placerats var för sig på land. Lägst påverkan fås om alla vindkraftverken kan placeras i rad mot den dominerande vindriktningen, enligt *Figur 9*.

¹ Formfaktorn ingår tillsammans med en skalfaktor i ett matematiskt uttryck som beskriver vindfördelningen (enl. en s.k. Wiebullfördelning) och som i sin tur utgör grunden för beräkning av energiinnehållet i vinden.



Figur 9. Grupper av vindkraftverk på land.



Figur 10. Illustration av gruppernas ytbehov på kartan, vilket är ytan innanför en tänkt linje, som omsluter de yttersta vindkraftverken i en grupp.

I Tabell 1 och Tabell 2 redovisas de ytor för land- respektive havsbaserade grupper som åtgår för gruppernas ytbehov på kartan, vilket avser ytan innanför en tänkt linje som omsluter de yttersta vindkraftverken i gruppen, enligt exempel i Figur 10. Definitionen gäller både land- och havsbaserad vindkraft.

Tabell 1. Gruppernas ytbehov på kartan för landbaserade vindkraftverk.

Grupptyp	Enhet	600 kW	1500 kW	3000 kW
1x6	km ²	0,004	0,008	0,01
2x3	km ²	0,08	0,19	0,28
2x6	km ²	0,21	0,47	0,69
3x4	km ²	0,36	0,81	1,20

Tabell 2. Gruppernas ytbehov på kartan för havsbaserade vindkraftverk.

Grupptyp	Enhet	1500 kW	3000 kW
3x10	km ²	3,92	5,76
6x10	km ²	9,80	14,4

Vindkraft har ur miljösynpunkt en fördel såtillvida att det vid normal drift inte förekommer utsläpp av miljöstörande ämnen till omgivningen. Emellertid påverkas närmiljön av buller och landskapsbilden förändras. Genom isolering av maskinhus och bättre utformning av bladen har

mekaniskt och aerodynamiskt buller kunnat minskas. Dagens vindkraftverk uppfyller därmed de formella krav som lagstiftningen ställer på ljudnivån vid ett avstånd på ca 250 – 400 m. Större vindkraftverk ($\geq 1,5$ MW) uppvisar idag samma ljudeffektnivå som mindre verk (600kW). Från en given plats kan därför en högre effekt baserad på större verk installeras på grund av att den sammanlagrade ljudeffektnivån blir lägre från färre maskiner. Förändringen av landskapsbilden är svårare att undvika men kan mildras genom omsorgsfullt val av placering. Ett alternativ är placering (långt ut) till havs, där även vindförhållandena generellt är bättre.

Kostnader

Från att kostnaden för vindkraftverk tidigare generellt ha minskat har de senaste åren prisutvecklingen vänt. Det anses bero på en kombination av ökat pris på råvaror som t.ex. stål och koppar och en allmänt stor efterfrågan på vindkraftverk som skapat flaskhalsar. Genomgående har dock den specifika investeringen varit högre för större verk. Det kan delvis knytas till att dessa ännu så länge tillverkats i mindre serier. Det finns dock inget som tyder på att den specifika aggregatkostnaden på sikt inte kommer att sjunka till samma eller lägre kostnadsnivå per producerad kWh i jämförelse med dagens mindre maskiner. Från en principiell utgångspunkt bör även kringkostnaden per kW vara lägre för en större maskin, möjligtvis med undantag för kran- och frakt-/transportkostnader.

DoU-kostnaden är till största delen sammansatt av en fast kostnad som förändras mycket lite med aggregatstorleken men väl av andra omständigheter som placering till havs eller land. Med koppling till storleken kan förväntas att kostnaden för större vindkraftverk kommer att vara lägre än för mindre. Havsplacering leder dock normalt till högre kostnader.

Vattenkraft

Principiell uppbyggnad

Ett vattenkraftverk omvandlar energin i ett vattendrag till elektrisk kraft via en turbin och en generator. De ingående komponenterna i ett vattenkraftverk är likartade men skiljer sig från de förhållanden som gäller för ett vindkraftverk som är en standardiserad produkt på ett helt annat sätt. Ett vattenkraftverk anpassas till varje plats genom val av komponenter och teknik. Utöver detta har existerande kraftverk tagits i drift under en lång tidsperiod, upp till 100 år, varför många teknikgenerationer förekommer sida vid sida.

Anläggningarna kan därför variera väldigt mycket beroende på dess ingående delar och de lokala förutsättningarna, om de exempelvis är strömkraftverk utan långa kanaler eller tuber, eller om de är kraftverk med hög fallhöjd med långa vattenvägar.

Ofta finns någon form av magasin där tillrinnande vatten samlas. Genom att bygga en damm kan stora mängder vatten lagras. Samtidigt kan fallhöjd från en längre del av vattendraget samlas och utnyttjas i vattenkraftverket. Från magasinet leds vattnet via en tilloppsledning till turbinen där vattnets lägesenergi omvandlas till tryck- och rörelseenergi. Vid inloppet till tilloppsledningen finns rensgaller som hindrar att främmande föremål når turbinen, samt luckor för att stänga tilloppet.

Vilken turbintyp som används beror på platsspecifika förutsättningar, främst fallhöjd och flöde. Exempel är Kaplan- och propellerturbiner, Francisturbiner, Peltonturbiner, cross-flow-turbiner och/eller andra impulsturbiner. Turbinen driver, eventuellt via en växel, en generator av synkron- eller asynkrontyp. Efter turbinen leds vattnet genom en avloppsledning tillbaka till vattendraget.

Ovanstående kompletteras med ställverk och transformatorer för anslutning till elnätet. Dessutom finns kontrollutrustning som kan vara kopplad till ett datoriserat drift- och övervakningssystem.

Prestanda

Den mängd energi som kan omvandlas i ett vattenkraftverk bestäms framförallt av vattnets fallhöjd och av vattenflödet genom turbinen, samt förluster i anläggningen. Förlusterna kan delas upp i förluster i vattenvägar, turbiner, generatorer och transformatorer.

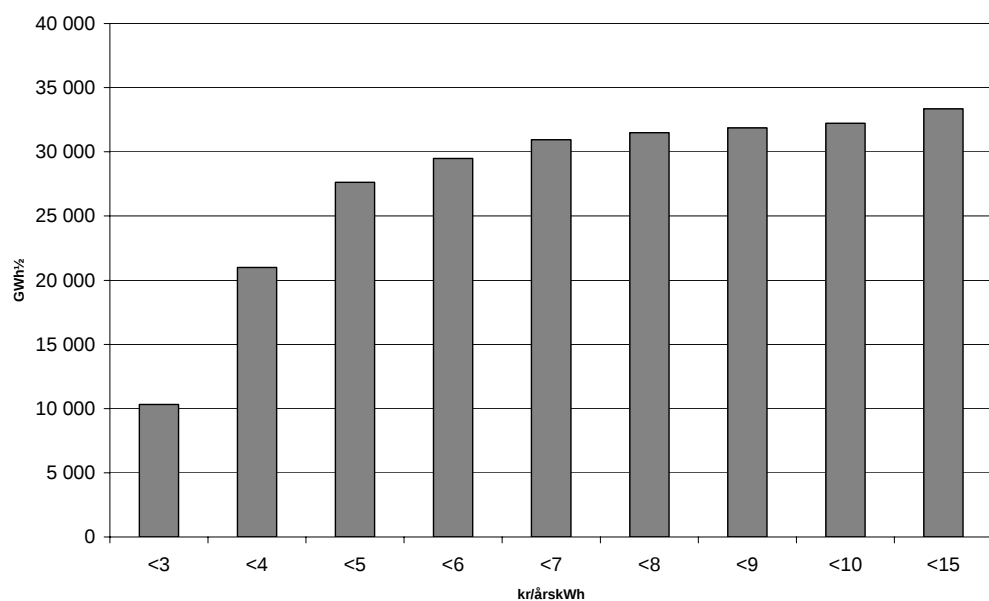
I Sverige använder man främst två olika turbintyper: Francis och Kaplan. Francisturbinen har ställbara ledskenor och fasta löphjulsskovlar och används främst vid hög fallhöjd eller jämn vattenföring. Vid lägre fallhöjder och ojämn vattenföring används Kaplanturbiner som utöver ställbara ledskenor har vridbara löphjulsskovlar. Därigenom uppnås hög verkningsgrad inom ett större lastområde.

Moderna vattenturbiner har verkningsgrader i intervallet 92 – 96%, beroende på storlek och typ.

Kostnader

Varje vattenkraftverk är i princip unikt. De har anpassats till den teknik som var ledande då vattenkraftstationen uppfördes (från tidigt 1900-tal till idag) och till läget som är mycket skiftande och unikt för i princip varje anläggning. Tanken har genom decennierna varit att bygga ut ekonomiskt optimalt med hänsyn till geografins särart och teknisk lösning.

Bedömd kostnad och potential för framtida vattenkraftverk med en effekt över 200 kW redovisas i SOU 1996:155, *Figur 11*. Kostnaderna bygger på uppgifter från statliga utredningar år 1979 och 1984. Prisnivå anges till "årets prisnivå" vilket vi tolkat som prisnivå år 1996 när uppgifterna [72] presenterades. Ingen ny motsvarande utredning har gjorts. För att få en uppfattning om dagens (2007) kostnadsnivå har en uppräknings gjorts av priserna baserat på Elforsk Anläggningskostnadsindex för vattenkraftverk från 1:a halvåret 1996 till 2:a halvåret 2006 [www.elforsk.se]. Kostnadsökningen relativt 1996, här tagen som medelvärde av totalindex för ovan- respektive underjordsanläggningar, blir 51,4 %.



Figur 11. Uppskattning av kostnaden för att utnyttja kvarvarande vattenkraftpotential enligt SOU 1996:155.

ENERGISKATTER

F.o.m. 2007-01-01

TILLVERKNINGSINDUSTRI OCH VÄXTHUSNÄRING

	Energi-skatt	Koldioxid-skatt	Svavel-skatt	Summa	Värme-värde	Summa
EO <0.05 % S	0 kr/m ³	559 kr/m ³	----	559 kr/m ³	9,9 MWh/m ³	56 kr/MWh
EO 0.05-0.1 % S	0 kr/m ³	559 kr/m ³	54 kr/m ³	613 kr/m ³	10,8 MWh/m ³	57 kr/MWh
EO 0.4 % S	0 kr/m ³	559 kr/m ³	108 kr/m ³	667 kr/m ³	10,8 MWh/m ³	62 kr/MWh
Kol 0.5 % S	0 kr/ton	487 kr/ton	150 kr/ton	637 kr/ton	7,6 MWh/ton	84 kr/MWh
Naturgas	0 kr/1000 m ³	419 kr/1000 m ³	----	419 kr/1000 m ³	10,8 MWh/1000m ³	39 kr/MWh
Gasol	0 kr/ton	588 kr/ton	----	588 kr/ton	12,8 MWh/ton	46 kr/MWh
Fossilt kol i hushållsavfall	0 kr/ton	719 kr/ton	----	719 kr/ton	MWh/ton	kr/MWh
Torv 0.2%S, 45%fukt	----	----	40 kr/ton	40 kr/ton	2,7 MWh/ton	15 kr/MWh

ÖVRIGA FÖRBRUKARE

	Energi-skatt	Koldioxid-skatt	Svavel-skatt	Summa	Värme-värde	Summa
EO <0.05 % S	750 kr/m ³	2663 kr/m ³	----	3413 kr/m ³	9,9 MWh/m ³	345 kr/MWh
EO 0.05-0.2 % S	750 kr/m ³	2663 kr/m ³	54 kr/m ³	3467 kr/m ³	10,8 MWh/m ³	321 kr/MWh
EO 0.4 % S	750 kr/m ³	2663 kr/m ³	108 kr/m ³	3521 kr/m ³	10,8 MWh/m ³	326 kr/MWh
Kol 0.5 % S	319 kr/ton	2317 kr/ton	150 kr/ton	2786 kr/ton	7,6 MWh/ton	367 kr/MWh
Naturgas	243 kr/1000 m ³	1994 kr/1000 m ³	----	2237 kr/1000 m ³	10,8 MWh/1000m ³	207 kr/MWh
Gasol	147 kr/ton	2801 kr/ton	----	2948 kr/ton	12,8 MWh/ton	230 kr/MWh
Fossilt kol i hushållsavfall	152 kr/ton	3426 kr/ton	----	3578 kr/ton	MWh/ton	kr/MWh
Torv 0.2%S, 45%fukt	----	----	40 kr/ton	40 kr/ton	2,7 MWh/ton	15 kr/MWh

SKATT FÖR OLIKA ANVÄNDARE OCH ANVÄNDNINGSSOMRÅDEN

	VÄRMEVERK	KRAFTVÄRMEVERK		INDUSTRI
		Värme	El	
Energiskatt	100 %	0 % ¹	0 %	0 %
Koldioxidskatt	100 %	21 % ²	0 %	21 %
Svavelskatt	100 %	100 %	100 %	100 %

Energiskatt

Energiskatten på råttallolja är lika stor som den sammanlagda energi- och koldioxidskatten för EO.

Energiskatt på el

Industri och växthus:

Övriga förbrukare:

- Vissa norrlandskommuner

- Övriga kommuner

5 kr/MWh

204 kr/MWh

265 kr/MWh

Koldioxidskatt

91 öre/kg fossil koldioxid.

Koldioxidhalt; EO1 80 g/MJ, EO5 76 g/MJ, Kol 94 g/MJ, Naturgas 57 g/MJ och Gasol 68 g/MJ.

Företag som förbrukar energi- och koldioxidskattepliktiga bränslen (utom bensin) i tillverkningsprocesser ingående i industriell verksamhet eller jordbruks- skogsbruks- eller vattenbruksverksamhet kan medges nedsättning av koldioxidskatten för den del av skatten som överstiger 0,8 % av försäljningsvärdet. Det överskjutande skattebeloppet får i sådana fall sättas ned till 24 %. EU:s minimiskattesatser för mineralolja får dock inte underskridas.

Svavelskatt

Fasta eller gasformiga bränslen 30 kr/kg.

Flytande bränslen 27 kr/m³ för varje tiondels viktsprocent svavel. Om svavelinnehållet överstiger 0,05 viktsprocent men inte 0,2 viktsprocent skall dock avrundningen göras till 0,2 viktsprocent, vilket innebär 54 kronor per kubikmeter i detta intervall.

Avdragsmöjlighet med 30 kr/kg finns vid svavelrening.

NO_x-avgift

40 kr/kg. Återbetalningen 2005 var 8,68 kr/MWh.

Miljöbonus vindkraft

Landbaserad: 40 kr/MWh

Havsbaserad: 140 kr/MWh

Skatt termisk effekt kärnkraftverk

10200 kr/MW och månad

¹ Gäller för fossilt kol i avfall om elverkningsgraden är minst 5 %.

² Gäller för fossilt kol i avfall om elverkningsgraden är minst 15 %. Lägre verkningsgrad ger lägre reduktion.

