



El från nya och framtida anläggningar 2014

Elforsk rapport 14:40



Ingrid Nohlgren, Solvie Herstad Svärd, Marcus Jansson, Jennie Rodin
Oktober 2014

El från nya och framtida anläggningar 2014

Elforsk rapport 14:40

Ingrid Nohlgren, Solvie Herstad Svärd, Marcus Jansson, Jennie Rodin
Oktober 2014

Förord

Syftet med projektet "El från nya och kommande anläggningar 2014" är att ge en aktuell och vederhäftig beskrivning av olika elproduktionstekniker och deras elproduktionskostnader. Föreliggande rapport är en ögonblicksbild och gör inte en bedömning av de olika teknikernas framtida potential. Det är viktigt att vara medveten om att för varje teknik finns begränsningar och specifika förutsättningar och att ett kraftslag inte med enkelhet kan ersättas av eller ens jämföras med ett annat. Dessutom finns systemaspekter att ta hänsyn till som inte detta projekt har gjort djupare redogörelser för.

Till projektet hör en webbapplikation där användaren kan ange parametrar för olika kraftslag, spara resultat och ladda ner diagram. Webbapplikationen nås via Elforsks hemsida och förutsätter att användaren har tillgång till denna rapport.

Projektet har utförts av WSP på uppdrag av Elforsk. Uppdraget från Elforsk är i sin tur beställt av AB Fortum Värme samägt med Stockholm stad, Borås Energi och Miljö AB, E.ON Sverige AB, Göteborg Energi AB, Jämtkraft AB, Karlstads Energi AB, Mälarenergi AB, Skellefteå Kraft AB, Svensk Vindenergi ek.förening, Tekniska verken i Linköping AB, Umeå Energi AB, Vattenfall AB samt Öresundskraft Kraft och Värme AB. Energimyndigheten har varit stödgivare i projektet.

Projektledare på WSP har varit Ingrid Nohlgren och i projektgruppen har Solvie Herstad Svärd, Marcus Jansson och Jennie Rodin ingått. Övriga projektmedlemmar som bidragit: Anna Molker i arbetet med skatter samt naturgasbaserade tekniker, Ola Trulsson i arbetet med vindkraft och Roger Hamrén har utvecklat den webbaserade beräkningsapplikationen.

Projektets styrgrupp har bestått av Björn Fredriksson Möller (E.ON), Anton Steen (Svensk Vindenergi), Marcus Bennstam (Tekniska verken Linköping), Mikael Sandberg (Fortum Värme), Anna Lejestränd (Svensk Energi), Magnus Berg (Vattenfall), Håkan Carefall (Skellefteå Kraft), Daniel Andersson (Energimyndigheten), Joacim Sundqvist (Mälarenergi), Ulf Hagman (Göteborg Energi).

Utöver styrgruppen har en vidare krets inkommit med värdefulla synpunkter. Denna krets består bl.a. av Charlotta Winkler (WSP), Magnus Holmgren (WSP), Jonas Lindström (WSP), Bengt Stridh (ABB), Johan Lindahl (Uppsala Universitet), Hans Ohlsson (wpd), Mattias Lantz (Uppsala Universitet), Harald Klomp (UEP).

Projektledare på Elforsk har varit Anders Björck.

Föreliggande rapport är den femte i ordningen sedan Elforsk började ge ut "El från nya anläggningar" år 2000. Ambitionen är att även fortsättningsvis uppdatera rapporten ungefär vart tredje år.

Stockholm i oktober 2014
Helena Sellerholm, Elforsk AB

Sammanfattning

Mål och målgrupp

Den första versionen av "El från nya anläggningar" utkom år 2000. Sedan dess har rapporten uppdaterats 2003, 2007 och 2011. Föreliggande rapport utgör en omarbetning och uppdatering av tidigare rapporter. Projektet har utförts med följande övergripande mål:

- Ge en övergripande aktuell och jämförbar bild av elproduktionskostnader för kommersiellt¹ tillgängliga tekniker med en beskrivning och redovisning av de faktorer som påverkar elproduktionskostnaderna.
- Utgöra en beskrivning över utvecklingstrenderna för såväl kommersiellt tillgängliga tekniker som för ett antal tekniker som kan bli kommersiella inom en tioårsperiod.
- Skapa en webbaserad beräkningsapplikation för hantering och presentation av elproduktionskostnader samt för känslighetsanalyser med avseende på väsentliga faktorer och förutsättningar.

Resultaten ska kunna användas för planering och inledande förstudier. Resultaten har en bred målgrupp:

- En del av målgruppen är branschorganisationer, intresseorganisationer, politiker, myndigheter. Resultaten i rapporten ska kunna användas av dessa målgrupper som en vederhäftig beskrivning av tekniker och dess elproduktionskostnader.
- En annan målgrupp är kraftföretag. Genom rapporten och projektets beräkningsapplikation ska de kunna göra bedömningar av elproduktionskostnad i olika förstudier.

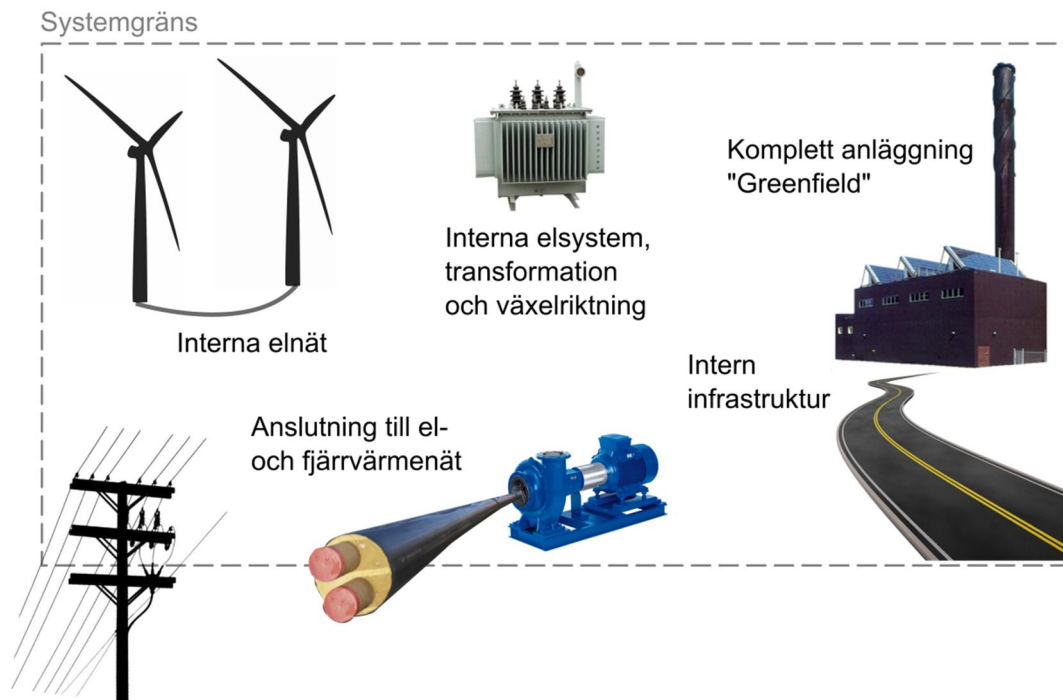
Avgränsningar

Projektet avgränsas till ett antal kraftslag och anläggningsstorlekar. De kommersiella kraftslag som behandlas är kondenskraft (kol- respektive naturgasbaserade), kraftvärme (naturgas, biobränsle respektive avfallsbaserade), kärnkraft, vindkraft, vattenkraft och solkraft. De studerade semikommersiella elproduktionsteknikerna är förgasning (RDF respektive biobränslebaserade) samt en restvärme ORC anläggning. De framtida teknikerna som studerats är vågkraft, CCS teknik tillsammans med kol respektive gaskondens, samt biobränsleförgasning i en kombi-cykel.

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från specifika indata per anläggning samt med generella förutsättningar. För kommersiellt tillgängliga tekniker har bästa möjliga tekniska, ekonomiska och miljömässiga data som kan anses representativa

¹ Med kommersiella teknikalternativ avses i denna rapport anläggningar som kan upphandlas kommersiellt med garantier.

för dagens nationella och internationella marknad antagits. Kostnaderna omfattar kompletta anläggningar med allt från bränslehanteringssystem till avgasreningsanläggningar och inkluderar intern infrastruktur, interna el- och värmesystem samt anslutning till el- och fjärrvärmenät vid anläggningens "grind". Investeringar utanför anläggningen i exempelvis infrastruktur, el- och fjärrvärmenät inkluderas i regel inte, förutom till viss del för vindkraft. Generellt ingår alla projektspecifika kostnader i den beräknade elproduktionskostnaden



Figur 1. Principfigur med systemgräns för investeringskostnad.

Vidare har ingen hänsyn tagits till eventuella politiska faktorer, exempelvis förseningar av projekt pga. politiska beslut, överklaganden av miljödomar eller detaljplaneärenden. Detta är givetvis sådant som kan påverka ett projekts tidplan och därmed innebära kostnader. De elproduktionskostnader som redovisas i denna rapport förutsätter alltså att projektet förlöper "normalt" under byggnation.

Slutligen har förutsättningen i projektet varit att all elproduktion sker enligt dagens elsystem och de förändringar som kan påverka dagens elsystem är på marginalen (dvs. tar inte hänsyn till förändringar på lång sikt i installerad effekt för olika kraftslag). Detta innebär bl.a. att ingen hänsyn har tagits till eventuella kostnader för att installera effekt som kan balansera intermittenta kraftslag som sol- och vindkraft, vilket skulle kunna bli aktuellt i ett framtida elsystem där en större andel av elproduktionen skedde med sol- och vindkraft.

Förutsättningar

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från specifika indata per anläggning samt med generella förutsättningar.

Bränslepriser och skatter

I denna rapport ingår inte att värdera styrande faktorer såsom trender för politiska styrmedel eller utveckling av bränslepriser, utan det är dagens prisnivåer som ansatts. Bränslepriser och värmevärden har hämtats från olika officiella källor som exempelvis Energiläget 2013 och Energimyndighetens prisblad för torv och biobränslen. Uppgifter har också hämtas från användare och bränsleleverantörer.

Beräkningarna har genomförts baserat på den skattenivå som gäller enligt nuvarande lagstiftning.

Elcertifikat

Utvecklingen av priset för elcertifikat har en väsentlig betydelse för ny förnybar elproduktion. I detta arbete har ett genomsnitt av senaste årets pris på elcertifikat ansatts.

Investeringskostnad och kostnader för drift- och underhåll

Investeringskostnaden består av samtliga delar för en komplett anläggning. Investeringarna avser uppförande i "standardlägen", dvs. i den specifika investeringskostnaden beaktas inte speciella lokaliseringsanknutna kostnader. För vindkraft ingår dock "standardinvesteringar" i infrastruktur och elnät. För att erhålla representativa investeringsnivåer har sammanställda uppgifter avseende uppförda och projekterade anläggningar i Sverige och Norden utnyttjats. Det avser i första hand anläggningstyper som realiseras i Norden: bio- och avfallseldade kraftvärmeverk, gaskombiäldade kraftvärmeverk samt kärn-, vind- och solkraftverk. Värdefull information har också kunnat hämtas från forskningsrapporter, nationella och internationella branschorganisationer, internationella samarbetsorgan, årsredovisningar med mera. Uppgifter har också hämtats från leverantörer samt via styrgruppernas kontakter i egna företag och i de nätverk där bl.a. forskning inom området bedrivs.

Drift- och underhållskostnaden presenteras generellt som en fast och en rörlig del. Drift- och underhållskostnaden baseras på schablonvärden hämtade från litteraturuppgifter, tillgänglig statistik och/eller utförda beräkningar baserade på anläggningsdata. Avstämningar har gjorts mot uppgifter från drift av specifika anläggningar samt med projektets styrgrupp.

Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där el och värme produceras samtidigt, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen ansättas ett värde, dvs. alla kostnader för produktionen i kraftvärmeanläggningen kan inte tillskrivas elproduktionen. I denna rapport beräknas elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar genom att subtrahera kostnaden att producera fjärrvärme från den totala produktionskostnaden för att producera både el och värme. Denna typ av värmekreditering kallas fast kreditering, vilken kan tillämpas då det, som i

föreliggande rapport, handlar om nyinvestering i ett fjärrvärmenät, d.v.s. om inte ett kraftvärmeverk hade byggts så hade ett värmeverk behövt byggas.

Kostnaden för att producera fjärrvärme beräknas utifrån en alternativ investering i en biobränsleeldad hetvattenanläggning med motsvarande värmeeffekt som kraftvärmeverket, tillsammans med bränsle-, drift- och underhållskostnader för hetvattenanläggningen. Kostnaden att producera värme varierar med storlek på hetvattenanläggning vilket leder till olika värmekreditering för olika anläggningsstorlekar.

Observera att värmekrediteringen enligt ovan är en generalisering av verkligheten och den verkliga värmeproduktionskostnaden för det specifika fallet beror av de förutsättningar som råder i det aktuella fjärrvärmenätet. Värmekrediteringen har stor inverkan på elproduktionskostnaden och går i beräkningsapplikationen att ändra för egna analyser.

Ekonomiska kalkylförutsättningar

Beräkning av produktionskostnaden för el (och i förekommande fall även värme) har gjorts med och utan skatter, avgifter och bidrag enligt annuitetsmetoden. Den reala kalkylräntan (6 %) ska motsvara en s.k. "Weighted Average Cost of Capital" (WACC), vilken avspeglar en kombination av reala avkastningskrav på anläggningsägarens egna kapital och räntor på lån. Byggräntan på 4 % bör inte belastas med vinstkrav och risker i projektet, utan förutsätts vara låneräntan. Anläggningens ekonomiska livslängd (avskrivningstid) är inte enbart beroende av teknisk kvalitet och skötsel, utan även av omvärldsfaktorer som teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader etc. I denna rapport har dock i största möjliga mån rimliga tekniska livslängder beaktats, och varierar mellan 15 år för de mindre anläggningarna till 40 år för kärn- och vattenkraft.

Tekniska specifikationer

De tekniska specifikationerna, för de i rapporten innefattade teknikerna, baseras på befintliga anläggningar eller anläggningar under konstruktion. Där teknikerna finns representerade i Sverige används svenska anläggningar som bas. För tekniker som inte förekommer i Sverige har specifikationer från internationella anläggningar använts, exempelvis för kolkondens, gaskombikondens och ny kärnkraft.

Driftsförutsättningar

Den årliga elproduktionen, dvs. hur mycket el som levereras ut på elnätet, beräknas från anläggningens eleffekt och drifttid. Ingen hänsyn tas till om efterfrågan av el varierar över året. Det gör att kondenskraftverk uppskattas köras så mycket som är tekniskt möjligt. Viktigt att poängtera är att detta antagande inte nödvändigtvis stämmer överrens med verkligheten, i ett elsystem trängs kraftslag med hög rörlig kostnad i regel undan på marginalen av annan produktion med låg rörlig kostnad. Det leder till att exempelvis gaskondenskraftverk i verkligheten körs betydligt mindre än vad som är tekniskt möjligt.

Solkraftens elproduktion styrs av de solförhållanden som råder, där genomsnittlig normal solinstrålning för Sverige har använts. Vindkraftverkens

elproduktion styrs av de vindförhållanden som råder på platsen. Vattenkraft används i Sverige både som bas- och reglerkraft beroende på vilka förutsättningar som råder, var i vattendraget kraftverket finns osv. En uppskattning av antal fullasttimmar för vattenkraft har gjorts genom att dela Sveriges samlade elproduktion ett normalår med total installerad effekt.

Kraftvärmeproduktion är beroende av den lokala efterfrågan av fjärrvärme och för de kraftvärmebaserade teknikerna tas därför hänsyn till att avsättningen för värme varierar över året.

Kraftvärmeproduktion genom förbränning av hushålls- och industriavfall är utöver fjärrvärmeunderlaget också beroende av att avfallet inte kan lagras under en längre tid vid varm väderlek. Denna typ av kraftvärmeverk agerar ofta baslast i ett fjärrvärmenät och förväntas därför ha fler fullasttimmar än motsvarande bibränsleeldade kraftvärmeverk.

Beräkningsapplikationen

Beräkningsapplikationen, som finns tillgänglig på Elforsks hemsida <http://www.elforsk.se>, beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med i förväg angivna indata. Beräkningsresultaten presenteras i tabell- och diagramform samt kan tillsammans med tillhörande indatatabel exporteras till Excelformat. Användaren anger vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningarna och kan fritt ändra indata för respektive anläggningsalternativ.

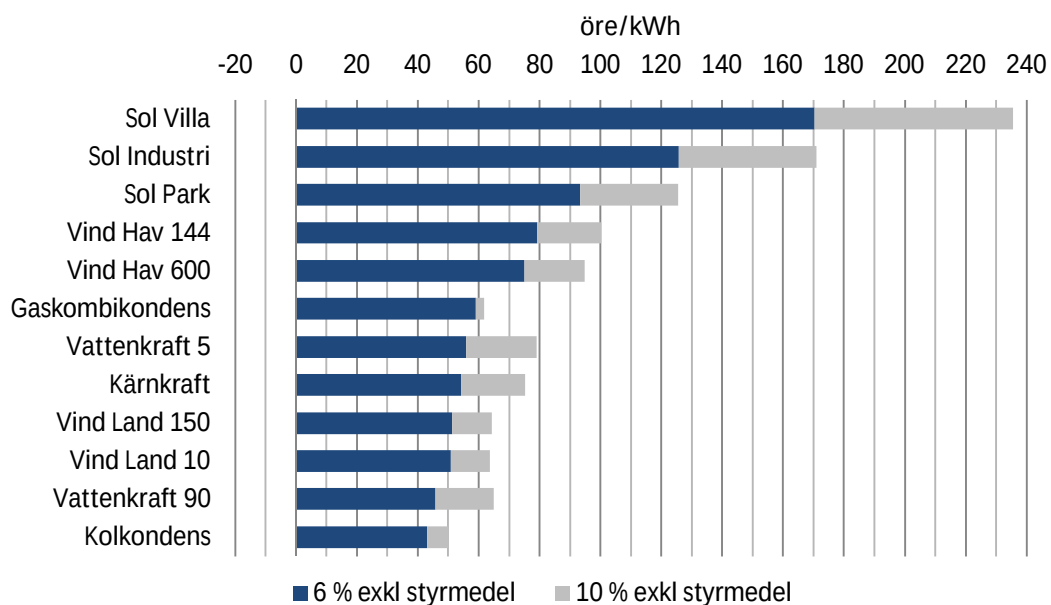
Beräkningsapplikationen är utvecklad för den enskilde anläggningsägaren eller läsaren som vill anpassa vissa förutsättningar eller indata, alternativt är intresserad av att göra mer detaljerade känslighetsanalyser än vad som presenteras i rapporten. Exempel på indata som kan behöva anpassas efter olika förhållande är räntor, som varierar med kraftslag, riskbedömningar och ägarförhållande.

Resultat

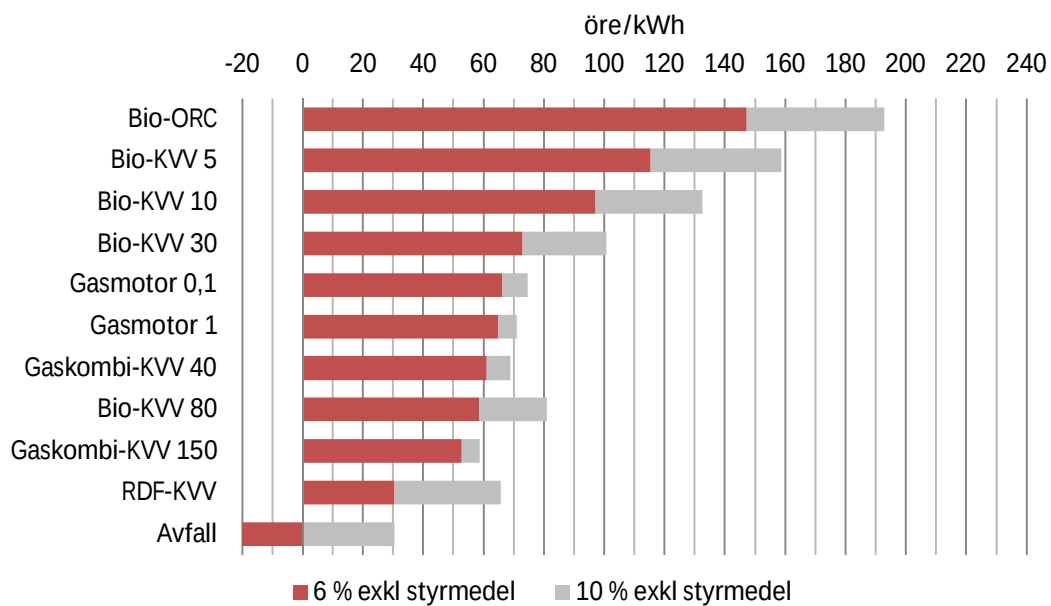
Redovisningen av resultaten har delats upp i kommersiella och semikommersiella tekniker. Avseende de framtida teknikerna hänvisas till rapporten. Resultatet presenteras för fall med en kalkylränta på 6 respektive 10 %, samt med respektive utan styrmedel. Elproduktionskostnadens påverkan av parametrarna kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering diskuteras nedan och presenteras grafiskt i rapporten. För vidare parameterstudier hänvisas till den webbaserade beräkningsapplikationen.

Kommersiella tekniker

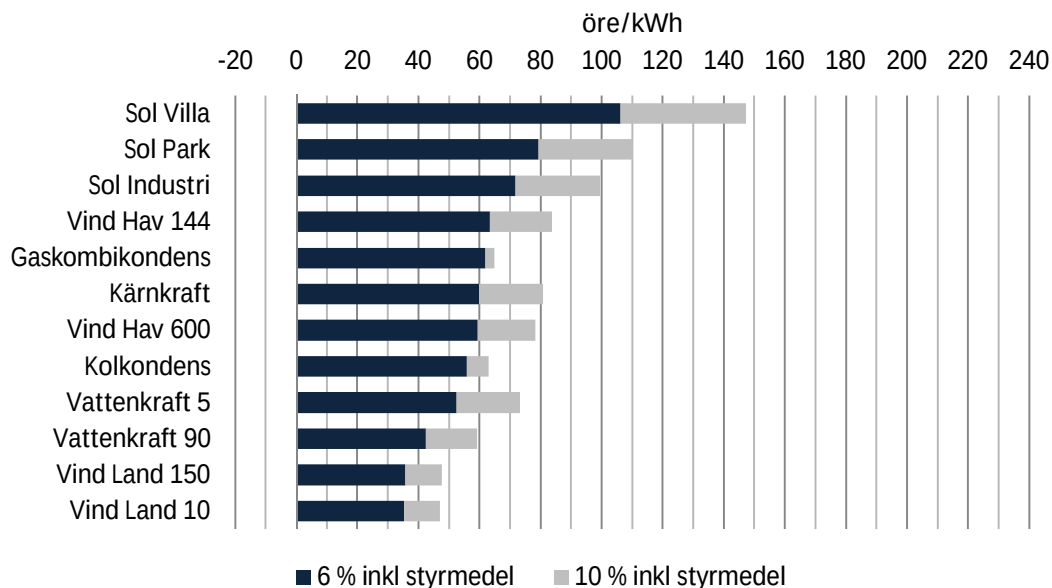
I Figur II och III presenteras elproduktionskostnaden för samtliga kommersiella teknikslag exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta. Figur IV och V visar elproduktionskostnaden för samma kraftslag inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta. Figurerna visar bl.a. att avfallskraftvärme, RDF-förbränning, vindkraft och vattenkraft, har de lägsta elproduktionskostnaderna.



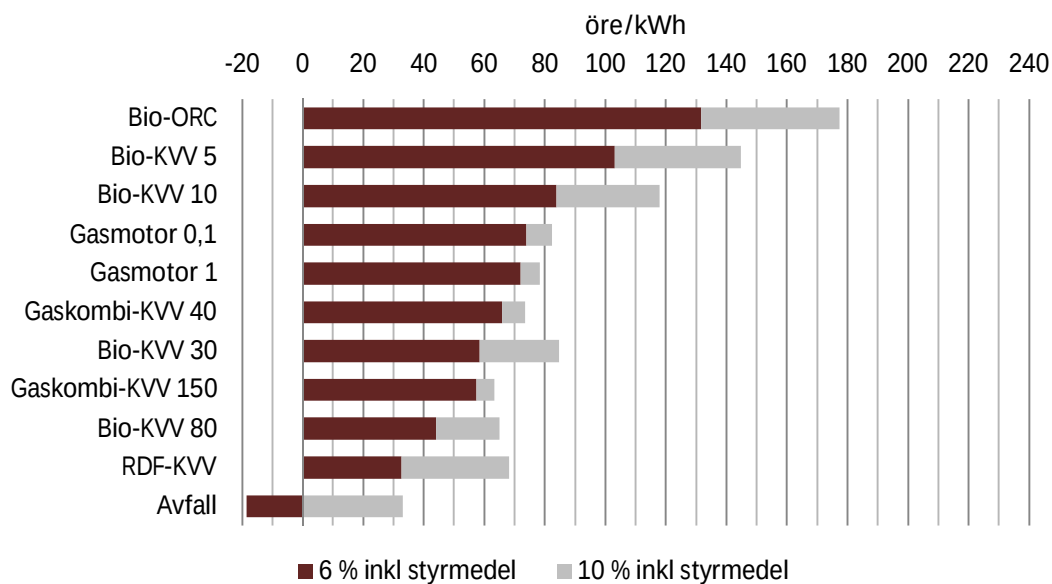
Figur II. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur III. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som producerar både el och värme, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur IV. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur V. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som producerar både el och värme, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta

Elproduktionskostnaden är för vissa kraftslag i studien förknippade med större osäkerheter än andra utifrån omfattningen på tillgänglig indata. Ny kärnkraft har exempelvis inte byggts i Europa på många år vilket gör att erfarenheterna kring kostnader är få och kostnadsuppskattningen är följaktligen mer osäker. I motsats har biobränsleeldade kraftvärmeverk byggts kontinuerligt och i stor omfattning i Sverige de senaste åren, vilket gjort att ett stort underlag kunnat

ligga till grund för kostnadsuppskattningarna som därför är betydligt säkrare. Ny kärn- och vattenkraft är de kraftslag där elproduktionskostnaden är mest osäker.

Ekonomiska styrmedel i form av skatter, avgifter och elcertifikat påverkar resultatet betydligt vilket kan jämföras mellan Figur II och Figur IV för de kraftslag som endast producerar el och mellan Figur III och Figur V för kraftvärmeteknikerna som producerar både el och värme. Generellt straffas de fossila kraftslagen samtidigt som de förnybara kraftslagen gynnas. Tydliga exempel, där styrmedel har stor effekt på elproduktionskostnaderna, är vindkraft och kolkondens. Observera att skatter och avgifter relaterade till hantering av restavfall från kärnkraft samt avfallsskatt för övriga tekniker (även kallad deponiskatt) har inkluderats i DoU-kostnaderna enligt kapitel 3.8, således ingår dessa skatter och avgifter även i de fall elproduktionskostnader presenteras exklusive styrmedel.

Avfallseldad kraftvärme har den lägsta elproduktionskostnaden av samtliga ingående teknikslag i studien. Det beror främst på att bränslet, hushålls- och industriavfall, inte kostar utan är en intäkt, samtidigt som andelen värme som produceras är mycket hög vilket genererar stora intäkter genom värmekreditering. Viktigt att poängtera är att avfallseldad kraftvärme primärt byggs för att producera värme och förutsätter därför en lokal efterfrågan på värme. Utan värmekreditering är elproduktionskostnaden mycket hög, över 130 öre/kWh, vilket skulle innebära att avfallseldad kraftvärme istället är ett av de dyraste teknikslagen i studien.

Av de teknikslagen som endast producerar el har kolkondens den lägsta elproduktionskostnaden då beräkningen utförs utan ekonomiska styrmedel. När styrmedel läggs till blir kolkondensen dyrare och landbaserad vindkraft får den lägsta elproduktionskostnaden, även innan intäkter för elcertifikat räknas in. Bortsett från de avfallsbaserade kraftvärmeteknikerna har landbaserad vindkraft den lägsta elproduktionskostnaden med dagens styrmedel. Observera dock att eventuella kostnader för effekterreglering inte behandlats i denna rapport.

Biobränsleeldad kraftvärme uppvisar ett tydligt storleksberoende där elproduktionskostnaden är lägre ju större anläggningen är. Även här är det viktigt att poängtera att biobränsleeldade kraftvärmeverk i grunden är beroende av ett värmeunderlag och att värmekrediteringen är betydelsefull för elproduktionskostnaden.

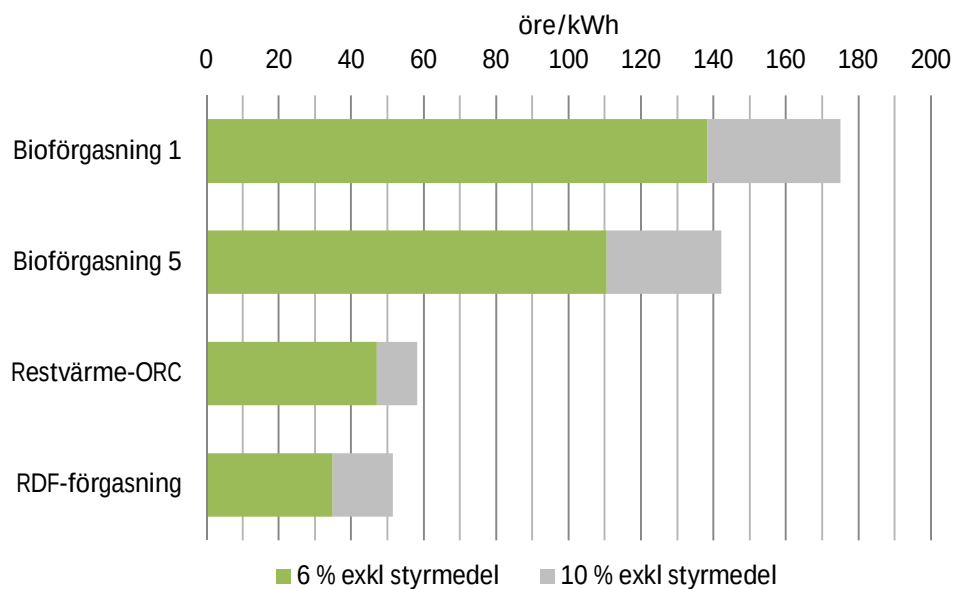
Enligt Figur IV visar vindkraft inget tydligt storleksberoende mellan olika anläggningsstorlekar. Det bör dock förtydligas att kostnaden för vindkraft är storleksberoende vid jämförelser på en och samma specifika plats. Anledningen till att detta storleksberoende inte syns i Figur IV är att den elproduktionskostnad som visas inte har beräknats för samma specifika plats utan har baseras på genomsnittliga kostnader för nya vindkraftsanläggningar. Mindre anläggningar byggs i regel nära nätanslutning och vid bra vindförhållanden, större anläggningar ofta längre ifrån nätanslutning och vid mindre gynnsamma vindförhållanden. De olika förutsättningarna som anläggningarna har gör därför att just storleksberoendet som finns vid samma

specifika plats inte visar sig. Skillnaden mellan land- och havsbaserad vindkraft är däremot betydande i rapporten.

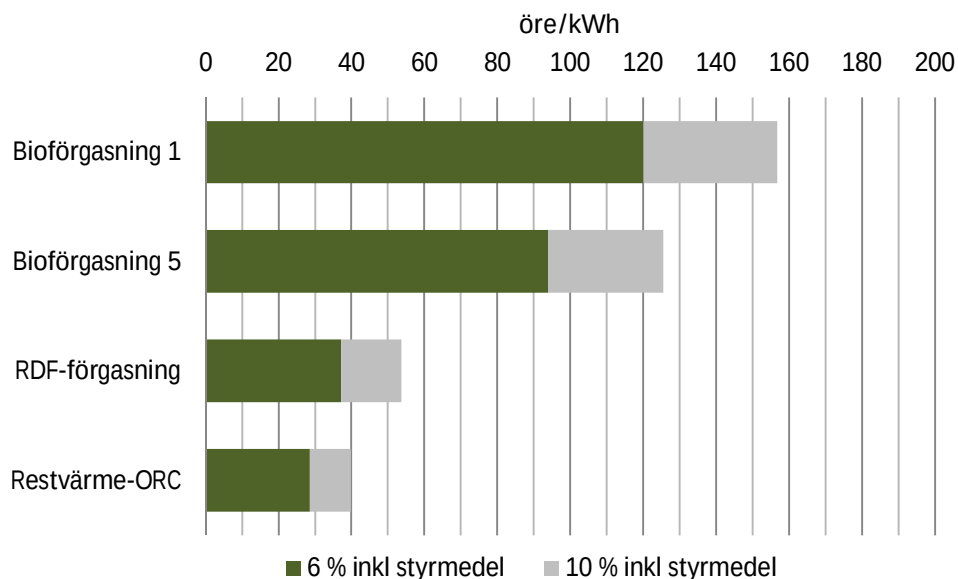
Elproduktionskostnaden för solcellsanläggningar har minskat markant de senaste åren som följd av ökad effektivitet och sjunkande investeringskostnader för solcellspaneler.

Semikommersiella tekniker

Elproduktionskostnaden för semikommersiella tekniker redovisas i Figur VI och Figur VII.



Figur VI. Elproduktionskostnader för semikommersiella tekniker, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur VII. Elproduktionskostnader för semikommersiella tekniker, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta

Enligt definitionen i denna rapport är semikommersiella² tekniker nya och kan troligen köpas med begränsade garantier. Detta innebär dels att underlaget av kostnader är begränsat samtidigt som beräkningsförutsättningarna bygger på förväntningar, framförallt gällande drifttid och tillgänglighet.

Elcertifikat är det mest betydande styrmedlet bland de semikommersiella kraftslagen som sänker kostnaden för samtliga utom för RDF-förgasning som inte är berättigad till elcertifikat. Övriga styrmedel påverkar endast elproduktionskostnaden marginellt.

Elproduktionskostnaden inklusive styrmedel för en restvärmedriven ORC-anläggning är en av de lägsta i rapporten, under förutsättning att gratis restvärme med tillräckligt hög temperatur finns tillgänglig hela året samt vid en tillgänglighet på 95 %. Tekniken är dock fortfarande ung och erfarenheter från anläggningar i drift ger att tillgängligheten idag är långt under 95 %, vilket sannolikt innebär att DoU-kostnaderna också är högre än antaget. I rapporten anses restvärmen ursprungligen komma från ett förnybart bränsle vilket berättigar elcertifikat.

Elproduktionskostnaden för biobränsleförgasning med gasmotor (BIG-ICE) är starkt kopplad till storleken på anläggningen. Den mindre anläggningen på 1 MW har högre kapitalkostnad per installerad kW_{el} och lägre elverkningsgrad än 5 MW-anläggningen vilket leder till nästan 50 % högre elproduktionskostnad för den mindre anläggningen jämfört med den större. Jämfört med 5 MW biobränsleeldad kraftvärmeanläggning är

² Med semikommersiella tekniker avses i denna rapport anläggningar som kan köpas idag men med begränsade garantier.

elproduktionskostnaden lägre vilket beror på lägre investeringskostnad och högre elverkningsgrad för den förgasningsbaserade anläggningen. Förgasningsanläggningen arbetar med lägre luftmängder och är därmed mer kompakt än motsvarande förbränningsanläggning. Trots detta har tekniken ännu inte fått fäste i Sverige. Anledningen till detta torde vara teknikens mognadsgrad speciellt avseende gasrening. Med ökad positiv erfarenhet av tekniken bör den ekonomiska kalkylen förbättras bland annat genom en längre avskrivningstid.

RDF-förgasning har en relativt låg investeringskostnad per installerad kW jämfört med andra fastbränsleeldade anläggningar samtidigt som elverkningsgraden är högre. Tillsammans med en låg bränslekostnad ger detta en låg elproduktionskostnad. Tekniken är dock i ett utvecklingsstadium och produktionskostnadsberäkningen utgår från en tillgänglighet i paritet med andra avfallseldade kraftverk och Kymijärvi I (>95 %). Tillgängligheten och underhållskostnaden är därmed något osäkra i denna kalkyl.

Samtliga av de semikommersiella teknikerna utom Restvärme-ORC är både el- och värmeproducerande kraftslag vilket gör att värmekrediteringen, och därmed avsättningen av värme, har stor påverkan på elproduktionskostnaden för dessa tekniker.

Känslighetsanalys

I rapporten presenteras elproduktionskostnadens påverkan av parametrarna kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering för utvalda kommersiella kraftslag som påverkas mycket av respektive parameter. Nedan ges en sammanfattande diskussion av dessa resultat. Egna känslighetsanalyser kan utföras med beräkningsapplikationen.

Vilken *kalkylränta* som är rimlig för respektive teknikslag varierar med hänsyn till investeringens risk och investerarnas avkastningskrav. I denna rapport har en antagen gemensam kalkylränta om 6 och 10 % använts. För teknikslag som förknippas med stora investeringskostnader och stora risker krävs sannolikt en högre kalkylränta för att en investerare ska göra en investering, så som exempelvis kärnkraft. För småskalig teknik så som "sol villa"-alternativet kan sannolikt en lägre kalkylränta ansättas. Solceller är det teknikslag som bland de kapitalintensiva teknikerna påverkas mest av kalkylräntan, elproduktionskostnaden varierar mellan 64 och 128 öre/kWh för en kalkylränta på 2 respektive 10 %. Landbaserad vindkraft påverkas minst av kalkylräntan bland de kapitalintensiva teknikerna, elproduktionskostnaden varierar mellan 40 och 65 öre/kWh för en kalkylränta på 2 respektive 10 %. För övriga kapitalintensiva teknikerna ökar elproduktionskostnaden med ca 20 öre/kWh då kalkylräntan ökas från 6 till 10 %.

Elproduktionskostnaden ökar exponentiellt vid minskande *avskrivningstid*, för de kapitalintensiva kraftslagen i studien sker en tydlig ökning vid avskrivningstider under 15 år. Avskrivningstidens påverkan på elproduktionskostnaden minskar däremot med ökad avskrivningstid och vid avskrivningstider mellan 25 och 40 år ger detta en minskning i elproduktionskostnad på ca 7 öre/kWh för de studerade kraftslagen utom för solkraft som minskar med ca 13 öre/kWh. Elproduktionskostnaden för

landbaserad vindkraft, som i studien beräknats med en avskrivningstid på 20 år, bör enligt vissa i branschen idag beräknas med en avskrivningstid på 25 år i och med den senaste tekniska och ekonomiska utvecklingen. I denna studie skiljer dock elproduktionskostnaden knappt 4 öre/kWh mellan 20 och 25 år i avskrivningstid, och endast drygt 2 öre/kWh mellan 25 och 30 år i avskrivningstid. Ökad avskrivningstid över 20 år har därmed inte så stor inverkan på den slutliga elproduktionskostnaden.

Vissa *investeringskostnader* i rapporten är förknippade med stora osäkerheter, exempelvis gällande kärnkraft och vattenkraft. Solkraft och havsbaserad vindkraft påverkas mest av förändringar i investeringskostnaden, förändras investeringskostnaden med 20 % förändras elproduktionskostnaden med 17 respektive 12 öre/kWh. Övriga kapitalintensiva kraftslag påverkas ungefär lika mycket, förändras investeringskostnaden med 20 % förändras elproduktionskostnaden med ca 8 öre/kWh. Ju högre andel kapitalkostnader desto större påverkan.

För de kraftslag som är bränslebaserade har *bränslepriset* en stark inverkan på elproduktionskostnaden. Kolkondens påverkas minst av de studerade, förändras kolpriset 20 % förändras elproduktionskostnaden ca 4 öre/kWh. Naturgaseldad gasmotor och avfallseldad kraftvärme påverkas mest bland de studerade kraftslagen; förändras naturgaspriset med 20 % förändras elproduktionskostnaden för gasmotor med 16 öre/kWh, förändras priset på avfall med 20 % förändras elproduktionskostnaden med knappt 14 öre/kWh.

I en kraftvärmeanläggning, där el och värme produceras samtidigt, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde, dvs. alla kostnader för produktionen i kraftvärmeanläggningen kan inte tillskrivas elproduktionen. I denna rapport beräknas elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar genom att subtrahera kostnaden att producera fjärrvärme från den totala produktionskostnaden för att producera både el och värme. *Värmekreditering* påverkar elproduktionskostnaden för kraftvärme mycket, framförallt för teknisklag med låg elverkningsgrad som Bio-ORC och avfallseldad kraftvärme. Ökar värmekrediteringen med 20 % minskar den resulterande elproduktionskostnaden för Bio-ORC med ca 42 öre/kWh, från 147 till 105 öre/kWh.

Kommentarer

I denna 2014 års upplaga av "El från nya och framtida anläggningar" har kostnadsuppskattningar för 14 kommersiella och 3 semikommersiella kraftslag genomförts. För flera av kraftslagen har dessutom olika anläggningsstorlekar utvärderats. Totalt har därmed 28 olika fall behandlats. Urvalet av kraftslag och anläggningsstorlekar har gjorts i samråd med projektets styrgrupp och har till största delen varit de samma som vid tidigare upplagor av "El från nya och framtida anläggningar" år 2000, 2003, 2007 och 2011. De förändringar av anläggningsstorlekar och kraftslag som gjorts har motiverats av teknikutveckling mm.

I denna rapport jämförs kostnader för att producera el i kraftverk med kostnader för att producera el i kraftvärmeverk. För kraftvärmeverken såväl som för kraftverken fördelas hela produktionskostnaden på elproduktionen. För kraftvärmeverken krediteras sedan den producerade fjärrvärmens. Det är viktigt att poängtera att kraftvärmeverkens huvudsakliga syfte är att producera fjärrvärme och att möjlig elproduktion bl.a. beror på hur värmeunderlaget för kraftvärmeverket fördelas över året och om pannan ligger som baslast eller topplast i fjärrvärmesystemet. Hur stor värmekrediteringen är har stor betydelse för elproduktionskostnader för kraftvärmeverken och speciellt då alfavärdet är lågt som t.ex. för: avfallseldade kraftvärmeverk, biobränslekraftvärme med ORC-teknik och mindre bioeldade kraftvärmeverk. För avfallseldade anläggningar har, förutom värmekrediteringen, även mottagningsavgiften en mycket stor betydelse för elproduktionskostnaden som är den lägsta i rapporten. Avfallsanläggningar byggs dock inte för att producera el i första hand utan för att energiåtervinna avfall och producera fjärrvärme.

Slutligen, noggrannheten på de siffror och underlag som presenteras i denna rapport varierar. Främst på grund av att erfarenheter från nyligen genomförda investeringar saknas för vissa kraftslag, exempelvis kärnkraft och kolkondenskraft. Dessutom är det stora skillnader mellan kraftslagen då det gäller möjligheten att generalisera förutsättningarna till en typanläggning, exempelvis vattenkraft där investeringskostnaden kan variera kraftigt beroende av de geografiska förutsättningarna. De beräkningsförutsättningar och resultat som presenteras är i allmänhet angivna som heltal eller med en decimal, oavsett antalet värdesiffror eller vilken noggrannhet som finns i siffran. Detta för att ge en tydlighet och underlätta för läsaren att kunna följa beräkningar.

Summary

Targets and target group

The first version of “Electricity from new plants” was published in 2000. Since then, the report has been updated in 2003, 2007 and 2011. This report is a revision and update of previous reports. The project has been carried out with the following overall targets:

- Provide a comprehensive, relevant and comparable picture of electricity generation costs for commercially³ available technologies with a description and account of the factors affecting the electricity generation costs.
- Provide a description of development trends for both commercially available technologies as well as for a number of technologies that may be commercially viable in a decade.
- Create a web-based calculation application for managing and presenting electricity generation costs as well as for sensitivity analyses with respect to the essential factors and pre-conditions.

The results can be used for planning and preliminary feasibility studies. The results have a wide target group:

- A section of the target group includes professional organisations, interest organisations, politicians and government agencies. The results of the report will be used by these target groups as an authoritative description of the technologies and their electricity generation costs.
- Another target group is the power companies. Through the report and project's calculation application they will be able to make estimates of electricity generation costs in a range of studies.

Delimitations

The project is limited to a number of power sources and plant sizes. The commercial power sources that are covered are condensing power (coal and natural gas based), co-generation (natural gas, biomass and waste-derivatives), nuclear power, wind power, hydroelectric and solar power. The studied semi-commercial electricity generation technologies are gasification (RDF and biomass-based) and a residual heat ORC plant. The future technologies studied are wave energy, CCS technologies with coal and gas condensing, and biomass gasification in a combined cycle.

The electricity generation costs for each plant are calculated based on the specific input data per plant and the general preconditions. For commercially

³ Commercial technology options referred to in this report are plants that can be procured commercially with guarantees.

available technologies, the best possible technical, economic and environmental data that can be considered as representative of today's national and international market has been used. The costs include complete plants with everything from fuel handling systems to emission control systems and include internal infrastructure, internal electrical and heating systems and connection to the electricity and district heating grid at the plant's "gate". Investments outside the plant, for example, infrastructure, electricity and district heating are not included as a rule, except to some extent for wind power. Generally, all project-specific costs in the estimated electricity generation costs have been included.

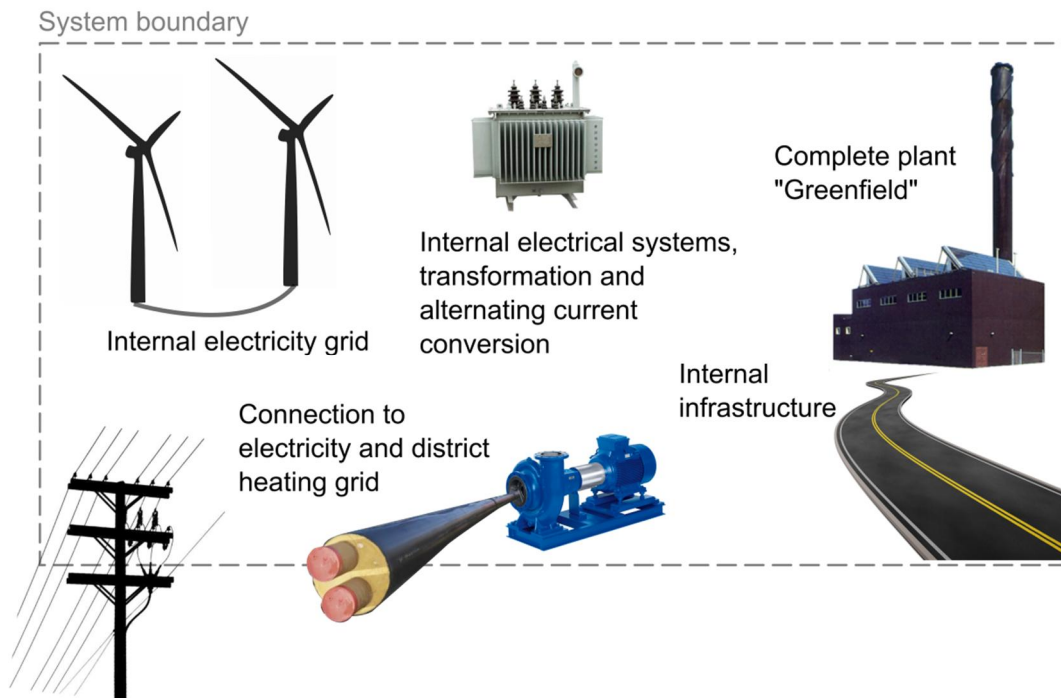


Figure I. Principal figure with system constraints on investment costs.

Additionally, no account has been taken of any political factors, such as delays in projects stemming from political decisions, appeals of environmental judgements or detail planning issues. Obviously this is something that could affect a project's schedule and entail costs as a result. The electricity generation costs presented in this report therefore assume that the project proceeds "normally" under its construction.

Finally, the premise of the project has been that all electricity is generated in compliance with today's electrical systems and the changes that might affect today's electrical systems are marginal (i.e. does not account for long-term changes in installed capacity for different power sources). This includes, among other things, that no account has been taken to the possible costs of installing power that can balance intermittent power sources such as solar and wind power, which could be relevant in a future electricity system where a larger share of electricity is generated using solar and wind power.

Preconditions

The electricity generation costs for each plant are calculated based on the specific input data per plant and the general preconditions.

Fuel prices and taxes

This report is not designed to evaluate governing factors such as trends in policy instruments or the development of fuel prices, but it is today's price levels that have been applied. Fuel prices and calorific values have been taken from various official sources, such as Energy in Sweden 2013 (Energiläget 2013) and the Swedish Energy Agency's price sheet for peat and biomass. Data was also collected from users and fuel suppliers.

The calculations have been conducted based on the tax rate that is applicable under current legislation.

Electricity certificates

The price trend for electricity certificates has a significant impact on new renewable electricity generation. In this process, an average of the last year's price of certificates has been applied.

Investment costs and costs of operation and maintenance

The investment costs consist of all the parts of a complete installation. Investments relating to the construction of the "standard mode", i.e. the specific investment costs do not consider special localisation-related costs. For wind power, however, a "standard investment" in infrastructure and power grids is included. To ensure representative investment levels, the compiled information regarding constructed and projected plants in Sweden and the Nordic countries has been used. This refers primarily to plant types that have been implemented in the Nordic countries: biomass and waste-fired co-generation plants, gas co-generation fired plants and nuclear, wind and solar power plants. Valuable information has also been collected from research reports, national and international professional organisations, international cooperation agencies, annual reports and more. Information has also been collected from suppliers and via the steering committee's contacts in their own companies and in the networks where research is conducted in this field.

Operating and maintenance costs are generally presented as a fixed and a variable component. Operating and maintenance costs are based on standard values taken from the literature data, available statistics and/or calculations made based on plant data. Reconciliations have been made using data from the operation of specific plants and the project's steering committee.

Heat crediting

In a co-generation power plant, where electricity and heat are generated simultaneously, the co-generated and usable heat must be attributed a value when calculating, i.e. all costs of generation in the co-generation plant cannot be attributed to the generation of electricity. This report estimates the cost of electricity generation for co-generation power plants by subtracting the cost of producing district heating from the total generation costs for producing

both electricity and heat. This method of heat crediting is called fixed crediting, which can be applied when, as in this report, it concerns new investment in a district heating system, i.e. if a co-generation plant had not been built, a heating plant would have been built instead.

The cost of producing district heating is calculated based on an alternative investment in a biofuel-fired hot water plant with an equivalent heat output as a co-generation plant, along with the fuel, operating and maintenance costs of a hot water plant. The cost of generating heat varies with the size of the hot water plant leading to different heat crediting for different sizes of plant.

Note that heat crediting as above is a generalisation of reality and the real heat generation costs for the specific case are due to the conditions prevailing in the current district heating grid. Heat crediting has a major impact on electricity generation costs and can be modified in the calculation application for internal analyses.

Financial calculation conditions

Calculation of the electricity generation costs (and, where appropriate, heat) were made with and without taxes, fees and contributions as stated in the annuity method. The actual cost of capital (6%) must be equivalent to a "Weighted Average Cost of Capital" (WACC), which reflects a combination of the real rate of return on the plant owner's equity and interest rates on loans. A construction interest rate of 4% should not be burdened with a profit requirement and risks in the project, but should be assumed to be interest on loans. The plant's economic life (depreciation) is not only dependent on technical quality and maintenance, but also on factors such as technological development, fuel prices, tax effects, environmental costs, etc. However, in this report a reasonable technical lifetime has as far as possible been considered, and this varies from 15 years for smaller plants to 40 years for nuclear and hydroelectric power plants.

Technical specifications

The technical specifications for the technologies included in the report are based on existing plants or plants under construction. Where technologies are represented in Sweden, Swedish plants are used as the base. For technologies that are not being pursued in Sweden, specifications from international plants have been used, for example, for coal condensing, gas combination condensing and new nuclear power plants.

Operating conditions

The annual electricity generation, i.e. the amount of electricity supplied to the grid, is calculated from the plant's electrical output and uptime. This is done regardless of whether the demand for electricity varies throughout the year. This means the condensing power plant can be estimated to run as much as is technically possible. It is important to note that this assumption is not necessarily the one that prevails in reality. In an electrical system, power sources with high variable costs are usually forced to the margins by other generation with low variable costs. This leads, for example, to gas condensing power plants actually running considerably less than what is technically possible.

The generation of solar power is controlled by the prevailing solar conditions where the average normal solar incident radiation for Sweden has been used. Wind turbine power generation is controlled by the wind conditions at the site. Hydroelectric power is used in Sweden as both base and peak power depending on the prevailing conditions, where in the watercourse the power plant is located. An estimate of the number of full load hours for hydroelectric power has been made by dividing Sweden's total electricity generation over a normal year with the total installed capacity.

Co-generation is dependent on local demand for district heating and for the co-generation-based technologies therefore take into account the provision for heat varying over the year.

Co-generation by burning household and industrial waste is, in addition to the district heating source, also dependent on the fact that the waste cannot be stored for a long time in hot weather. This type of co-generation plant often acts as a base load in a district heating system and therefore is expected to have more than the equivalent full load hours of a co-generation plant.

Calculation application

The calculation application, which is available on Elforsk's website <http://www.elforsk.se>, calculates the electricity generation costs for specified plant options according to the annuity method with pre-specified input data. The calculation results are presented in tabular and graphic format and, together with the associated input table, are exported to Excel format. The user specifies which of the plants are to be included in the calculations, and can freely modify the input data for each plant option.

The calculation application has been developed for the individual plant owner or the reader who wants to adapt certain conditions or input data, or is interested in conducting more detailed sensitivity analyses than those presented in the report. Examples of input data that may need to be adapted to suit different conditions are interest rates, which vary with the power source, risk assessments and ownership structure.

Results

The presentation of results has been divided into commercial and semi-commercial technologies. Regarding future technologies, we refer you to the report. The results are presented for cases with a cost of capital of 6 and 10 % respectively, and with and without policy instruments. The influence of the costs of electricity generation from parameters such as cost of capital, depreciation period, investment costs, fuel prices and heat crediting are discussed below and are presented graphically in the report. For more parametric studies we refer you to the web-based calculation application.

Commercial technologies

Figures II and III show the cost of electricity generation for all commercial technologies excluding policy instruments with 6 and 10% cost of capital respectively. Figures IV and V show the cost of electricity generation for the

same power source including policy instruments with 6 and 10% cost of capital respectively. The figures show, among other things, that waste generation, RDF combustion, and wind and hydroelectric power have the lowest electricity generation costs.

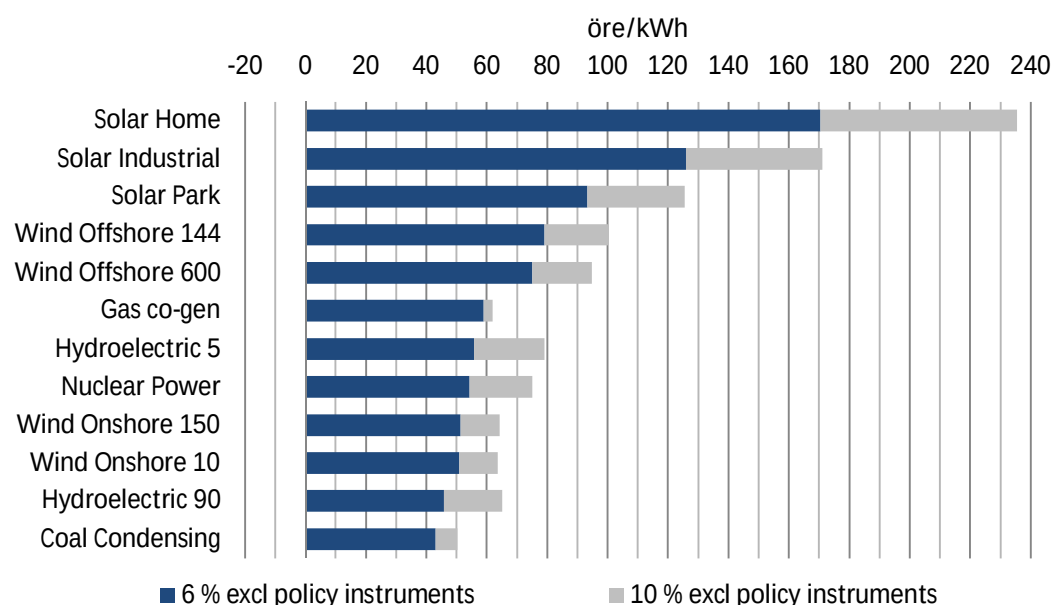


Figure II. The cost of electricity generation for commercial technologies that only generate electricity, excluding policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively.

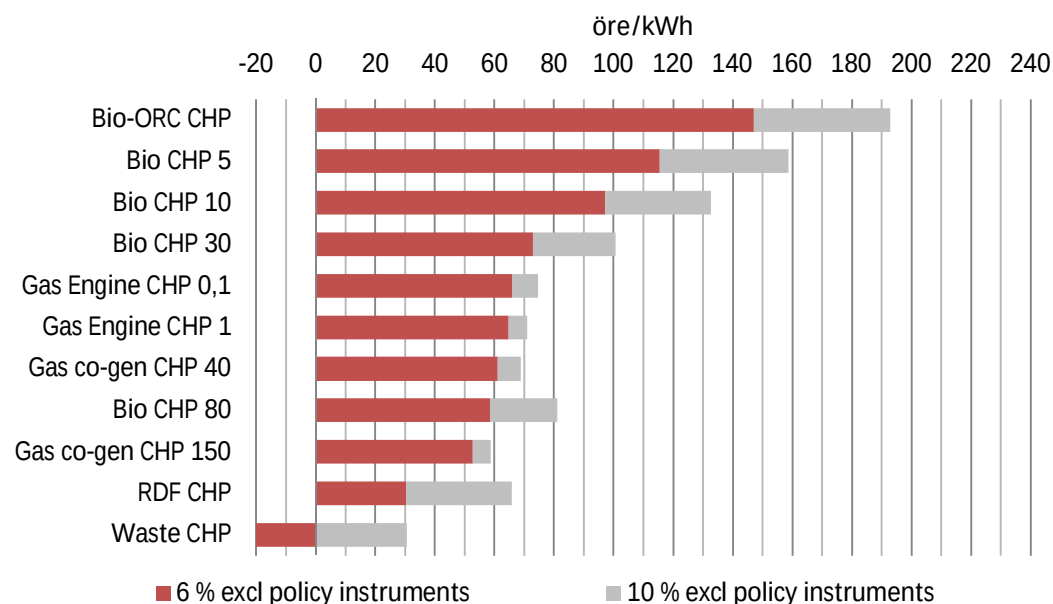


Figure III. The cost of electricity generation for commercial technologies that generate both electricity and heat, excluding policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively.

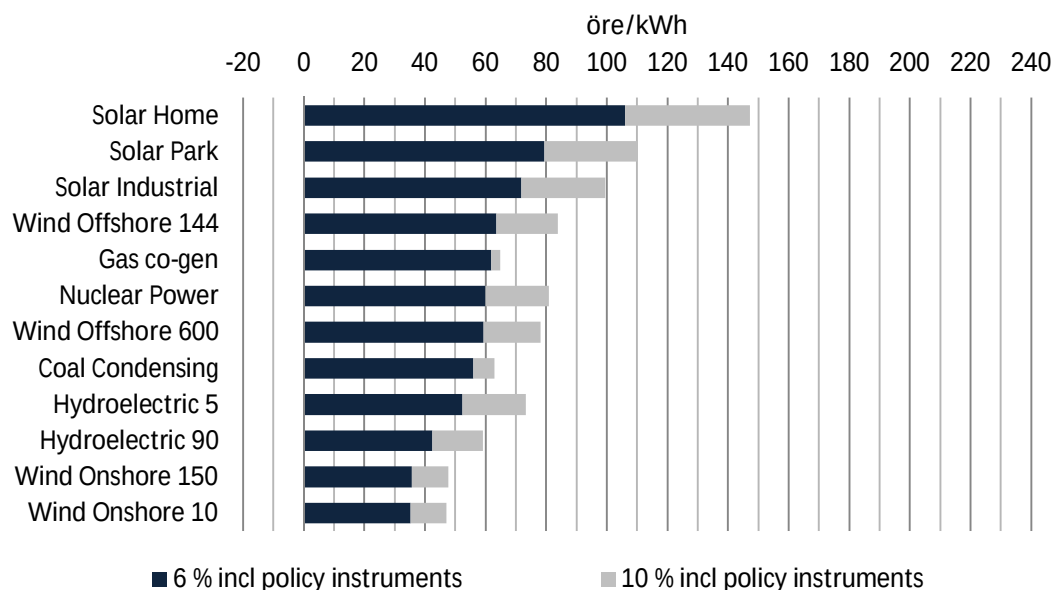


Figure IV. The cost of electricity generation for commercial technologies that only generate electricity, including policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively.

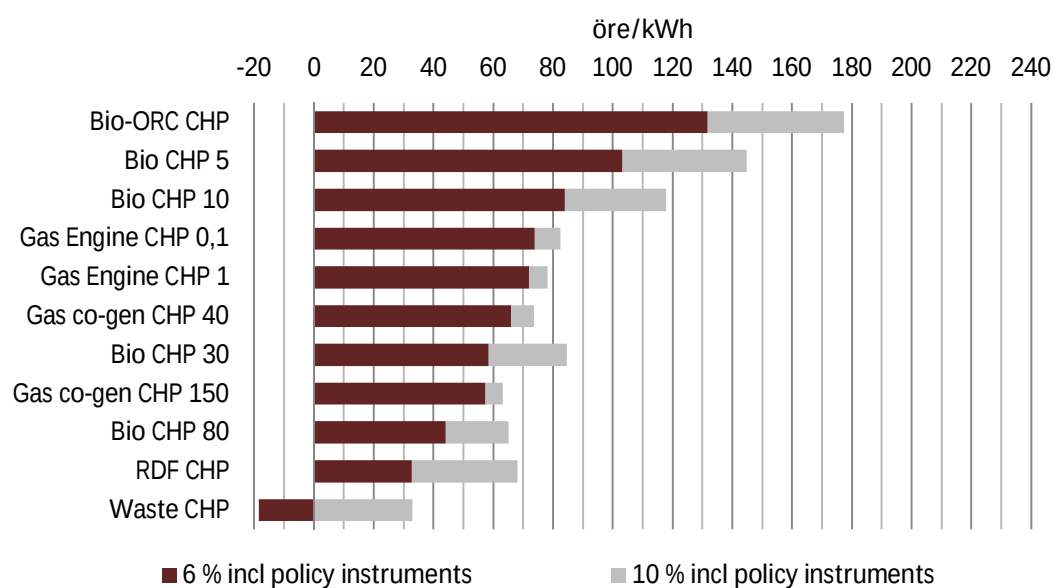


Figure V. The cost of electricity generation for commercial technologies that generate both electricity and heat, including policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively.

The cost of electricity generation is associated with greater uncertainties for certain power sources in the study than others based on the extent of input data available. New nuclear power plants have not been built, for example, in Europe for many years, which means that experiences about costs are few and the cost estimate are therefore more uncertain. In contrast, biomass-fired

co-generation plants have been and are being built continuously and extensively in Sweden over recent years, which has generated a lot of supporting data for cost estimates, which are therefore much more certain. New nuclear and hydroelectric power plants are the power sources with the most uncertain costs for electricity generation.

Economic policy instruments in the form of taxes, fees and electricity certificates affect earnings significantly, which can be compared between Figure II and Figure IV for the power source that only generates electricity, and between Figure III and Figure V for co-generation technologies that generate both electricity and heat. Generally, fossil fuel power sources are penalised while renewable power sources are favoured. Clear examples where policy instruments have a major effect on electricity generation costs are wind power and coal condensing. Note that taxes and fees related to the management of residual waste from nuclear power and waste tax for other technologies (also known as landfill tax) have been included in the O&M costs as detailed in Chapter 3.8, these taxes and fees are also included in those cases where electricity generation costs are presented excluding policy instruments.

Waste-fired co-generation plants have the lowest electricity generation costs of all component technologies in the study. This is mainly because the fuel, both household and industrial waste, does not have a cost but a benefit, while the percentage of heat generated is very high, which generates significant revenue through heat crediting. It is important to note that the waste-fired co-generation plants are primarily being built to generate heat and therefore require a local demand for heating. Without heat crediting, electricity generation costs are very high, above SEK 1.30/kWh, which would mean instead that waste-fired co-generation plants are one of the most expensive types of technology in the study.

Of the technologies that only generate electricity, coal condensing has the lowest electricity generation costs, where the calculation is performed without any economic policy instruments. When policy instruments are added, coal condensing is more expensive and onshore wind power has the lowest electricity generation cost, even before electricity certificates are included. Apart from the waste-based co-generation technologies, onshore based wind power has the lowest electricity generation costs with current policy instruments. However, note that any costs for power regulation have not been addressed in this report.

Biofuel fired co-generation plants show a clear size dependence where the electricity generation costs are lower the larger the plant is. Also here, it is important to point out that biofuel fired co-generation plants are fundamentally dependent on a heat source and that heat crediting is key for the electricity generation cost.

According to Figure IV wind power shows no clear size dependence between different plant sizes. It should be clarified that the cost of wind power is dependent on size for comparisons in one specific place. The reason for this size dependence not being evident in Figure IV is that the electricity generation costs displayed will not have been calculated for the same specific

place but is based on average costs for new wind power plants. Smaller plants are usually built near to the power grid and where the wind conditions are good, whereas larger plants are often further away from the power grid and experience less favourable wind conditions. The various preconditions that plants have mean therefore that size dependence which is evident at the exact same place does not appear. However, the difference between onshore and offshore wind power is significant in the report.

The electricity generation costs of solar photovoltaic power plants have fallen significantly in recent years as a result of increased efficiency and decreasing investment costs for solar panels.

Semi-commercial technologies

The electricity generation costs for semi-commercial technologies are presented in Figure VI and Figure VII.

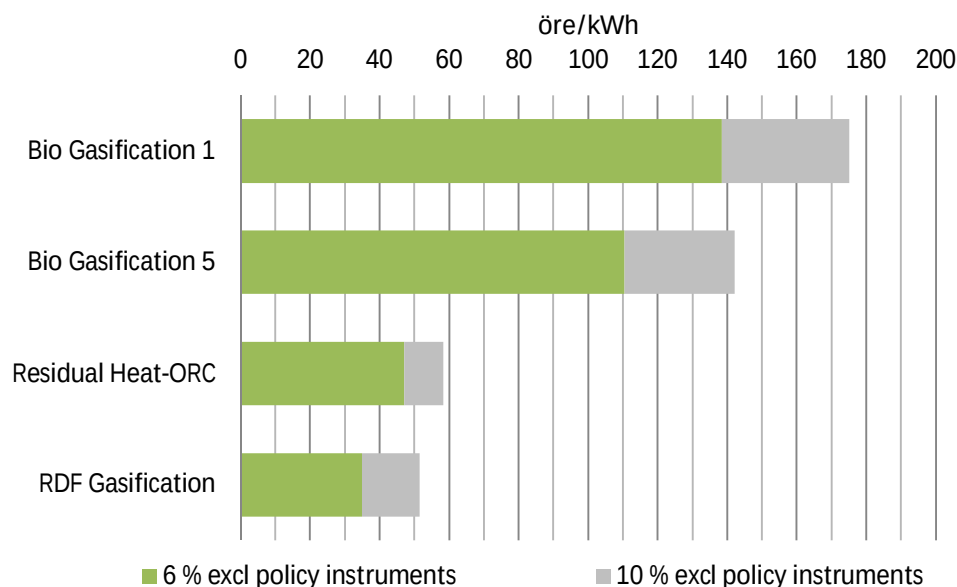


Figure VI. Electricity generation costs for semi-commercial technologies, excluding policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively

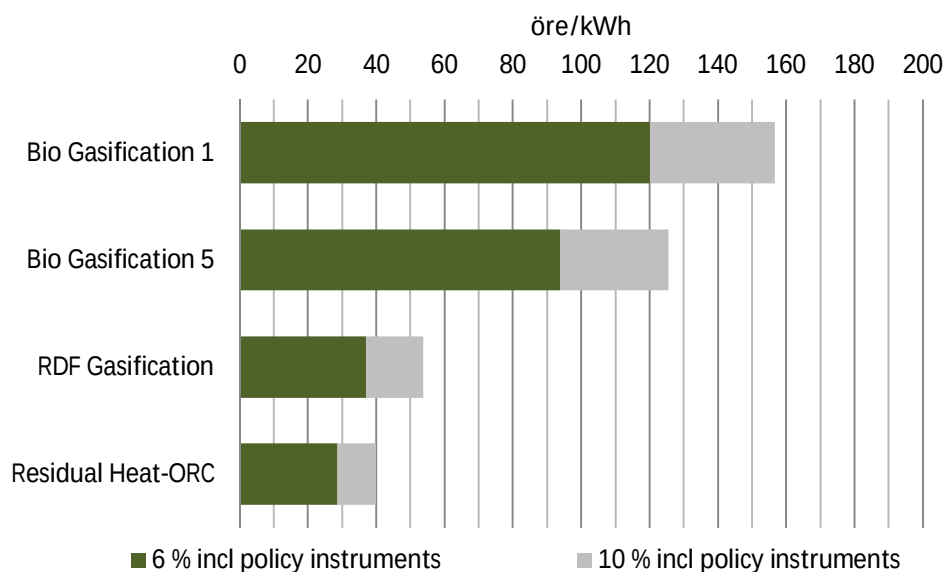


Figure VII. Electricity generation costs for semi-commercial technologies, including policy instruments with 6 and 10 % cost of capital respectively

As defined in this report, semi-commercial ⁴technologies are new, and can probably be purchased with limited warranties. This means that the supporting data for the costs is limited while the calculation assumptions are based on expectations, particularly for uptime and availability.

The electricity certificate is the most important instrument among the semi-commercial power sources that reduce the cost of all of them except for RDF gasification which is not entitled to electricity certificates. Other policy instruments only affect the electricity generation costs marginally.

The electricity generation costs including policy instruments for a waste heat driven ORC plant are some of the lowest in the report, provided that free residual heat with a sufficiently high temperature is available throughout the year and at an availability rate of 95%. The technology is still in its infancy, and experiences from plants in operation provide an availability rate today that is well below 95%, which probably means that the O&M costs are also higher than assumed. The report considers that residual heat has originally come from a renewable fuel which entitles electricity certificates.

The electricity generation costs for biomass gasification with gas engine (BIG ICE) are heavily linked to the size of the plant. The smaller plant of 1 MW has a higher capital cost per installed kW_{el} and an electrical efficiency below 5 MW per plant which leads to almost 50% higher electricity generation costs for the smaller plant than the larger one. Compared to the 5 MW biofuel-fired co-generation power plant, the electricity generation costs are lower due to lower

⁴ Semi-commercial technologies referred to in this report are plants that can be purchased today but with limited warranties.

investment costs and the higher electrical efficiency of the gasification-based plant. The gasification plant works with lower quantities of air and is therefore more compact than a corresponding gasification plant. Despite this, the technology has yet to take hold in Sweden. The reason for this may be the maturity of the technology especially regarding gas purification. With increasing positive experiences from the technology, the economic calculation should improve through a longer depreciation period etc.

RDF gasification has a relatively low investment cost per installed kW compared to other solid-fuel-fired power plants while the electrical efficiency is higher. Along with a low fuel cost, this provides low-cost electricity. However, the technology is in its development stage and the generation cost calculation is based on an availability on par with other waste-fired power plants and Kymijärvi I (>95%). The availability and maintenance cost is therefore somewhat uncertain in this calculation.

All of the semi-commercial technologies except Residual heat-ORC are both electricity and heat producing power sources allowing heat crediting, and therefore the provision of heat has a major impact on electricity generation costs for these technologies.

Sensitivity analysis

The report presents the electricity generation costs' influence from the parameters' cost of capital, depreciation period, investment costs, fuel prices and heat crediting for selected commercial power sources that are significantly affected by each parameter. Below is a summary discussion of these results. You can perform your own sensitivity analyses using the calculation application.

The *cost of capital* which is reasonable for each type of technology varies according to the investment's risk and return requirements of investors. This report has assumed a common cost of capital of 6 and 10%. Technologies that are associated with high investment costs and high risks probably require a higher cost of capital for an investor to make an investment, such as nuclear power for example. For small-scale technologies such as the "solar house" option, a lower cost of capital can probably be applied. The solar photovoltaic type of technology is among the capital-intensive technologies that are most affected by the cost of capital, the cost of electricity generation varies between SEK 0.64 and SEK 1.28/kWh for a cost of capital of 2 and 10% respectively. Onshore wind is least affected by the cost of capital among the capital-intensive technologies where the electricity generation costs vary between SEK 0.40 and SEK 0.65/kWh for a cost of capital of 2 and 10% respectively. For other capital-intensive technologies, the electricity generation costs will increase by about SEK 0.20/kWh when the cost of capital is increased from 6 to 10%.

The electricity generation costs increase exponentially with decreasing *depreciation*, for the capital-intensive power sources in the study there is a clear increase for depreciation periods above 15 years. However, the influence of the depreciation period on the electricity generation costs reduces through an increased depreciation period and for depreciation periods between 25 and

40 years this gives a reduction in the electricity generation costs of about SEK 0.07/kWh for the studied power sources except for solar power which decreases by about SEK 0.13/kWh. The electricity generation costs for onshore wind power, which in the study are calculated using a depreciation period of 20 years, should, according to some in the industry be calculated today using a depreciation period of 25 years with the latest technological and economic developments. However, in this study, the electricity generation costs differ by less than SEK 0.04/kWh between 20 and 25 years in depreciation period, and only just over SEK 0.02/kWh between 25 and 30 years in depreciation period. Increased depreciation periods over 20 years, do not have a lot of effect on the ultimate cost of electricity generation.

Some *investment costs* in the report are associated with major uncertainties, such as for current nuclear and hydroelectric plants. Solar power and offshore wind is most affected by changes to the cost of investment. If the investment cost changes by 20%, the electricity generation costs will change by SEK 0.17 and SEK 0.12/kWh respectively. Other capital-intensive forms of power are affected about the same, if the investment cost changes by 20%, the electricity generation costs change by about SEK 0.08/kWh. The higher the proportion of capital costs, the greater the impact.

For the power sources that are fuel-based, the *fuel prices* have a major impact on the electricity generation cost. Coal condensing is the least affected of those studied, if the coal prices change by 20%, the electricity generation costs change by about SEK 0.04/kWh. Natural gas-fired gas engine and waste-fired co-generation plants are affected most among the studied power sources; a change in the natural gas price of 20% changes the electricity generation costs by gas engine by SEK 0.16/kWh, if the price of waste changes by 20% the electricity generation costs change by less than SEK 0.14/kWh.

In a co-generation power plant, where electricity and heat are generated simultaneously, the co-generated and usable heat must be attributed a value when calculating, i.e. all the costs of generation in the co-generation power plant cannot be attributed to the generation of electricity. This report estimates the cost of electricity generation for co-generation power plants by subtracting the cost of producing district heating from the total generation costs for producing both electricity and heat. *Heat Crediting* affects the electricity generation costs for co-generation significantly, especially for technologies with low electrical efficiency such as Bio-ORC and waste-fired co-generation. If heat crediting increases by 20% this reduces the resulting electricity generation costs of Bio-ORC by about SEK 0.42/kWh, from SEK 1.47 to SEK 1.05/kWh.

Comments

In this 2014 edition of "Electricity from new and future plants" cost estimates for the 14 commercial and 3 semi-commercial power sources have been conducted. For several of the power sources, different plant sizes have been evaluated. In total, 28 different cases have been handled. The selection of power sources and plant sizes has been made in consultation with the

project's steering committee and has been principally the same as in previous editions of "Electricity from new and future plants" in 2000, 2003, 2007 and 2011. The changes to plant sizes and power sources that have been made have been justified by technological development etc.

This report compares the cost of generating electricity in power plants with the cost of generating electricity in co-generation plants. For co-generation plants as well as power plants, the entire cost of generation has been allocated to electricity. The district heat generated is then credited for co-generation plants. It is crucial to point out that the main purpose of the co-generation plant is to generate district heating and that possible electricity generation depends on how the heat source for the co-generation plant is spread over the year and if the boiler is the base load or peak load in the district heating system. The size of heat crediting has a great significant for electricity generation costs for co-generation plants, and especially when the alpha value is low, such as for: waste-fired co-generation plants, biomass co-generation with ORC technology and smaller bio-fuelled co-generation plants. For waste-fired plants, in addition to heat crediting, the reception charge also has a great importance on the power generation costs which are the lowest in the report. However, waste plants are not being built to generate electricity in the first hand, but to recover energy from waste and to produce district heating.

Finally, the accuracy of the figures and data presented in this report varies. This is mainly because the experiences from recent investments is unavailable for certain technologies, such as nuclear power and coal condensing power. In addition, there are large differences between the power sources when it comes to the possibility of generalising the preconditions for a typical plant, such as hydroelectric power where the investment cost may vary greatly depending on the geographical conditions. The calculation conditions and results presented are generally specified as integers or with a decimal point, regardless of the number of significant digits or the accuracy contained in the figure. This is to provide clarity and make it easier for the reader to follow the calculations.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Mål och målgrupp för projektet	3
1.3	Avgränsningar	4
1.4	Förkortningar	4
2	Elmarknaden – en översikt	7
3	Metodik och generella förutsättningar	9
3.1	Allmänt	9
3.2	Bränslen	10
3.3	Investeringskostnader	12
3.4	Drift och underhåll (DoU)	14
3.4.1	Askhantering	15
3.5	Tekniska specifikationer	16
3.6	Driftförutsättningar	16
3.6.1	Sol-, vind- och vattenkraft	17
3.6.2	Kraftvärmeproduktion	18
3.7	Värmekreditering	18
3.7.1	Fast värmekreditering	19
3.7.2	Rörlig värmekreditering	20
3.8	Skatter och avgifter	20
3.8.1	Energi- och koldioxidskatt	20
3.8.2	Skatt på hjälpkraft	21
3.8.3	Skatt relaterad till kärnkraftverk	22
3.8.4	Fastighetsskatt	22
3.8.5	Svavelskatt	24
3.8.6	Kväveoxidavgift (NO _x -avgift)	24
3.8.7	Utsläppsrätter	24
3.8.8	Avfallsskatt	25
3.9	Elcertifikat	26
3.9.1	Elcertifikat i beräkningarna	27
3.10	Elnätsrelaterade kostnader	27
3.10.1	Reducerad avgift för anläggningar under 1,5 MW	29
3.11	Reglerbehov och systemeffekter	29
3.12	Ekonomiska kalkylförutsättningar	29
3.12.1	Kalkyl- och byggränta	30
3.12.2	Ekonomisk livslängd	30
3.12.3	Valutor	31
4	Elproduktionstekniker och produktionskostnader	32
4.1	Kolkondenskraft	34
4.1.1	Teknikbeskrivning	34
4.1.2	Utvecklingstrender	35
4.1.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	35
4.1.4	Kostnader	36
4.1.5	Resultat	38
4.2	Gasturbin	40
4.2.1	Teknikbeskrivning	40
4.2.2	Utvecklingstrender	42
4.2.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	42
4.2.4	Kostnader	43
4.2.5	Resultat	45
4.3	Gaskombikondenskraft	48

4.3.1	Teknikbeskrivning.....	48
4.3.2	Utvecklingstrender.....	49
4.3.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	50
4.3.4	Kostnader	51
4.3.5	Resultat	52
4.4	Kärnkraft	55
4.4.1	Teknikbeskrivning.....	55
4.4.2	Utvecklingstrender.....	56
4.4.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	57
4.4.4	Kostnader	58
4.4.5	Resultat	61
4.5	Gaskombikraftvärme.....	64
4.5.1	Teknikbeskrivning.....	64
4.5.2	Utvecklingstrender.....	65
4.5.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	65
4.5.4	Kostnader	66
4.5.5	Resultat	68
4.6	Biobränslekraftvärme, ångcykel	71
4.6.1	Teknikbeskrivning.....	71
4.6.2	Utvecklingstrender.....	76
4.6.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	76
4.6.4	Kostnader	77
4.6.5	Resultat	79
4.7	Avfallskraftvärme	82
4.7.1	Teknikbeskrivning.....	82
4.7.2	Utvecklingstrender.....	85
4.7.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	85
4.7.4	Kostnader	86
4.7.5	Resultat	88
4.8	RDF-kraftvärme.....	91
4.8.1	Teknikbeskrivning.....	91
4.8.2	Utvecklingstrender.....	92
4.8.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	93
4.8.4	Kostnader	93
4.8.5	Resultat	95
4.9	Gasmotor	98
4.9.1	Teknikbeskrivning.....	98
4.9.2	Utvecklingstrender.....	99
4.9.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	99
4.9.4	Kostnader	100
4.9.5	Resultat	102
4.10	Biobränsleeldat kraftvärmeverk med organisk Rankine-cykel (Bio-ORC).....	105
4.10.1	Teknikbeskrivning.....	105
4.10.2	Utvecklingstrender.....	106
4.10.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	106
4.10.4	Kostnader	107
4.10.5	Resultat	108
4.11	Vindkraft.....	111
4.11.1	Teknikbeskrivning.....	111
4.11.2	Utvecklingstrender.....	111
4.11.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	115
4.11.4	Kostnader	116
4.11.5	Resultat	119
4.12	Vattenkraft	122
4.12.1	Teknikbeskrivning.....	122
4.12.2	Utvecklingstrender.....	122
4.12.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar.....	123

4.12.4	Kostnader	123
4.12.5	Resultat	126
4.13	Solceller	129
4.13.1	Teknikbeskrivning	129
4.13.2	Utvecklingstrender	131
4.13.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	136
4.13.4	Kostnader	136
4.13.5	Resultat	138
4.14	Restvärme-ORC – Semikommersiell	141
4.14.1	Teknikbeskrivning	141
4.14.2	Utvecklingstrender	142
4.14.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	142
4.14.4	Kostnader	143
4.14.5	Resultat	144
4.15	RDF-förgasning gaspanna – Semikommersiell	147
4.15.1	Teknikbeskrivning	148
4.15.2	Utvecklingstrender	149
4.15.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	149
4.15.4	Kostnader	150
4.15.5	Resultat	151
4.16	Biobränsleförgasning gasmotor – Semikommersiell	154
4.16.1	Teknikbeskrivning	154
4.16.2	Utvecklingstrender	155
4.16.3	Teknikspecifika beräkningsförutsättningar	155
4.16.4	Kostnader	156
4.16.5	Resultat	157
4.17	Kolkondens med CCS – Framtida teknik	160
4.17.1	Teknikbeskrivning	160
4.17.2	Utvecklingstrender	161
4.17.3	Uppskattade kostnader	161
4.18	Gaskombikondens med CCS – Framtida teknik	162
4.18.1	Teknikbeskrivning	162
4.18.2	Utvecklingstrender	162
4.18.3	Uppskattade kostnader	162
4.19	Biobränsleförgasning kombicykel – Framtida teknik	163
4.19.1	Teknikbeskrivning	163
4.19.2	Utvecklingstrender	164
4.19.3	Uppskattade kostnader	165
4.20	Vågkraft – Framtida teknik	166
4.20.1	Teknikbeskrivning	166
4.20.2	Utvecklingstrender	167
4.20.3	Uppskattade kostnader	167
5	Resultat	169
5.1	Kommersiella tekniker	169
5.2	Semikommersiella tekniker	175
5.3	Känslighetsanalyser	178
5.3.1	Kalkylränta	178
5.3.2	Avskrivningstid	179
5.3.3	Investeringskostnad	180
5.3.4	Bränslepris	181
5.3.5	Värmekreditering	182
5.3.6	Sammanfattning av känslighetsanalyserna	183
6	Webbaserad beräkningsapplikation	184
6.1	Allmänt	184
6.2	Användning av beräkningsapplikationen	184

6.3	Förklaring av beräkningsapplikationen.....	185
6.3.1	Ingående parametrar	185
6.3.2	Presentation av resultat	186
6.4	Förenklingar i beräkningsapplikationen	186
6.4.1	Förklaring av eleffekt.....	186
6.4.2	Värmeeffekt inkl. rökgaskondensering (RGK).....	187
6.4.3	Elverkningsgrad för kraftvärme	187
6.4.4	Bränslekostnad för kärnkraft.....	187
6.4.5	Ränta under byggtid.....	187
6.4.6	Elcertifikat.....	188
7	Kommentarer	189
8	Litteraturförteckning	191

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Den första versionen av "El från nya anläggningar" utkom år 2000. Sedan dess har rapporten uppdaterats 2003, 2007 och 2011. Föreliggande rapport utgör en omarbetning och uppdatering av El från nya anläggningar från 2011 [1] och tidigare rapporter. Projektet har utförts med följande övergripande mål:

- Ge en övergripande aktuell och jämförbar bild av nuläget när det gäller elproduktionskostnader för kommersiellt⁵ tillgängliga tekniker med en beskrivning och redovisning av de faktorer som påverkar elproduktionskostnaderna.
- Utgöra en beskrivning över utvecklingstrenderna för såväl kommersiellt tillgängliga tekniker som för ett antal tekniker som kan bli kommersiella inom en tioårsperiod.
- Skapa en webbaserad beräkningsapplikation för hantering och presentation av elproduktionskostnader samt för känslighetsanalyser 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.

⁵ Med kommersiella teknikalternativ avses i denna rapport anläggningar som kan upphandlas kommersiellt med garantier.

Tabell 1-1. Studerade kommersiella teknikalternativ.

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Kondenskraft			
Kolkondens	Kol	800	740
Gasturbin	Naturgas	151	150
Gaskombikondens	Naturgas	431	420
Kärnkraft	Kärnbränsle	1 720	1 600
Kraftvärme			
Gaskombikraftvärme	Naturgas	41	40
Gaskombikraftvärme	Naturgas	154	150
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	5,8	5
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	11	10
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	33	30
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	88	80
Avfallskraftvärme	Osorterat hushåll- och industriavfall	23	20
RDF-kraftvärme	Sorterat och förbehandlat avfall	23	20
Gasmotor	Naturgas	0,1	0,1
Gasmotor	Naturgas	1	1
Bio-ORC	Biobränsle	2,5	2
Sol, vind, vatten			
Vindkraft, land	-	10 (5x2)	-
Vindkraft, land	-	150 (50x3)	-
Vindkraft, hav	-	144 (40x3,6)	-
Vindkraft, hav	-	600 (100x6)	-
Vattenkraft	-	5	-
Vattenkraft	-	90	-
Solceller (villatak)	-	0,005	-
Solceller (industritak)	-	0,05	-
Solceller (park)	-	1	-

För ovan nämnda teknikalternativ har elproduktionskostnader beräknats, 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 använda beräkningsapplikationen som tagits fram i projektet, beskriven i kapitel 6. Beräkningsapplikationen beräknar och presenterar

elproduktionskostnader samt ger möjlighet att göra känslighetsanalyser med avseende på väsentliga faktorer och förutsättningar.

För semikommersiella tekniker (se Tabell 1-2), dvs. tekniker som kan köpas idag men med begränsade garantier har elproduktionskostnader beräknats på ett liknande sätt som för kommersiella tekniker. För framtida tekniker (se Tabell 1-3) redovisas utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda.

Tabell 1-2. Studerade semikommersiella tekniker

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Restvärme-ORC	Restvärme	0,8	0,5
RDF-Förgasning - gaspanna	RDF	56	50
Biobränsleförgasning - gasmotor	Skogsflis	1,1	1
Biobränsleförgasning - gasmotor	Skogsflis	5,8	5

Tabell 1-3. Studerade framtida ⁶tekniker

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Biobränsleförgasning - kombicycle	Skogsflis	66	61
Kolkondens med CCS	Kol	800	600
Gaskombikondens med CCS	Naturgas	431	360
Vågkraft	-	10	-

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

1.2 Mål och målgrupp för projektet

Det övergripande målet är att få aktuella och jämförbara elproduktionskostnader för såväl kommersiellt tillgängliga beprövade tekniker som nya mindre beprövade tekniker.

Resultaten ska kunna användas för planering och inledande förstudier. Resultaten har en bred målgrupp:

⁶ Med framtida teknikalternativ avses i denna rapport anläggningar som kan förväntas bli kommersiella inom en tioårsperiod.

- En del av målgruppen är branschorganisationer, intresseorganisationer, politiker, myndigheter. Resultaten i rapporten ska kunna användas av dessa målgrupper som en vederhäftig beskrivning av tekniker och dess elproduktionskostnader.
- En annan målgrupp är kraftföretag. Genom rapporten och projektets beräkningsapplikation ska de kunna göra bedömningar av elproduktionskostnad i olika förstudier.

1.3 Avgränsningar

Projektet avgränsas till de ovan nämnda teknikslagen och anläggningsstorlekar. Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från specifika indata per anläggning samt med generella förutsättningar. Kostnaderna omfattar kompletta anläggningar med allt från bränslehanteringssystem till avgasreningsanläggningar och inkluderar intern infrastruktur, interna el- och värmesystem samt anslutning till el- och fjärrvärmenät vid anläggningens "grind". Investeringar utanför anläggningen i exempelvis infrastruktur, el- och fjärrvärmenät inkluderas i regel inte, förutom till viss del för vindkraft. Mer om vad som ingår i elproduktionskostnaden redovisas i kapitel 3 samt för respektive kraftslag i kapitel 4.

Vidare har ingen hänsyn tagits till eventuella politiska faktorer, exempelvis förseningar av projekt pga politiska beslut, överklaganden av miljödomar eller detaljplaneärenden. Detta är givetvis sådant som kan påverka ett projekts tidplan och därmed innebära kostnader. De elproduktionskostnader som redovisas i denna rapport förutsätter dock att projektet förlöper "normalt" under byggnation.

Slutligen har förutsättningen i projektet varit att all elproduktion sker enligt dagens elsystem och de förändringar som kan påverka dagens elsystem är på marginalen (dvs tar inte hänsyn till förändringar på lång sikt i installerad effekt för olika kraftslag). Detta innebär bla att ingen hänsyn har tagits till eventuella kostnader för att installera effekt som kan balansera intermittenta kraftslag som sol- och vindkraft. Vilket skulle kunna bli aktuellt i ett framtida elsystem där en större andel av elproduktionen skedde med sol- och vindkraft.

1.4 Förkortningar

Följande förkortningar har använts i rapporten:

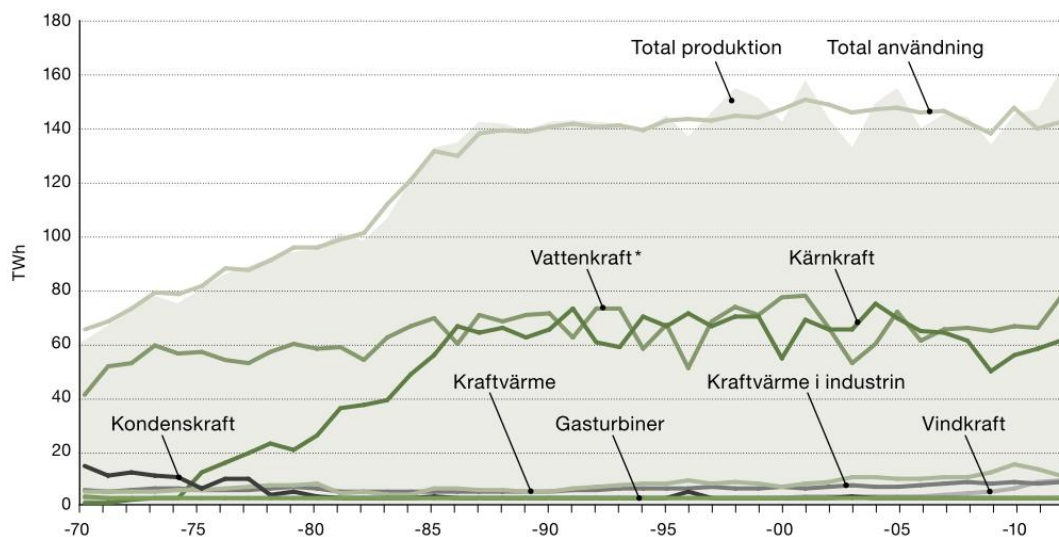
AC/DC	= växelström/ likström
α -värde	= förhållandet mellan el och värmeproduktion
BFB	= Bubbling Fluidized Bed (Bubblande fluidiserad bäddpanna)

BIG-CC	= Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (förgasning av biomassa, gas används för kombikraftverk med gasturbin och ångturbin)
BIG-ICE	= Biomass Integrated Gasification Internal Combustion Engine (förgasning av biomassa, gas används för gasmotor)
BLFV	= Blandningsförvärmare (kraftvärme)
CC	= Combined cycle (gaskombikraftverk med gas- och ångturbin)
CCF	= Common Cause Failures (kärnkraft)
CCS	= Carbon Capture and Storage (koldioxidavskiljning med transport och lagring)
CFB	= Circulating Fluidized Bed (cirkulerande fluidiserad bäddpanna)
DECC	= Department of Energy and Climate Change
DoU	= Drifts- och underhållskostnad
EDF	= Electricité de France
EIA	= U.S. Energy Information Administration
EPC	= Engineering Procurement and Construction
EPR	= European Pressurized Reactor
EU ETS	= EU:s system för handel med utsläppsrätter
FGD	= Flue-gas desulfurization (svavelrening kolkondens)
FOAK	= First-of-a-kind
GWEC	= Global Wind Energy Council
HVC	= Hetvattencentral
HTFV	= Högtrycksförvärmare (kraftvärme)
ICE	= Internal Combustion Engine (förbränningsmotor)
IEA	= International Energy Agency
IP-tal	= Investerings/produktionstal (vindkraft)
IRENA	= International Renewable Energy Agency
KVV	= Kraftvärmeverk
LCOE	= Levelized cost of energy
LHV	= Lower heating value
LTFV	= Lågtrycksförvärmare (kraftvärme)
MV	= Matarvattentank (kraftvärme)
NVE	= Norges Vassdrags- og Energidirektorat

ORC	= Organic Rankine Cycle (kraftprocess med organiskt arbetsmedium)
PV	= Photovoltaics (solcell)
RDF	= Refuse derived fuel (bränsle baserat på sorterade avfallsfraktioner)
RGK	= Rök-gaskondensering
RT	= Returträ (sorterat träavfall)
SC	= Single cycle (endast gasturbin)
SCR	= Selective Catalytic Reduction (NO _x reningsteknik)
SNCR	= Selective Non Catalytic Reduction (NO _x reningsteknik)
SRF	= Solid Recovered Fuel (utsorterat avfallsbränsle)
STC	= Standard Testing Conditions (solceller)
USC	= Ultra supercritical (kolkondens)
VDS	= Vestas De-icing System (vindkraft)
WACC	= Weighted Average Cost of Capital
WEC	= World Energy Council
WNA	= World Nuclear Association

2 Elmarknaden – en översikt

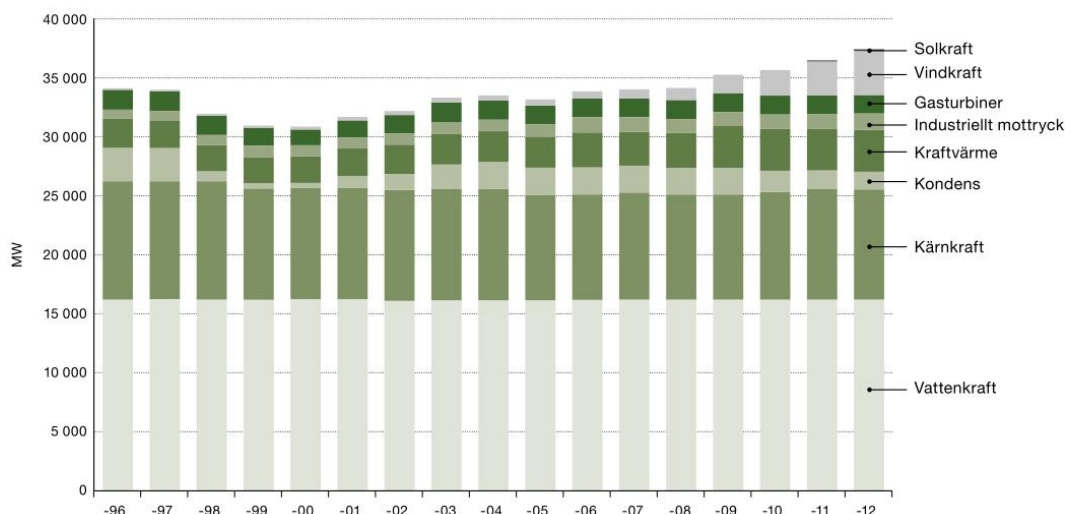
Den totala elproduktionen uppgick i Sverige till hela 162 TWh under 2012⁷, vilket är den högsta elproduktionen någonsin under ett år, se Figur 2-1. Under 2012 bestod elproduktionen av 48 procent vattenkraft, 38 procent kärnkraft och 4 procent vindkraft. Resterande 10 procent var förbränningsbaserad produktion som sker främst i kraftvärmeverk och inom industri. Den största delen insatt bränsle för elproduktion i kraftvärmeverk är biobränslen som står för 73 procent. Resterande bränslen är naturgas, kol och olja. I början av 1970-talet bestod elproduktionen av 69 procent vattenkraft och 20 procent oljekondenskraft, dock var den totala elproduktionen betydligt lägre då än vad den är idag.



Figur 2-1. Sveriges elproduktion per kraftslag och total elanvändning 1970-2012, TWh. Referens: Energiläget 2013 [2].

I december 2012 var den totala installerade elproduktionskapaciteten 37 353 MW, se Figur 2-2. Vattenkraft stod för 43 procent, kärnkraft 25 procent och vindkraft 10 procent. Övrig värmekraft för 22 procent. Efter avregleringen av den svenska elmarknaden under 1996, minskade den installerade elproduktionskapaciteten markant. Det var framför allt dyr kondenskraft som inte längre var lönsam. Efter år 2000 ökade kapaciteten igen och är nu större än före avregleringen. Vindkraften står för den största delen av den ökade installerade kapaciteten. Kapaciteten ökar också med kraftvärmeverk, inom industri och genom effekthöjningar i kärnkraftverken.

⁷ Sammanställd statistik för 2013 fanns ännu inte tillgänglig vid framtagandet av denna rapport.



Figur 2-2. Installerad elproduktionskapacitet i Sverige per kraftslag 1996-2012, MW. Referens: Energiläget 2013 [2].

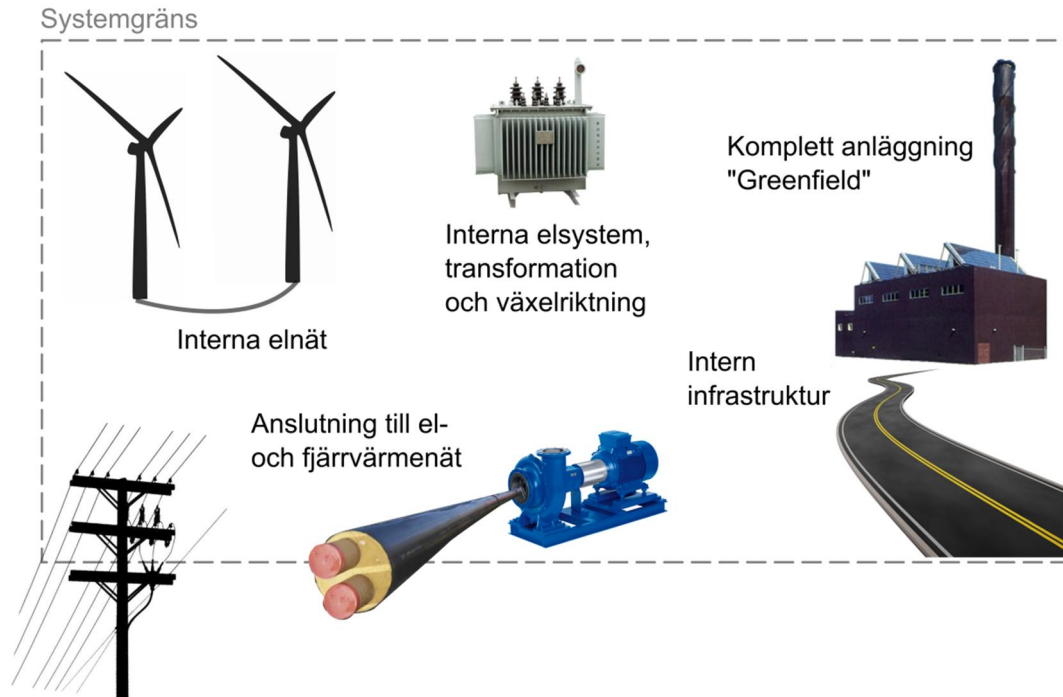
Det måste hela tiden vara balans mellan produktion och användning av el i det nationella elsystemet. Svenska kraftnät ansvarar för att upprätthålla den balansen. Förutom att bevara balansen måste också kraftnätet anpassas till nya energikällor som varierar över tiden som exempelvis vindkraft. Varierande kraft ställer nya krav på flexibilitet och balansregleringar. Vattenkraft är en utmärkt källa för att reglera variationer och därmed bevara balansen i elnätet. Ur ett nationellt perspektiv har Sverige mycket goda förutsättningar att med vattenkraft balansera effektvariationer som kan uppstå vid användning av sol- och vindkraft. I och med ökande överföringskapacitet till övriga Europa finns det dock ökat önskemål från t.ex. Danmark och Tyskland att använda svensk (och även norsk) vattenkraft som reglerkraft. Vidare är det viktigt att påpeka att de olika kraftslagen har olika begränsningar både avseende installerad effekt och produktion. Exempelvis begränsas den installerade effekten för de kraftvärmebaserade teknikerna av efterfrågan av fjärrvärme, samt elproduktionen från exempelvis sol- och vindkraft begränsas av väderförhållanden.

3 Metodik och generella förutsättningar

3.1 Allmänt

Beräkning av elproduktionskostnad för respektive anläggning är gjord utgående från specifika indata per anläggning samt med generella förutsättningar beskrivna i detta och i nästa kapitel. Beräkningarna är utförda med hjälp av en för uppdraget framtagna beräkningsmodell och finns i form av en webbaserad beräkningsapplikation på Elforsk hemsida (<http://www.elforsk.se>) där egna jämförelser kan göras. Beräkningsapplikationen är också utförligt beskriven i kapitel 6. Anläggningsspecifika uppgifter som investeringar, DoU (drift och underhåll) och relevanta tekniska data redovisas i kapitel 4.

De systemgränser för investeringskostnaderna som tillämpas framgår översiktligt av Figur 3-1. Kostnaderna omfattar kompletta anläggningar med allt från bränslehanteringssystem till avgasreningsanläggningar och inkluderar intern infrastruktur, interna el- och värmesystem samt anslutning till el- och fjärrvärmenät vid anläggningens "grind". Investeringar utanför anläggningen i exempelvis infrastruktur, el- och fjärrvärmenät inkluderas i regel inte, förutom till viss del för vindkraft. Mer om vad som ingår i elproduktionskostnaden redovisas i efterföljande kapitel i kapitel 3 samt för respektive kraftslag i kapitel 4.



Figur 3-1. Principfigur med systemgräns för investeringskostnad.

Generellt ingår alla projektspecifika kostnader i den beräknade elproduktionskostnaden. I efterföljande delkapitel i kapitel 3 behandlas tekniska och ekonomiska aspekter kring bränslen, investeringar, drift- och underhåll, tekniska specifikationer, driftsförutsättningar, värmekreditering, skatter och avgifter, elnät, elcertifikat samt ekonomiska kalkylförutsättningar. I kapitel 4 följer mer detaljerade förutsättningar för respektive kraftslag.

3.2 Bränslen

För beräkning av den elproduktionskostnad som presenteras i denna rapport har bränslepriser och värmevärden hämtats från olika officiella källor som exempelvis Energiläget 2013 [2], Energimyndighetens prisblad för torv och biobränslen för 2013 [3] och Energimyndighetens Energimarknadsrapport olja, gas, kol [4]. En internationell utblick om handlade priser kan bl.a. fås via energinet.dk [5]. Uppgifter har också hämtats från användare och bränsleleverantörer och en avstämning har gjorts mot nivåerna i Elforskrapport 2011:26 [1]. De värmevärden som anges i rapporten är lägre värmevärde vid fuktigt bränsle. Priserna har uppskattats gälla fritt anläggning exklusive skatter och moms enligt Tabell 3-1.

Tabell 3-1. Värmevärden och bränslepriser 2014

Bränsle	Värmevärde	Enhet	Pris	Enhet
Biobränsle (skogsrester)	2,6	MWh/ton	200	kr/MWh*
Biobränsle (pellets)	4,7	MWh/ton	300	kr/MWh*
Avfall	3,1	MWh/ton	-130	kr/MWh*
Kol	7,6	MWh/ton	90	kr/MWh*
Naturgas $\leq 1 \text{ MW}_{\text{br}}$	38,9	MJ/Nm ³	340	kr/MWh*
Naturgas $\leq 5 \text{ MW}_{\text{br}}$	38,9	MJ/Nm ³	320	kr/MWh*
Naturgas $\leq 150 \text{ MW}_{\text{br}}$	38,9	MJ/Nm ³	290	kr/MWh*
Naturgas $> 150 \text{ MW}_{\text{br}}$	38,9	MJ/Nm ³	280	kr/MWh*
RDF	4,2	MWh/ton	25	kr/MWh*
Kärnbränsle	-	-	43	kr/MWh _{el,netto}
Restvärme	-	-	0	kr/MWh

* Värmevärdet är angivet som lägre värmevärde dvs. LHV.

Biobränslepriserna för skogsrester (grot) och pellets har baserats på Energimyndighetens statistik "Trädbränsle- och torvpriser" från 2013 [3] och uppskattas till 200 kr/MWh_{bränsle} respektive 300 kr/MWh_{bränsle}.

Avfallspriset på -130 kr/MWh_{bränsle} motsvarar en mottagningsavgift på 400 kr/ton brutto. Mottagningsavgiften varierar för varje kommun och är mellan 300 kr/ton till över 450 kr/ton [6]. Avsikten är att detta värde ska representera ett genomsnitt över landet, vilket innebär att den också kan anses inkludera en genomsnittlig insamlingskostnad då denna, beroende på organisation och praxis, kan vara inbakad i avgiften. Med bruttobelopp ska förstås att avgiften representerar taxan för totalt invägt avfall utan avdrag för kostnader för bortsortering, hantering och deponering av olämpliga fraktioner. Sådana kostnader innefattas i den rörliga drift- och underhållskostnaden för avfallsförbränning.

Kolpriset på 90 kr/MWh_{bränsle} baseras på ca 80 EUR/ton, ett snittpris för perioden maj 2013 till april 2014, där priset har varierat mellan 74 EUR/ton och 88 EUR/ton enligt Energimyndighetens Energimarknadsrapport olja, gas, kol [4].

Naturgaspriserna baseras på spotpriser under 2013 angivna av Dong Energy [7]. Spotpriset har varit relativt stabilt under 2013 runt 26 EUR/MWh för att därefter visa en sjunkande trend från början på 2014 till ca 20 EUR/MWh (april 2014). För kostnadsberäkningarna i denna rapport har genomsnittligt pris för 2013 använts.

Till spotpriset i Danmark tillkommer en överföringsavgift vid Dragør [5], en nätavgift (fast och rörlig) som bestäms av respektive handelsbolag och en myndighetsavgift på 0,45 kr/MWh_{bränsle} [8]. För den enskilde förbrukaren varierar dessutom naturgaspriserna beroende på årlig mängd inköpt gas och denna mängd är baserad på en för varje teknik angiven drifttid och

bränsleeffekt, och varierar mellan 280 kr/MWh och 340 kr/MWh (se Tabell 3-1).

RDF-priset är beroende av grad av upparbetning och om bränslet upparbetas på anläggningen eller på extern plats. Bränslekostnaden för RDF varierar vanligtvis mellan 0 och 50 kr/MWh_{bränsle}. En kostnad på 25 kr/MWh_{bränsle} har ansatts i denna rapport.

Kärnbränsle beräknades i juni 2013 av World Nuclear Association (WNA) kosta 43 kr/MWh_{el,netto}, baserat på ett uranpris på \$130/kg U₃O₈ och en utbränningsgrad på 45 MWd/kg [9].

Restvärme har ansatts till 0 kr/MWh baserat på att alternativet är att det dumpas.

3.3 Investeringskostnader

Investeringskostnaden består av samtliga delar för en komplett anläggning, och kan för samtliga anläggningstyper principiellt delas upp i:

- Process- och maskinutrustning
- Platsbunden utrustning och servicesystem, t.ex. bränslehanteringssystem
- Anslutning till kraftnätet och för KVV även till fjärrvärmenät
- Markarbeten och byggnader
- Projektering, administration
- Drifttagning

Den specifika investeringskostnaden, uttryckt i kr/kW_{el}, är generellt normerad med anläggningens nettoeffekt⁸ och avser en s.k. *over-night-cost*, dvs. totala investeringskostnaden exklusive kostnaden för ränta under byggtid. Kostnaden för ränta under byggtid, så kallad byggräntekostnad, beräknas separat baserat på specifika investeringskostnaden och en fördelning av betalningen under byggtiden som varierar mellan teknikerna. I beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6 kan byggtiden ansättas till upp till 10 år. Med byggtid avses här tiden från första större inbetalning till färdig, överlämnad anläggning och kommersiell drift. Denna definition betyder att tid för tillståndsprövning, förberedande markarbeten, upphandling, osv. inte beaktas, eftersom stora kapitalkostnader normalt sett inte uppkommer under denna tid.

Investeringarna avser uppförande i "standardlägen" (systemgränsen är generellt satt vid anläggningens grind, se kapitel 3.1), dvs. i den specifika

⁸ För kraftslagen sol, vind och vatten är branschpraxis att ange bruttoeffekten, därför är den specifika investeringskostnaden för dessa kraftslag istället baserad på bruttoeffekt.

investeringskostnaden beaktas inte speciella lokaliseringsanknutna kostnader som exempelvis:

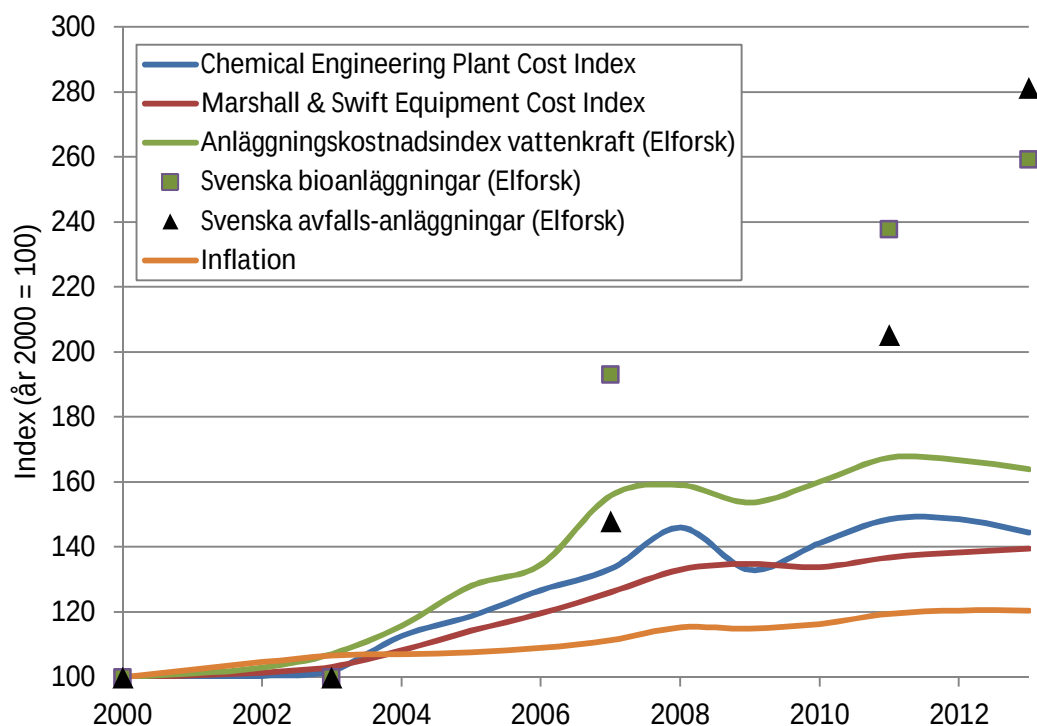
- Långa kylvattenkanaler
- Nya anslutningsvägar
- Långa el-/kraftledningar till högspänningsnät

För vindkraft ingår dock "standardinvesteringar" i infrastruktur och elnät.

Möjlighet finns i den webbaserade beräkningsapplikationen, beskriven i Kapitel 6, att ange platsspecifika kostnader för respektive anläggning.

För att erhålla representativa investeringsnivåer har sammanställda uppgifter avseende uppförda och projekterade anläggningar i Sverige och Norden utnyttjats. Det avser i första hand anläggningstyper som realiseras i Norden: bio- och avfallseldade kraftvärmeverk, gaskombi-eldade kraftvärmeverk samt kärn-, vind- och solkraftverk. Värdefull information har också kunnat hämtas från forskningsrapporter, nationella och internationella branschorganisationer, internationella samarbetsorgan, årsredovisningar med mera. Uppgifter har också hämtats från leverantörer samt via styrgruppernas kontakter i egna företag och i de nätverk där bl.a. forskning inom området bedrivs. Källor till kostnaderna anges för respektive teknikslag i kapitel 4.

För att underlätta analysen av inhämtad information har olika internationellt tillgängliga index ("Chemical Engineering Plant Cost Index" (CEPCI) och "Marshall & Swift Equipment Cost Index") och inflationen i Sverige jämförts med i denna och tidigare upplagor [1] [10] [11] [12] framtagna kostnader för svenska bioeldade- och avfallseldade kraftvärmeverk där kostnaden framtagna under utredningen år 2000 fått index 100, samt ett inom Elforsk tidigare framtaget kostnadsindex för vattenkraft [13].



Figur 3-2. Prishöjningar (index) på svenska bio- och avfallseldade kraftvärmeverk samt vattenkraft jämfört med inflation och två internationella index.

I figuren åskådliggjorda prishöjningar för bio- och avfallseldade kraftvärmeverk kan förklaras av marknadsutvecklingen med ett betydande efterfrågetryck och stora prishöjningar på bl.a. stål (som under perioden 2003-2008 enligt SCB var 76,4 %). För biobränsleeldade anläggningar kan den prishöjning som tog fart i början på 00-talet möjligen också sammanfalla med införandet av elcertifikat några år tidigare. Upphandlingsförfarande och entreprenadform är exempel på andra faktorer som kan ha betydelse. För biobränsleeldade anläggningar indikeras en något minskande kostnadsökning från 2011 och framåt vilket exempelvis kan bero på att fjärrvärmepriserna inte förväntas kunna öka mycket mer utan att konkurrenskraften gentemot andra värmeproduktionstekniker försvagas samt relativt stabila stålpriser under perioden 2011 till 2014.

3.4 Drift och underhåll (DoU)

Drift- och underhållskostnaden presenteras generellt som en fast och en rörlig del. Den fasta delen, som uttrycks som en kostnad per kW_{el}, utgörs huvudsakligen av:

- Personal
- Försäkringar

- Fasta avgifter för VA, el, etc.
- Fasta underhållsarbeten och reservdelar
- Bevakning, städning/renhållning och miljökontroll

Den rörliga delen uttrycks som en kostnad per $MWh_{\text{bränsle}}$ eller per MWh_{el} . Huvudposterna varierar naturligtvis med teknik. Typiska rörliga DoU-kostnader kan inkludera:

- Förbrukning av vatten, kemikalier och stödbränsle
- Förbrukning av sand
- Kostnad för hantering av restprodukter så som aska
- Underhåll som görs av annan personal än den fastanställda

För vissa kraftslag presenteras endast en summerad kostnad för DoU, antingen som fast eller som rörlig utifrån en uppskattad normalårsproduktion, där samtliga drift- och underhållskostnader summerats.

Drift- och underhållskostnaden baseras på schablonvärden hämtade från litteraturuppgifter, tillgänglig statistik och/eller utförda beräkningar baserade på anläggningsdata. Avstämningar har gjorts mot uppgifter från drift av specifika anläggningar samt med projektets styrgrupp.

Kostnader för elöverföring kan schablonmässigt anses ingå i drift- och underhållskostnaden, även om det kan variera betydande inom kraftslagen. Elnätsrelaterade kostnader beskrivs utförligt i kapitel 3.10.

Anläggningar som utnyttjar fasta bränslen; avfall, biobränsle 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.

DoU-kostnader knutna till luftburna utsläpp beräknas baserat på ansatta emissioner av NO_x och CO_2 .

3.4.1 Askhantering

Biobränsleeldade anläggningar har möjlighet att återföra flygaska till skogen vilket uppskattas kosta 700 kr/ton [14]. Bottenaskan består till stor del av sand och kan vanligtvis användas som fyllnadsmaterial till en hanteringskostnad på 150-400 kr/ton. I denna studie används 400 kr/ton. Flygaska från avfallsförbränning klassas som farligt avfall och deponeras på Langøya i Norge till en kostnad av ca 1000 kr/ton. Delar av bottenaskan från avfallsförbränning (slagg) används ofta som täckning för deponier och bedöms kunna avyttras till en kostnad av 50 kr/ton. Den andel bottenaska som deponeras gör detta till en kostnad av 560 kr/ton, vilket består av dels deponiskatt på 435 kr/ton, dels en hanteringskostnad på 150 kr/ton. Andelen avfallsbaserad bottenaska/ slagg som kan återvinnas varierar mellan olika

anläggningar men ansätts i denna studie till 70 %.

3.5 Tekniska specifikationer

De tekniska specifikationerna, för de i rapporten innefattade teknikerna, baseras på befintliga anläggningar eller anläggningar under konstruktion. Där teknikerna finns representerade i Sverige används svenska anläggningar som bas. För tekniker som inte förekommer i Sverige har specifikationer från internationella anläggningar använts, exempelvis för kolkondens, gaskombikondens och ny kärnkraft.

3.6 Driftförutsättningar

Den årliga elproduktionen, dvs. hur mycket el som levereras ut på elnätet, beräknas från anläggningens eleffekt och drifttid. På grund av kraftslagets olika branschpraxis beräknas eller anges eleffekten respektive drifttiden på olika sätt; nedan förklaras hur beräkningarna utförs.

För de bränslebaserade kraftslagen beräknas den del av elproduktionen som levereras ut på elnätet genom att multiplicera *resulterande fullasttimmar* med en nettoeffekt⁹ för respektive kraftslag. *Förväntade fullasttimmar* avser antal ekvivalenta fullasttimmar på ett år vid 100 % tillgänglighet, inklusive avdrag för planerade stopp. *Resulterande fullasttimmar* avser antal ekvivalenta fullasttimmar på ett år inklusive tillgänglighet, alltså med avdrag för både planerade och oförutsedda stopp.

$$\begin{aligned} \text{Elproduktion [MWh]} &= \\ \text{Förväntade fullasttimmar [h]} \cdot \text{Tillgänglighet [\%]} \cdot \text{Nettoeffekt [MW]} &= \\ \text{Resulterande fullasttimmar [h]} \cdot \text{Nettoeffekt [MW]} \end{aligned}$$

För kraftslagen sol-, vind- och vattenkraft beräknas den del av elproduktionen som levereras ut på elnätet genom att multiplicera angiven bruttoeffekt¹⁰ med *resulterande fullasttimmar* som då innefattar avdrag för tillgänglighet, förluster och intern elförbrukning.

$$\begin{aligned} \text{Elproduktion [MWh]} &= \\ \text{Resulterande fullasttimmar [h]} \cdot \text{Bruttoeffekt [MW]} \end{aligned}$$

Ansatta förväntade och resulterande fullasttimmar sammanfattas i Tabell 3-2, samtliga mer utförligt beskrivna för respektive kraftslag i kapitel 4.

⁹ Nettoeffekten ska representera en resulterande medeleffekt över året med avdrag för interna förluster/förbrukningar och dellasteffekter; som förenkling i rapporten har maximal nettoeffekt använts.

¹⁰ Bruttoeffekt avser märkeffekt eller generatoreffekt för vind- och vattenkraft samt topp effekt för solkraft.

Tabell 3-2. Förväntade och resulterande fullasttimmar*

Teknikslag	Förväntade fullasttimmar	Resulterande fullasttimmar**	Enhet
Kolkondens	8 000	7 760	h/år
Gasturbin	100	98	h/år
Gaskombikondens	8 300	8 134	h/år
Kärnkraft	8 300	7 885	h/år
Kraftvärme (bio och gas)	5 000	4 750 – 4 900	h/år
Kraftvärme (avfall och RDF)	7 500	7 125	h/år
Vindkraft (landbaserad)	-	2 900	h/år
Vindkraft (havsbaserad)	-	3 700	h/år
Vattenkraft	-	4 000	h/år
Solkraft	-	960 – 970	h/år
Restvärme-ORC	8 000	7 600	h/år

* Både förväntade och resulterande fullasttimmar är ekvivalenta fullasttimmar, dvs. drifttid vid dellast är omräknad till en total drifttid vid fullast.

** Skillnaden mellan förväntade och resulterande fullasttimmar är tillgängligheten i form av oförutsedda stopp.

Ingen hänsyn tas till om efterfrågan av el varierar över året. Det gör att kondenskraftverk uppskattas köras så mycket som är tekniskt möjligt. Viktigt att poängtera är att detta antagande inte nödvändigtvis stämmer överrens med verkligheten, i ett elsystem trängs kraftslag med hög rörlig kostnad i regel undan på marginalen av annan produktion med låg rörlig kostnad. Det leder till att exempelvis gaskondenskraftverk i verkligheten körs betydligt mindre än vad som är tekniskt möjligt.

Oavsett teknikslag krävs överlag en årlig tillsyn av kraftverket. Hur lång denna period är och när på året den inträffar varierar med teknikslag; för kraftvärmeverk och rimligtvis också för kondenskraftverk sker den under årets varmaste månader då behovet av fjärrvärme och el är lägre än under vintermånaderna. Vindkraftverkens planerade underhåll anpassas dock i största möjliga mån till väderlek.

Samtliga förväntade fullasttimmar, tillgängligheter och resulterande fullasttimmar presenteras mer ingående för respektive teknikslag i kapitel 4.

3.6.1 Sol-, vind- och vattenkraft

Solkraftens elproduktion styrs av de solförhållanden som råder, där genomsnittligt normal solinstrålning för Sverige har använts.

Vindkraftverkens elproduktion styrs av de vindförhållanden som råder på platsen. För vindkraften påverkar förutom tillgänglighet, förluster och interna förbrukningar även parkeffekt de resulterande fullasttimmarna som omfattar

förluster som uppstår på grund av att kraftverken i en park påverkar varandra.

Vattenkraft används i Sverige både som bas- och reglerkraft beroende på vilka förutsättningar som råder, var i vattendraget kraftverket finns osv. En uppskattning av antal fullasttimmar för vattenkraft har gjorts genom att dela Sveriges samlade elproduktion ett normalår med total installerad effekt.

3.6.2 Kraftvärmeproduktion

Kraftvärmeproduktion är beroende av den lokala efterfrågan av fjärrvärme och för de kraftvärmebaserade teknikerna tas därför hänsyn till att avsättningen för värme varierar över året.

Kraftvärmeproduktion genom förbränning av hushålls- och industriavfall är utöver fjärrvärmeunderlaget också beroende av att avfallet inte kan lagras under en längre tid vid varm väderlek. Denna typ av kraftvärmeverk agerar ofta baslast i ett fjärrvärmenät och förväntas därför ha fler fullasttimmar än motsvarande bibränsleeldade kraftvärmeverk.

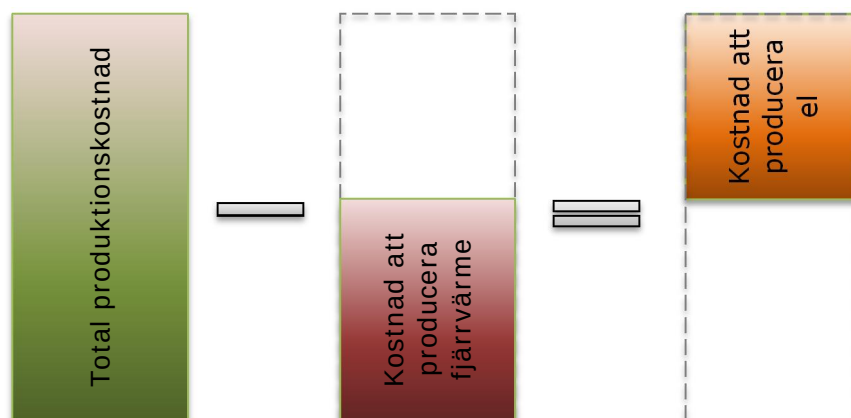
I fallet med kraftvärme så görs vissa antaganden och förenklingar avseende el- och värmeproduktionen i de fall ångcykel innefattas:

- Den producerade ångans effekt fördelas till el och värme enligt bruttoalfa¹¹ och elen produceras utan förluster i generatoren
- Tekniska driftförutsättningar för höglastfallet antas generellt för hela årsproduktionen, dvs. även vid mellan- och låglast
- Rök-gaskondenseringen antas i samtliga kraftvärmefall bidra med värme motsvarande 20 % av pannans termiska effekt

3.7 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där el och värme produceras samtidigt, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde, dvs. alla kostnader för produktionen i kraftvärmeanläggningen kan inte tillskrivas elproduktionen. I denna rapport beräknas elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar genom att subtrahera kostnaden att producera fjärrvärme från den totala produktionskostnaden för att producera både el och värme, visualiserat i Figur 3-3. Denna typ av värmekreditering kallas fast kreditering och beskrivs i kapitel 3.7.1. Fast värmekreditering kan tillämpas då det, som i föreliggande rapport, handlar om nyinvestering i ett fjärrvärmenät, d.v.s. om inte ett kraftvärmeverk hade byggts så hade ett värmeverk behövt byggas.

¹¹ El från generator delat med värme från kondensorn.



Figur 3-3. Visualisering av principen för fast värmekreditering

3.7.1 Fast värmekreditering

Kostnaden för att producera fjärrvärme beräknas utifrån en alternativ investering i en bibränsleeldad hetvattenanläggning med motsvarande värmeeffekt som kraftvärmeverket, tillsammans med bränsle-, drift- och underhållskostnader för hetvattenanläggningen. Kostnaden att producera värme varierar med storlek på hetvattenanläggning vilket leder till olika värmekreditering för olika anläggningsstorlekar, sammanfattade i Tabell 3-3.

Tabell 3-3. Fast värmekreditering för olika anläggningsstorlekar

Teknik	Storlek [MW _{värme}]	Bränsle	Värmekreditering [kr / MWh _{värme}]
Små anläggningar	0,1 - 1	Pellets	594
Mellanstora anläggningar	1 - 10	Pellets	499
Stora anläggningar	>10	Skogsflis	324

För större anläggningar på >10 MW_{värme} antas den alternativa investeringen motsvara en bibränsleeldad hetvattencentral på 10 MW_{värme} försedd med rökgaskondensering. Den specifika investeringskostnaden uppskattas till 6 000 kr/kW_{värme} utifrån insamlade data från anläggningsägare med olika anläggningsstorlekar. Fast DoU-kostnad uppskattas till 2 % av investeringen, rörlig DoU-kostnad ansätts till 18 kr/MWh_{bränsle} baserat på uppgifter från Gustavsson et. al [15]. Det har under senare år inte byggts större hetvattencentraler än den i Hässleholm som är en 23 MW_t + 7 MW rökgaskondensering vilket gör uppskattningen svår för större anläggningar, indikationer tyder dock på att den specifika investeringskostnaden inte minskar för storlekar över ca 10-15 MW_{värme}.

För anläggningar mellan 1 - 10 MW_{värme} antas den alternativa investeringen motsvara en pelletseldad hetvattencentral på 1 MW_{värme}. Utifrån insamlade data från tiotalet anläggningar av olika storlek i Sverige ansätts en specifik

investeringskostnad till 6 000 kr/kW_{värme}. Fasta DoU-kostnader ansätts till 68 kr/kW_{värme} och rörliga till 15 kr/MWh_{bränsle} utifrån Bergström och Johansson [16]. Bränslekostnaden för pellets är satt till 300 kr/MWh_{bränsle}.

För små anläggningar på 0,1 - 1 MW_{värme} antas den alternativa investeringen motsvara en pelletseldad hetvattencentral på 0,1 MW_{värme}. Den specifika investeringskostnaden uppskattas till 10 000 kr/kW_{värme} utifrån insamlade data för mindre anläggningar. Den fasta DoU-kostnaden uppskattas till en femtedel av den årliga kostnaden för hetvattencentralen på 1 MW_{värme} (136 kr/kW_{värme}), den rörliga DoU-kostnaden uppskattas vara den samma som för fallet med 1 MW_{värme} (68 kr/kW_{värme}). Bränslekostnaden för pellets är satt till 300 kr/MWh_{bränsle}.

I övrigt har samma beräkningsförutsättningar använts för att beräkna värmeproduktionskostnaden som för övriga biobränsleeldade kraftvärmeverk i rapporten.

Observera att värmekrediteringen enligt ovan är en generalisering av verkligheten och den verkliga värmeproduktionskostnaden för det specifika fallet beror av de förutsättningar som råder i det aktuella fjärrvärmenätet. Värmekrediteringen har stor inverkan på elproduktionskostnaden och går i beräkningsapplikationen att ändra för egna analyser.

3.7.2 Rörlig värmekreditering

Rörlig värmekreditering kan tillämpas då en kraftvärmeanläggning redan finns i fjärrvärmenätet och anläggningsägaren önskar utreda kostnaden för att producera mer eller mindre el exempelvis genom att justera rökgaskondenseringen. Rörlig värmekreditering har inte använts vid beräkningarna i denna utredning men effekten av det kan enkelt åskådliggöras i beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6.

3.8 Skatter och avgifter

I detta kapitel presenteras samtliga ingående skatter och avgifter aktuella för år 2014 i sin grundform. För respektive teknikslag i kapitel 4 redovisas resulterande kostnadsnivåer för alla skatter och avgifter baserat på elproduktionen som öre/kWh.

3.8.1 Energi- och koldioxidskatt

Enligt Lag om skatt på energi (1994:1776) tas generellt energi- och koldioxidskatt ut för bränslen enligt Tabell 3-4 nedan.

Tabell 3-4. Skattenivåer enligt prop. 2009/10:41 och 2010/11:1, justerad skattesats 2014-01-01

Bränsle	Enhet	Energiskatt	CO ₂ -skatt
Olja	kr/m ³	816	3088
Kol	kr/ton	620	2687
Naturgas	kr/1000 m ³	902	2313
Biobränsle	kr/ton	-	-
Avfall	kr/ton	-	-

Dock finns skattebefriade områden. De produktionsalternativ som finns med i rapporten påverkas av följande undantag och gäller anläggningar som innefattas av utsläppshandeln;

- Vid förbrukning för framställning av skattepliktig elektrisk kraft reduceras energi- och koldioxidskatten med 100 %¹².
- Vid förbrukning för framställning av värme i kraftvärmeproduktion reduceras energiskatten med 70 % och koldioxidskatten med 100 %¹³.

Vid samtidig produktion av värme och skattepliktig elektrisk kraft i en och samma process, när den värme som uppkommer nyttiggörs, ska fördelningen av bränslet som förbrukas för framställning av värme, skattepliktig elektrisk kraft respektive sådan elektrisk kraft som inte är skattepliktig ske genom proportionering enligt respektive energiproduktion¹⁴.

Energiskatt och koldioxidskatt för bränsle utgår i princip alltså inte för framställning av skattepliktig el. Vid användning av fossila bränslen i produktionen hänförs dock en viss del till intern elförbrukning och som därmed beskattas, se kapitel 3.8.2 - Skatt på hjälpkraft.

Biobränslen och avfall beskattas inte.

3.8.2 Skatt på hjälpkraft

Enligt lagen om skatt på energi är den elektriska kraft som förbrukas för framställning av elektrisk kraft skattebefriad¹⁵. Däremot ska producent och elleverantör betala energi- och koldioxidskatt på de fossila bränslen som används för att producera hjälpkraft till anläggningen.

För beräkning av skatt på fossilt bränsle har anläggningsägare möjlighet att ange den faktiska hjälpkraftförbrukningen i produktionen eller att utnyttja schablonvärden; 5 % av lämnad bruttoeffekt för kondenskraftverk och 1,5

¹² 1994:1776 enligt stycke 7 i 6a kap 1 §

¹³ 1994:1776 enligt stycke 17a i 6a kap 1 §

¹⁴ 1994:1776 enligt 6a kap 3b §

¹⁵ 1994:1776 enligt 11 kap 2 § stycke 5

% för kraftvärmeverk och således betala skatt på bränsle som svarar mot dessa andelar av produktionen.

För samtliga berörda anläggningar i studien har hjälpkraftsförbrukning specificerats utifrån befintliga anläggningar; energi- och koldioxidskatt på fossilt bränsle har beräknats utifrån det.

3.8.3 Skatt relaterad till kärnkraftverk

Effektskatt tas ut för den högsta tillåtna installerade termiska effekten i kärnkraftverk. Från 1 januari 2008 uppgår den till 12 648 kr/MW och månad. Avdrag medges med 415 kr/MW då en reaktor har varit ur drift under en sammanhängande period av mer än 90 kalenderdygn. Vid beräkningarna har det antagits att verken drivs utan avbrott.

Finansieringslagen (2006:647) reglerar den avgift som kärnkraftsföretagen betalar för förvaring av kärnkraftsavfall och annat kontaminerat material. För att finansiera framtida kostnader för använt kärnbränsle tas också individuella avgifter ut för varje kärnkraftsanläggning. Dessutom måste reaktorinnehavarna ställa säkerheter till staten - individuella för varje verk - på sammanlagt 19,3 miljarder kronor för år 2012.

Avgifterna för hantering av restavfall ökade 2012 med 120 % från i genomsnitt 1 till 2,2 öre/kWh_{el} för att gälla fram till och med 31 december 2014. Förslag för kommande 3-årsperiod som lämnats in av SKB innebär ytterligare höjningar av avgifterna, bland annat på grund av att planerad drifttid förlängts för flera svenska reaktorer vilket ger mer avfall att slutförvara [17].

Skatter och avgifter relaterade till restavfall ingår vid beräkningarna i drift- och underhållskostnaderna, effektskatten hanteras separat.

3.8.4 Fastighetsskatt

Fastighetsskatt utgår generellt med 0,5 % av taxeringsvärdet för alla typer av anläggningar utom för vatten- och vindkraftverk som beskattas med 2,8 respektive 0,2 % av taxeringsvärdet.

Fastighetsskatten beror bland annat på installerad effekt, elproduktion och om anläggningen är berättigad till elcertifikat. Fastighetsskatt för en anläggning med elcertifikat är högre än för motsvarande anläggning utan elcertifikat; ett kraftvärmeverk på 80 MW och 400 GWh per år justeras upp med storleksordningen 1 Mkr per år, eller motsvarande ca 0,3 öre/kWh, utslaget på 25 år¹⁶ om det är berättigat till elcertifikat.

¹⁶ Enligt beräkningar utifrån Fastighetstaxeringsförordning (1993:1199) och "Skatteverkets allmänna råd om riktvärdeangivelser och grunderna för taxeringen och värdesättningen av elproduktionsenheter vid 2013 års allmänna fastighetstaxering" (SKV A 2012:09) [140].

Fastighetsskatten kan dessutom variera inom kraftslagen; för vindkraft exempelvis kan marken vara taxerad för sig med en skatt på 0,5 % av taxeringsvärdet samtidigt som fastighetsskatten för själva vindkraftverket uppgår till 0,2 % av taxeringsvärdet.

Fastighetsskatten för vattenkraft uppgår sedan år 2011 till 2,8 % av taxeringsvärdet och år 2013 upptaxerades vattenkraften ca 50 % vilket enligt beräkningar utförda av Svensk Energi [18] innebär att fastighetsskatten i snitt gick upp från tidigare ca 5,5 öre/kWh till ca 8,9 öre/kWh.

Svensk Energi [18] har tagit fram genomsnittliga kostnader för fastighetsskatt utslaget på elproduktionen för olika teknikslag enligt nedan;

- Vattenkraft 8,9 öre/kWh
- Vindkraft 0,4 öre/kWh
- Kärnkraft 0,3 öre/kWh
- Övrig värmekraft 0,1-0,5 öre/kWh

Vid beräkning av elproduktionskostnaden i denna rapport har de generella kostnaderna för vatten- vind- och kärnkraft ovan använts. Övrig värmekraft har belastats med 0,5 öre/kWh, bortsett från elcertifikatsberättigade kraftvärmeverk som istället belastas med 0,7 öre/kWh utifrån beräkningar nämnda ovan.

Solkraft

Enligt Skatteverket¹⁷ saknas en specifik beräkningsmodell och specifika riktvärdesangivelser gällande fastighetsskatt för kommersiella solkraftsanläggningar idag. De fåtal som taxerats har istället värderats enligt "produktionskostnadsmetoden" (vanligen tillämpad för industribyggnader) där skatten uppgår till 0,5 % av taxeringsvärdet baserat på ålder, byggnadskategori, återanskaffningskostnad och ortstyp. Värderingsmodellen är under rättslig prövning och är därför osäker i sin användning.

Det pågår ett arbete inför kommande allmänna fastighetstaxering att få in solkraftsanläggningar i kategorin "elproduktionsenheter" som övriga kraftslag. Det innebär att det fastställs en för kategorin lämplig riktvärdesangivelse och en beräkningsmetodik för fastställande av taxeringsvärde.

I denna rapport har den kommersiella solkraftsparken på 1 MW belastats med en fastighetsskatt på 0,5 öre/kWh. Detta är baserat på "produktionskostnadsmetoden" med ett uppskattat taxeringsvärde för 4 ha mark på 1,2 Mkr och med en uppskattad årlig produktion på 1,2 GWh.

Mindre, icke-kommersiella, solkraftsanläggningar är inte föremål för taxering i dagsläget och lastas inte med någon fastighetsskatt. Däremot diskuteras eventuell justering av taxeringsvärden för de byggnader på vilka solcellerna

¹⁷ Kontakt med medarbetare på Skatteverket, 2014-04-30

är belägna, dock sker en justering tidigast vid småhustaxeringen 2018 eller hyreshus/industritaxeringen 2019.

3.8.5 Svavelskatt

Svavelskatt betalas för kol, torv, naturgas samt olja med en svavelhalt överstigande 0,05 vikt-%. Skatten utgår med 30 kr/kg svavel vid förbränning av fasta eller gasformiga fossila bränslen och torv. För flytande bränslen utgår skatt med 27 kr/m³ för varje tiondels vikt-% svavel i bränslet. Avfall och biobränslen är inte skattepliktiga.

Skatt tas inte ut om svavelhalten uppgår till maximalt 0,05 vikt-%. Svavelhalter mellan 0,05 - 0,2 vikt-% avrundas till 0,2 vikt-%.

I rapporten är det endast kolkondenskraft som överskrider 0,05 vikt-% och lastas med svavelskatt på 30 kr/kg svavel.

3.8.6 Kväveoxidavgift (NO_x-avgift)

Syftet med kväveoxidavgiften är att ge en ekonomisk drivkraft för verksamhetsutövarna att minska utsläppen. Systemet fungerar så att företagen betalar in en avgift som baseras på mängd utsläppt kväveoxid under året. Systemets avgiftsintäkter återbetalas sedan till verksamhetsutövarna i förhållande till hur mycket energi som de producerat samma år. Vinnare i systemet är de som producerar energi med låga utsläpp. Kväveoxidavgiften betalas för alla kväveoxidemitterande energiproducerande anläggningar som har en årlig nyttiggjord energiproduktion överstigande 25 GWh. I budgetpropositionen 2007/08:1 höjdes avgiften till nu gällande 50 kr/kg NO_x (som NO₂).

Kol- och gaskombikondens tillsammans med alla kraftvärmefall utom gasmotorer och biobränsleförgasning (1 MW) lastas med kväveoxidavgift i rapporten.

Återbetalning av kväveoxidavgiften sker i förhållande till mängden producerad nyttiggjord energi (el och värme inkl. RGK) och uppgick för år 2012 till 9,05 kr/MWh¹⁸. Med låga NO_x-utsläpp kan återbetalningen överstiga inbetalningen, varvid en nettointäkt uppkommer. I beräkningarna som presenteras i denna rapport har återbetalningen ansatts till 9,05 kr/MWh.

3.8.7 Utsläppsrätter

EU:s system för handel av utsläppsrätter (EU ETS) inleddes i januari 2001 och 1 januari 2013 inleddes en tredje handelsperiod som löper till år 2020. Alla anläggningar som ingår i systemet är skyldiga att övervaka sina utsläpp av fossil koldioxid och inneha utsläppsrätter för motsvarande mängd.

¹⁸ Slutlig utvärdering gällande 2013 års nivå hade inte presenterats vid tiden för färdigställande av denna rapport.

Anläggningar som omfattas av systemet är enligt Naturvårdsverket [19] följande:

- Förbränningsanläggningar med en installerad kapacitet över 20 MW
- Mindre förbränningsanläggningar anslutna till fjärrvärmenät med en total kapacitet över 20 MW
- Förbränningsenheter som hör till en industrianläggning
- Samförbränningsanläggningar

Enligt det reviderade handelsdirektivet 2009/29/EC omfattas inte rena biobränsleanläggningar av handelssystemen från och med år 2013. Sverige tillämpar dock en så kallad "Opt In" där alla anläggningar anslutna till fjärrvärmenät med en kapacitet om minst 20 MW ingår i handelssystemet, oberoende bränsle [20]. Det innebär att även biobränsleeldade kraftvärmeverk måste övervaka sina utsläpp, även om de inte har några fossila utsläpp.

Anläggningar som eldar hushålls- och industriavfall ingår inte i EU ETS, såvida de inte klassas som samförbränningsanläggningar. Naturvårdsverket¹⁹ menar att de allra flesta anläggningarna i Sverige som eldar hushålls- och industriavfall räknas som samförbränningsanläggningar eftersom huvudsyftet med verksamheten är att utvinna energi och omfattas således av systemet. Anläggningar med huvudsyftet att bortskaffa exempelvis farligt avfall ingår inte i systemet.

Under 2013 har utsläppsrätter handlats i intervallet 4-6 €/ton CO₂; i beräkningarna används därför ett pris på 50 kr/ton CO₂. Samtliga kraftvärmeanläggningar i rapporten antas vara kopplade till fjärrvärmenät med en större kapacitet än 20 MW och lastas därför med en kostnad för utsläppsrätter.

3.8.8 Avfallsskatt

Skatt (avfallsskatt) ska betalas enligt Lag (1999:673) för avfall som deponeras på en avfallsanläggning där farligt avfall eller annat avfall till en mängd av mer än 50 ton per år slutligt förvaras (deponeras) eller förvaras under längre tid än tre år. Skatten uppgår enligt Lag 2005:962 till 435 kr/ton för restprodukter som deponeras.

I denna rapport har skatt för deponi av avfall (filteraskor, rökgasreningsprodukter, bottenaskor och slagg) inkluderats i drift- och underhållskostnaderna för respektive teknikslag. Det är främst avfalls- och RDF-eldade kraftvärmeverk som berörs då avfallet innehåller oorganiskt material som ej får spridas i naturen.

¹⁹ Kontakt med medarbetare på Naturvårdsverket, 2014-04-29

3.9 Elcertifikat

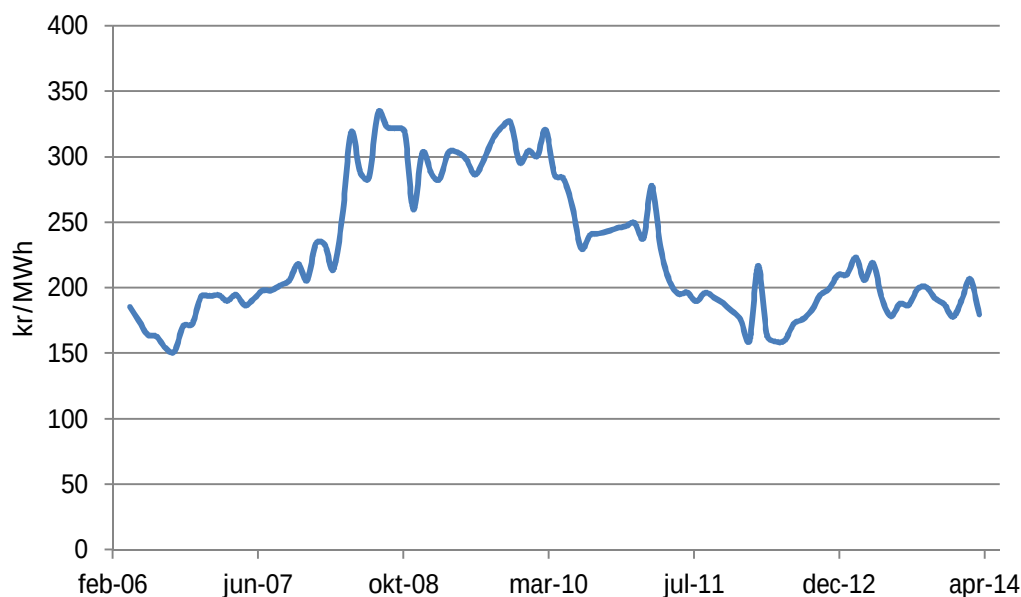
Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som syftar till att, på ett kostnadseffektivt sätt, öka produktionen av förnybar el. Godkända anläggningar som producerar el från förnybara energikällor eller torv får för varje megawattimme (MWh) ett elcertifikat av staten som de sedan kan sälja på en öppen marknad. Elcertifikat är således en extra intäkt.

Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam marknad av elcertifikat. Det innebär att handel med elcertifikat kan ske över landsgränserna och att marknaden blir större med fler aktörer.

El producerad av nya anläggningar från följande energikällor berättigar elcertifikat i 15 år till och med utgången av år 2035 enligt Energimyndigheten [21]:

- Biobränslen enligt förordning (2011:1480) om elcertifikat
- Geotermisk energi
- Solenergi
- Torv i kraftvärmeverk
- Vattenkraft
 - Nya anläggningar
 - Återupptagen drift av tidigare nedlagda anläggningar som efter omfattande ombyggnad kan betraktas som ny
 - Produktionsökning i befintliga anläggningar
 - Småskalig vattenkraft som vid utgången av april 2003 hade en installerad effekt om högst 1,5 MW
 - Anläggningar som p.g.a. myndighetsbeslut eller omfattande ombyggnader inte längre kan erhålla en långsiktigt lönsam produktion
- Vindkraft
- Vågenergi

Priset på elcertifikat har enligt Svenska Kraftnät [22] varierat enligt Figur 3-4 senaste åren och har under perioden april 2013 – april 2014 legat runt 190 kr/MWh i medel.



Figur 3-4. Prishistorik på elcertifikat. Källa: CESAR, Svenska Kraftnät [22]

3.9.1 Elcertifikat i beräkningarna

Elcertifikat är en intäkt som minskar behovet av en elförsäljningsintäkt för att få täckning för elproduktionskostnaden. Vid beräkningarna har ett pris på 190 kr/MWh använts baserat på medelpriset senaste året enligt ovan. Utbetalning sker i 15 år, nuvärdesberäknas och fördelas enligt annuitetsmetoden över den ekonomiska livslängden.

Mätning av elproduktion för elcertifikat kan göras baserat på brutto eller netto el, dvs. inklusive respektive exklusive hjälpkraft (egenanvändning av el i kraftverk). Som en förenkling i denna upplaga förutsätts att mätning sker baserat på bedömd nettoelproduktion, vilket medför en minskad intäkt.

3.10 Elnätsrelaterade kostnader

En anläggning kan anslutas till stam-, region- eller lokalnät beroende på installerad effekt. En större anläggning behöver i regel ansluta högre upp i näthierarkin medan en mindre anläggning kan anslutas längre ned. För att ansluta en anläggning till en ledning eller ett ledningsnät betalar anläggningsägaren en nättariff för anslutning till nätägaren för att täcka kostnader i samband med anslutningen. Från och med 2014-08-01 gäller särskilda regler vid utformning av nättariffer för anslutning gällande anslutning av förnybar elproduktion vid vissa omständigheter²⁰.

Alla anläggningar anslutna till ett elnät måste betala en avgift (nättariff) till

²⁰ Ellagen, 4 kap. 9b §

nätägaren för att transportera el på nätet. Det handlar om att täcka kostnader för bland annat energiförluster i nätet, avgifter till överliggande nät, mätning av el samt drift och underhåll av alla ledningar, anläggningar och komponenter. Energimarknadsinspektionen bevakar att nätföretag följer ellagen och att tarifferna är skäliga.

Nätтарiffen för elöverföring varierar kraftigt mellan elnäten i Sverige, bland annat beroende på geografisk placering och var i nathierarkin de befinner sig. Överst i nathierarkin är stamnätet. Alla nät och anläggningar som ansluts till stamnätet ska betala en avgift (stamnätstariff) till Svenska Kraftnät för att transportera el på stamnätet. Avgiften beror på hur mycket stamnätet utnyttjats och består av två huvudkomponenter; en effektkomponent för att täcka kostnader för drift, underhåll och nyttjande av nät tillsammans med en energikomponent för att täcka kostnader för att köpa in el för förlusterna på nätet.

Eftersom stamnätet är överst i nathierarkin påverkar det följaktligen kostnaderna för alla underliggande nätägare och anslutna anläggningar. Då el i Sverige främst produceras i norra delarna och konsumeras i de södra är stamnätstariffen geografiskt beroende med syftet att ge långsiktiga styrsignaler. Effektagiften för inmatning är högst i norr och faller linjärt mot söder, för uttag gäller det omvända. Energiavgiften tillämpas på uppmätt inmatad respektive uttagen energi och beror på nätets energiförluster i varje anslutningspunkt, tillsammans med ett elområdesberoende elpris för kompletterande förlustkraft. Energiavgiften kan för vissa anslutningspunkter även fungera som en intäkt om inmatning respektive uttag istället leder till minskade energiförluster i nätet.

Tabell 3-5 nedan visar några exempel på stamnätstariffer för olika anslutningspunkter i Sverige, hämtade från Svenska Kraftnäts prislista för stamnätet 2014 [23].

Tabell 3-5. Stamnätstariff uppdelad i effekt- och energiavgift

Anslutningspunkt	Elområde	Effektagift, inmatning [kr/kW]	Energiavgift* [kr/MWh]
Tornehamn	1	51	22,12
Bräcke	2	39	9,48
Hallstavik	3	32	-6,4
Alvesta	4	25	-16,4

* Positivt värde innebär debitering vid inmatning och kreditering vid uttag, negativt värde innebär det omvända.

En elproducerande anläggning om 80 MW_{el} och med en årlig elproduktion på 400 GWh som är ansluten till stamnätet skulle utifrån tabellen alltså debiteras en stamnätstariff på 3,2 öre/kWh i Tornehamn och krediteras -1,1 öre/kWh i Alvesta. I region- och lokalnät varierar nätterifferna ännu mer vilket gör det svårt att uppskatta en rättvis kostnad för elnät.

Kostnaden för elnätsanslutning och elöverföring kan anses ingå i investeringskostnaden respektive DoU-kostnaden för alla kraftslag i rapporten som beskrivet i kapitel 3.3 och 3.4.

3.10.1 Reducerad avgift för anläggningar under 1,5 MW

Elproduktionsanläggningar med en installerad effekt om <1,5 MW betalar endast den del av nättariffen som motsvarar årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät och är befriad från nätkoncessionshavarens kostnader förknippade med drift och underhåll av elnätet. Anläggningar med anslutna säkringsabonnemang på mindre än 63 A och max 43,5 kW är helt befriade från avgifter för inmatning, under förutsättning att anläggningen konsumerar mer el än den producerar under året²¹.

3.11 Reglerbehov och systemeffekter

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 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 "effektivvärde". 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.

Med ökad andel kraftslag med låg effektfaktor går elmarknaden mot en kapacitetsmarknad där pris sätts på tillgänglig kapacitet och inte bara energiproduktion. Detta är komplicerat och en djupare analys kring reglerbehov och systemeffekter måste göras, dock ligger det utanför denna rapport.

3.12 Ekonomiska kalkylförutsättningar

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:

²¹ Ellagen, 4 kap. 10 §.

- Real kalkylränta 6 %
- Byggränta 4 %
- Ekonomisk livslängd
 - o Allmänt 25 år
 - o Små anläggningar 15 år
 - o Solceller 25 år
 - o Vindkraft 20 år
 - o Kärn- och vattenkraft 40 år

3.12.1 Kalkyl- och byggränta

Den reala kalkylräntan (ovan 6 %) ska motsvara en s.k. "Weighted Average Cost of Capital" (WACC), vilken avspeglar en kombination av reala avkastningskrav på anläggningsägarens egna kapital och räntor på lån.

Den reala räntan blir således beroende av vilket företag eller organisation som ska göra investeringen. Räntan kan vara betydligt lägre, t.ex. inom kommunala verksamheter som ofta kan låna kapital till lägre räntor än andra investerare, men kan även vara betydligt högre i företag med högre avkastningskrav. Kalkylräntan avspeglar också risker i ett projekt, ju högre risk desto högre kalkylränta används. I realiteten är en kalkylränta på 6 % rimligen för låg i ett högriskprojekt som att bygga ny kärnkraft, samtidigt som den sannolikt är för hög för investeringar i solcellsanläggningar för villabruk. I denna rapport har ingen riskbedömning gjorts. I kapitel 5.3.1 görs en känslighetsanalys av kalkylräntan för ett antal kraftslag och i beräkningsapplikationen beskriven i Kapitel 6 kan räntan anpassas till valfri nivå.

Byggräntan på 4 % bör inte belastas med vinstkrav och risker i projektet, utan förutsätts vara låneräntan.

3.12.2 Ekonomisk livslängd

Anläggningens ekonomiska livslängd (avskrivningstid) är inte enbart beroende av teknisk kvalitet och skötsel, utan även av omvärldsfaktorer som teknisk utveckling, bränslepriser, skatteeffekter, miljökostnader etc. Med ovan angivna avskrivningstider så har dock i största möjliga mån rimliga tekniska livslängder beaktats.

För de mindre anläggningarna, $\leq 2 \text{ MW}_{\text{el,netto}}$, kan ofta kortare avskrivningstider motiveras, bland annat med hänsyn till anläggningens kortare tekniska livslängd. Beräkningarna för dessa anläggningar har därför baserats på en ekonomisk livslängd på 15 år. Solceller är dock ett undantag då leverantörer nu ger en effektgaranti upp till 25 år.

Vid beräkningarna har anläggningarnas restvärde generellt antagits till noll.

3.12.3 Valutor

För omräkningar från andra valutor så har växelkurser aktuella för respektive indata använts och hämtats från www.valuta.se då investeringen är gjord för några år sedan. För priser i realtid används ett årsgenomsnitt för år 2013 (Riksbanken), vilket ger en växelkurs på 6,5 kr/USD samt 8,6 kr/EUR.

4 Elproduktionstekniker och produktionskostnader

De tekniker som ingår i studien presenteras i Tabell 4-1, Tabell 4-2 och Tabell 4-3. Val av anläggningar och elproduktionskapacitet har bestämts i samråd med styrgruppen för projektet. Teknikerna har klassificerats med avseende på deras nuvarande utvecklingsstatus:

1. Kommersiella tekniker – Teknikerna kan köpas med sedvanliga garantier
2. Semikommersiella tekniker – Teknikerna är nya och kan troligen köpas med begränsade garantier
3. Framtida tekniker – Teknikerna förväntas bli kommersiella till år 2025

Samtliga tekniker behandlas i separata underkapitel där teknikbeskrivning, utvecklingstrender, kostnader, tekniskspecifika förutsättningar i beräkningarna samt resulterande elproduktionskostnad för respektive teknik presenteras.

Förklaring kring redovisning av eleffekt

Sol-, vind- och vattenkraft

Redovisad eleffekt och specifika kostnader är baserade på bruttoeleffekt, för vind- och vattenkraft mer känt som märkeffekt eller generatoreffekt och för solkraft mer känt som topp effekt – kr/kW_{el} innebär följaktligen kronor per bruttoeleffekt.

Övriga kraftslag

Redovisad eleffekt, elverkningsgrad och specifika kostnader är för resterande kraftslag, om inget annat anges, baserade på nettoelproduktion, dvs. intern elförbrukning i anläggningen är fråndragen den producerade eleffekten – kr/kW_{el} innebär följaktligen kronor per nettoeleffekt²².

²² Nettoeleffekten ska representera en resulterande medeleffekt över året med avdrag för interna förluster/förbrukningar och dellasteffekter; som förenkling i rapporten har maximal nettoeleffekt använts.

Tabell 4-1. Kommersiella tekniker

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Kondenskraft			
Kolkondens	Kol	800	740
Gasturbin	Naturgas	151	150
Gaskombikondens	Naturgas	431	420
Kärnkraft	Kärnbränsle	1 720	1 600
Kraftvärme			
Gaskombikraftvärme	Naturgas	41	40
Gaskombikraftvärme	Naturgas	154	150
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	5,8	5
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	11	10
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	33	30
Biobränslekraftvärme	Skogsflis	88	80
Avfallskraftvärme	Osorterat hushåll- och industriavfall	23	20
RDF-kraftvärme	Sorterat och förbehandlat avfall	23	20
Gasmotor	Naturgas	0,1	0,1
Gasmotor	Naturgas	1	1
Bio-ORC	Biobränsle	2,5	2
Sol, vind, vatten			
Vindkraft, land	-	10 (5x2)	-
Vindkraft, land	-	150 (50x3)	-
Vindkraft, hav	-	144 (40x3,6)	-
Vindkraft, hav	-	600 (100x6)	-
Vattenkraft	-	5	-
Vattenkraft	-	90	-
Solceller (villatak)	-	0,005	-
Solceller (industritak)	-	0,05	-
Solceller (park)	-	1	-

Tabell 4-2. Semikommersiella tekniker

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Restvärme-ORC	Restvärme	0,8	0,5
RDF-Förgasning - gaspanna	RDF	56	50
Biobränsleförgasning - gasmotor	Skogsflis	1,1	1
Biobränsleförgasning - gasmotor	Skogsflis	5,8	5

Tabell 4-3. Framtida tekniker

Teknik	Bränsle	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}
Biobränsleförgasning - kombicycle	Skogsflis	66	61
Kolkondens med CCS	Kol	800	600
Gaskombikondens med CCS	Naturgas	431	360
Vågfraft	-	10	-

4.1 Kolkondenskraft

4.1.1 Teknikbeskrivning

Kolkondenskraft bygger på en klassisk Rankine-cykel där kol förbränns och värmen från förbränningen används för att producera ånga. Ångan expanderar i en turbin som via en generator alstrar elektricitet. Ångan kondenseras i en kondensor och pumpas tillbaka till pannan där den kondenserade ångan på nytt värms och förångas. Större kolkraftverk är i regel pulvereldade medan mindre kolkraftverk ofta består av fluidiserade bäddpannor.

Anläggningar som generellt byggs i Europa idag kallas *Ultra Supercritical* (USC) och har ångparametrar runt 280 bar/620 °C och elverkningsgrader från bränsle till netto el på ca 46 %. Anläggningarna utrustas idag i allt större utsträckning, för att inte säga genomgående, med låg-NO_x brännare, SCR, FGD (avsvavlingsanläggning) och stoftavskiljning (elektrofilter) för att minska miljöpåverkan.

Koldioxidavskiljning och lagring (CCS)

Under senare år har en utveckling av kolbaserad kondenskraft med CO₂-avskiljning och lagring, *Carbon capture and Storage* (CCS), skett i världen. Denna teknik är inte kommersiell och beskrivs som en framtida teknik i kapitel 4.17.

4.1.2 Utvecklingstrender

Erfarenheterna från kolpulvereldade anläggningar med överkritiska ångdata är goda och det har därför skett en fortsatt utveckling mot högre ångdata och bättre prestanda de senaste åren. Material- och konstruktionsutveckling har under de senaste decennierna gått starkt framåt. Idag finns anläggningar med ångdata på upp mot 300 bar/620 °C med verkningsgrader i intervallet 47-48 %. Avsvavlingstekniken har utvecklats med avskiljningsgrader på över 95 %.

För kolpulvereldade kraftverk är siktet för forskningen inställt mot en ångtemperatur på 700 °C och en elverkningsgrad över 50 %. Europeiska VGB PowerTech har i och med projektet *COMTES700* och det pågående projektet *COMTES+* kommit ett steg närmare målet, bland annat genom testning av avancerade material, tekniker och koncept [24].

Det har nyligen byggts kolbaserade kondenskraftverk i Europa, bland annat byggde E.ON *Maasvlakte Power Plant 3* i Rotterdam 2013 på 1 100 MW turbineffekt. Anläggningen har en elverkningsgrad från bränsle till netto el på 46 % med 285 bar/620 °C som ångdata. Anläggningen är dessutom förberedd för framtida komplettering med CCS-teknik.

Fler större kolbaserade projekt i Europa är bland annat Vattenfalls koleldade kraftvärmeverk *Moorburg Power Plant* i Hamburg på 1 654 MW_{el} som tas i drift under 2014. Anläggningen kommer ha en elverkningsgrad på 46,5 % när endast el produceras och ångdata på 276 bar/600 °C.

Utveckling av koldioxidavskiljning och lagring (CCS)

Utvecklingen av kolbaserad kondenskraft med CCS beskrivs i kapitel 4.17.

4.1.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Kolkondenskraftverk planeras oftast att köras som baslast och eftersträvar således så många fullasttimmar som möjligt. Baserat på drifterfarenheter i Europa för kolbaserade baslastanläggningar ansätts antal förväntade fullasttimmar till 8 000 timmar per år med en tillgänglighet på 97 %.

Elverkningsgraden är satt till 46 % för att representera dagens USC-anläggningar beskrivna i teknikbeskrivningen i kapitel 4.1.1.

Naturvårdsverket [25] redovisar utsläpp till luft från förbränning av olika bränslen, exempelvis kol. De miljövärden som använts vid beräkningen ligger i den nedre delen av spannet framtaget av Naturvårdsverket.

Beräkningsförutsättningar för kolkondenskraft sammanfattas i Tabell 4-4.

Tabell 4-4. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för kolkondenskraft

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Kolpulver	-
Värmevärde	7,6	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	8 000	h/år
Tillgänglighet	97 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 760	h/år
Eleffekt brutto	800	MW
Eleffekt netto	740	MW
Elverkningsgrad*	46 %	-
NO _x -utsläpp	50	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	25	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	90,7	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

4.1.4 Kostnader

Investeringskostnader

Det finns ett antal olika publicerade studier med kostnader för ny kolpulvereldad kondenskraft. Ett urval presenteras nedan med kostnader uttryckta i kr/kW_{el}, exklusive finansiella kostnader under byggtid;

- Amerikanska *Energy Information Administration* (EIA) uppskattar investeringskostnaden för ett nytt pulvereldat kolkraftverk på 650 MW_{el} till motsvarande 21 400 kr/kW_{el}, exklusive finansiella kostnader under byggtid [26].
- *World Energy Council* (WEC) uppskattar investeringskostnaden i olika spann för kolkraft i Kina (4 300 kr/kW_{el}), Australien (16 500 – 24 400 kr/kW_{el}), USA (19 400 – 20 500 kr/kW_{el}) och Storbritannien (15 000 – 18 800 kr/kW_{el}) [27].
- Tola och Pettinau [28] jämför bland annat kostnader för olika kolbaserade tekniker, med och utan CCS. Investeringskostnaden för kolpulvereldade USC-anläggningar uppskattas exklusive finansiella kostnader under byggtid till mellan 13 600 – 14 600 kr/kW_{el} utan CCS.
- Brittiska *Department of Energy and Climate Change* (DECC) sammanställde 2013 läget för kolkraft i Tyskland, Nederländerna och Spanien [29]. I sammanställningen nämndes några investeringskostnader, bland annat E.ON:s anläggning *Maasvlakte 3* i Rotterdam på 1 100 MW som uppskattades till motsvarande 9 300 kr/kW_{el}. Anläggningen ligger i anslutning till befintliga kolkraftverk där mycket redan finns på plats sedan tidigare. Företaget RWE:s anläggning

Eemshaven med en effekt på 1 600 MW_{el} uppskattades i samma sammanställning till motsvarande 15 400 kr/kW_{el}. Vad som ingår i kostnaderna framgår inte.

Kostnaden varierar mellan studierna, främst beroende på vilken region som avses och storlek på kraftverk. I vissa studier är det inte känt vad som ingår i kostnaden. Samtliga kostnader är omräknade till kronor med växelkursen som rådde vid tidpunkten studien utfördes.

Utifrån ovanstående referenser uppskattas investeringskostnaden för ny kolpulvereldad kondenskraft i Sverige till 16 000 kr/kW_{el}. Byggtiden antas vara 3 år och avskrivningstiden ansätts till 25 år.

Drift- och underhållskostnader

Rörliga DoU-kostnader ansätts till 30 kr/MWh_{el} och fasta DoU-kostnader till 250 kr/kW_{el} och år baserat på studier av EIA [26] och WEC [27].

Bränslekostnader

Bränslepriset är i beräkningarna satt till 90 kr/MWh_{bränsle} baserat på ett råvarupris på ca €80/ton och ett värmevärde på 7,6 MWh/ton.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för kolkondenskraft summeras i Tabell 4-5.

Tabell 4-5. Summerade kostnader och styrmedel för kolkondenskraft

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	14 800	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	16 000	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	3	år
Avskrivningstid	25	år
Fast DoU	250	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	30	kr/MWh _{el}
Bränslepris	90	kr/MWh _{bränsle}
NO _x -återbetalning	-0,9	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	2,0	öre/kWh _{el}
Svavelskatt	0,6	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	3,6	öre/kWh _{el}
Energiskatt	1,3	öre/kWh _{el}
CO ₂ -skatt	5,8	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

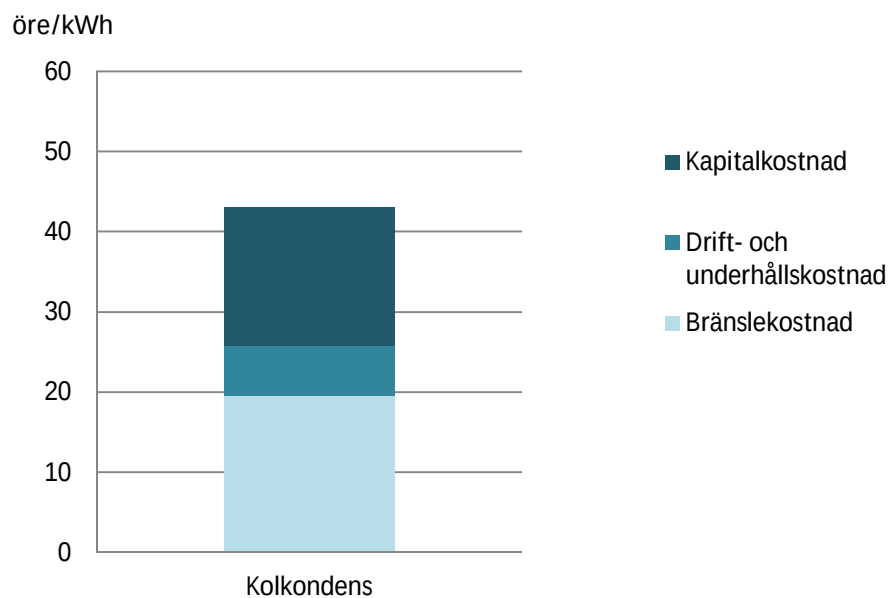
4.1.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för kolkondenskraft summeras i Tabell 4-6 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras utan respektive med ekonomiska styrmedel.

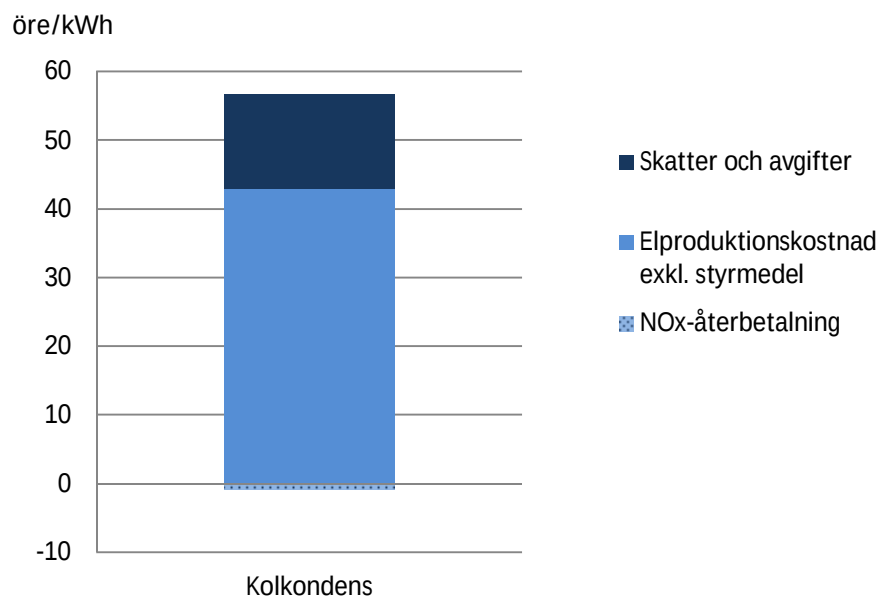
Kolkondens lastas med mest skatter och avgifter av samtliga ingående tekniker, både i absoluta tal på knappt 13 öre/kWh med avdrag för NO_x-återbetalning och som procent av elproduktionskostnaden på drygt 20 %.

Tabell 4-6. Resultat för kolkondenskraft med 6 % kalkylränta

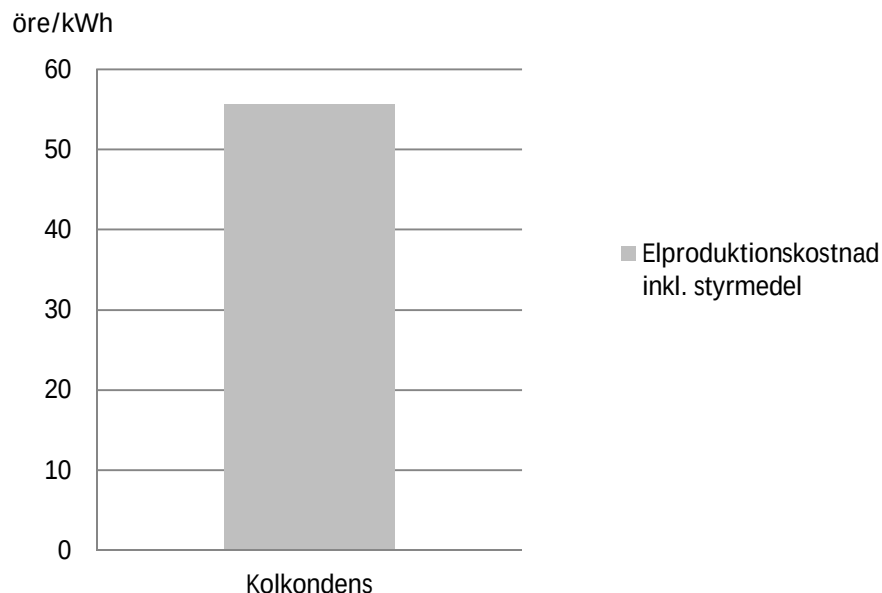
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	5 740	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	17,3	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	6,2	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	19,6	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-0,9	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	13,7	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	43	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	56	öre/kWh _{el}



Figur 4-1. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för kolkondenskraft



Figur 4-2. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för kolkondenskraft

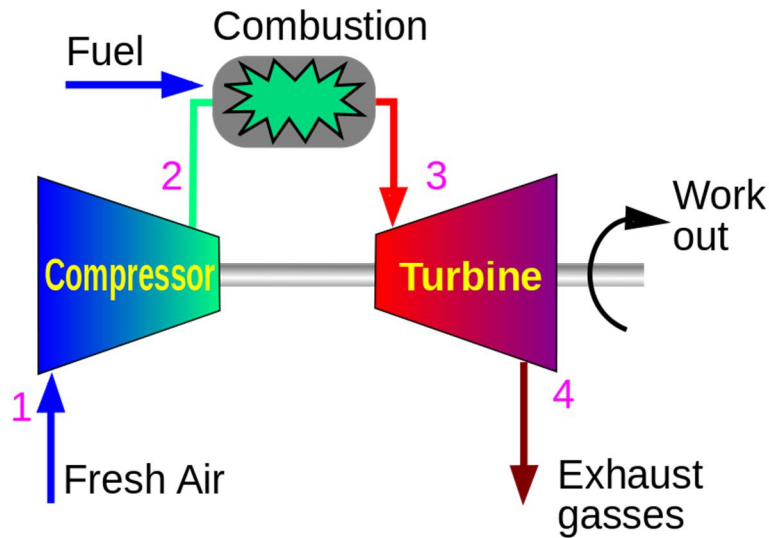


Figur 4-3. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för kolkondenskraft

4.2 Gasturbin

4.2.1 Teknikbeskrivning

En gasturbin är en effekttät maskin som bygger på Brayton-cykeln med luft som arbetsmedium och naturgas som bränsle. Brayton-cykeln består huvudsakligen av tre arbetssteg, visualiserat i Figur 4-4; (1)-(2) kompression, (2)-(3) uppvärmning genom förbränning och (3)-(4) expansion. Samtliga tre arbetssteg sker inom gasturbinen och designen av delarna och dess samverkan varierar stort mellan tillverkare, maskinstorlekar och användningsområden. Gemensamt är att gasturbinen är en roterande maskin som har minst en roterande axel beroende på design och att kompressordelen drivs av turbindelen. Vid elproduktion driver turbinen en generator för att generera elektricitet. Gasturbiner används också som motorer för drift av exempelvis flygplan, fartyg, helikoptrar och andra fordon.



Figur 4-4. Principskiss av en gasturbin. Källa: Wikipedia [30]

Marknaden för gasturbiner i "mid-size"-kategorin (20-60 MW_{el}) domineras huvudsakligen av General Electric, Siemens och Rolls-Royce. De tre tillverkarna har tillsammans maskiner av storleksordningen 30 – 50 MW_{el} och verkningsgrader kring 40 % vid SC²³ (single cycle) [31]. Tekniska prestanda skiljer sig mellan leverantörernas modeller beroende på användningsområde, exempelvis är Siemens SGT-800 utlagd för att bäst användas i en kombicykel (CC) med fokus på högre avgastemperaturer.

Marknaden för gasturbiner över 100 MW omfattar ungefär en tredjedel av totala gasturbinmarknaden och domineras av leverantörerna General Electric, Siemens, Alstom och Mitsubishi. Precis som för gasturbiner i "mid-size"-kategorin uppnås elverkningsgrader på >40 % vid SC. Ett exempel på en gasturbin över 100 MW är Siemens SGT5-8000H på 375 MW med en avgastemperatur på 625 °C, tryckförhållande på 19,2 och med en elverkningsgrad på 40 % vid SC [31]. Den höga avgastemperaturen gör gasturbinen lämpad för CC med en ångturbin.

Reglerkraft

En styrka hos gasturbinen är dess förmåga att startas snabbt och att fort kunna komma upp i fullast, samtidigt som den har stort effekt/vikt-förhållande och följaktligen tar lite plats. Den snabbaste SC-maskinen är General Electrics LMS100 som ger 100 MW_{el} inom 10 minuter med en verkningsgrad på ca 45 % [31]. Det gör att den tekniskt lämpar sig bra som reglerkraft.

²³ SC (single cycle) innebär att gasturbinen är fristående, till skillnad från CC (combined cycle) som syftar till ett gaskombikraftverk där gasturbinen kompletteras med en ångturbin som drivs av ånga genererad från gasturbinens avgaser. Gaskombikraftverk hanteras i avsnitt 4.3.

Finska Fingrid Oyj, Finlands motsvarighet till Svenska Kraftnät, installerade 2013 en reservkraftsanläggning i form av två gasturbiner från italienska Ansaldo Energia på 2x159 MW. Anläggningen är designad att vara en effektproducent och kommer normalt köras endast 10-20 timmar per år för att hantera nätstörningar. Anläggningen, som är benägen i finska Forssa, går att fjärrstarta från Fingrids huvudcentral i Helsingfors på mindre än 15 minuter [32], [33].

4.2.2 Utvecklingstrender

Genrup och Thern [31] beskriver att en ny, större marknad väntas öppna sig för gasturbiner som reglerkraft för att komplettera den ökande andelen intermittent elproduktion i form av sol- och vindkraft. Samtidigt kommer kraven på flexibilitet öka, både vad gäller drift och bränsle. Krav på snabbare uppstart och rampning kommer exempelvis innebära att andelen ångkylda gasturbiner kommer minska framöver och ersättas med snabbare luftkylda gasturbiner.

En strävan efter högre verkningsgrader kommer tvinga tillverkarna att gå mot högre tryckförhållanden, ökat antal steg och potentiellt längre rotorser; en trestegsturbin kommer sannolikt ersättas med fyra steg. Det finns potential att öka verkningsgraden med ett fjärde steg, bland annat genom att steglaster minskar [31].

Användningen av skiffergas och biogas förväntas öka framöver. Marknaden efterfrågar således bättre bränsleflexibilitet vilket kommer driva fram mer avancerade brännare och mer flexibla bränslesystem. Biobränslen kan också vara korrosiva och tvinga tillverkarna att utveckla bättre högtemperaturmaterial med bättre motstånd mot oxidation och korrosion [31].

4.2.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Gasturbin bestående av en SC gasturbin på 150 MW_{el} är i denna rapport tänkt att representera en effektproducent, den förväntade fullasttiden ansätts därför till 100 timmar per år. Tillgängligheten för gasturbiner är hög och ansätts till 98 %.

Elverkningsgraden för en SC gasturbinanläggning varierar mellan tillverkarna och är här satt till 40 % för att representera en anläggning mitt i fältet med fokus på ren elproduktion som SC.

Miljövärden för gasturbiner är inhämtade från Göteborg Energi [34] och Swedegas [35].

Beräkningsförutsättningar för gasturbin sammanfattas i Tabell 4-7.

Tabell 4-7. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för gasturbin

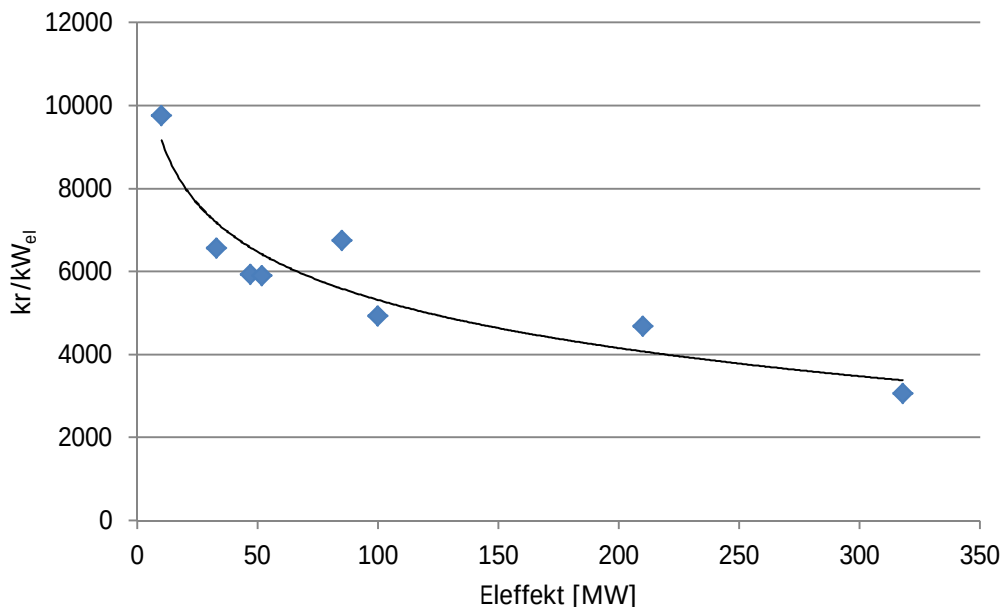
Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Naturgas	-
Värmevärde	38,9	MJ/Nm ³
Förväntade fullasttimmar	100	h/år
Tillgänglighet	98 %	-
Resulterande fullasttimmar	98	h/år
Eleffekt brutto	151	MW
Eleffekt netto	150	MW
Elverkningsgrad*	40 %	-
NO _x -utsläpp	20	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	56,8	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle.

4.2.4 Kostnader

Investeringskostnader

Offentliggjorda investeringar samt ett flertal studier framtagna av EIA, Elforsk och NVE ([26], [31] och [36]), som sammanställt kostnader för gasturbiner, sammanfattas i Figur 4-5. EIA [26] redovisar tydligt hur den totala investeringskostnaden är uppdelad i kostnadsposter för två olika effektstorlekar och tekniker; motsvarande fördelning har använts för att räkna upp kostnaderna av Genrup och Thern [31] till att representera totalkostnaden. Finska Fingrid Oyj investerade 2013 i reservkapacitet på 2x159 MW för motsvarande 3 100 kr/kW_{el} och kan ses i diagrammet [32]. Utifrån diagrammet ansätts den specifika investeringskostnaden för en SC gasturbinanläggning med en nettoeffekt på 150 MW till 4 600 kr/kW_{el}.



Figur 4-5. Specifik investeringskostnad för SC gasturbin, baserad på bruttoeleffekt.

Byggtiden ansätts till 2 år tillsammans med en avskrivningstid på 25 år, i enlighet med Genrup och Thern [31].

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader för SC gasturbiner är i regel uppdelade i en fast respektive en rörlig del. Rörliga delen är uteslutande serviceavtal med leverantören. För en anläggning som körs ca 5 000 timmar årligen har en rörlig del på ca 30 kr/MWh_{el} [31] och en fast del på ca 65 kr/kW_{el} ([26], [36]), vilket motsvarar drygt 30 Mkr/år.

En anläggning som körs som reglerkraft med ca 100 timmar per år har mindre bemanning och andra avtal då underhåll sker utifrån tidsintervall framför drifttidsintervall. En uppskattning görs till ca 7,5 Mkr/år, motsvarande ca 50 kr/kW_{el}, utifrån uppgifter från anläggningsägare med relevanta reservkraftsanläggningar.

Bränslekostnader

Naturgaspriset beskrivs i kapitel 3.2 och har för en anläggning på 150 MW ansatts till 280 kr/MWh_{bränsle}.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för gasturbin summeras i Tabell 4-8.

Tabell 4-8. Summerade kostnader för gasturbin

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	4 570	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	4 600	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	2	år
Avskrivningstid	25	år
DoU	50	kr/kW _{el} , netto
Bränslepris	280	kr/MWh _{bränsle}
NO _x -återbetalning*	0	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift*	0	öre/kWh _{el}
Svavelskatt	0	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	2,6	öre/kWh _{el}
Energiskatt	0,1	öre/kWh _{el}
CO ₂ -skatt	0,2	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

* Förbränningsanläggningar med el och/eller värmeproduktion <25 GWh omfattas inte av kväveoxidavgiften.

4.2.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för gasturbin summeras i Tabell 4-9 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

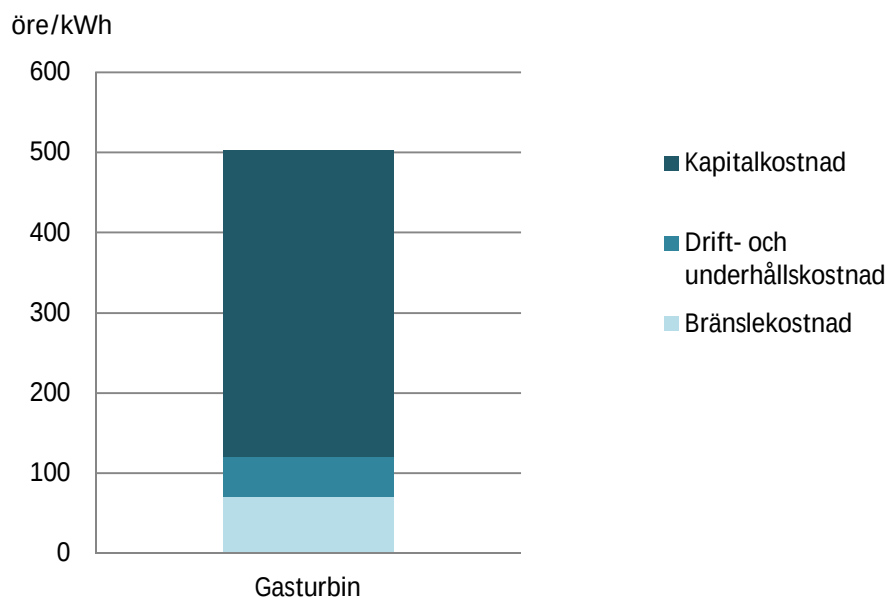
Värt att reflektera över är att gasturbin i rapporten har en lågt planerad drifttid för att representera en effektproducent och inte energiproducent, vilket leder till en mycket hög elproduktionskostnad; flexibilitet, tillgänglighet och hög effekt på kort tid värderas högre än låg produktionskostnad. Om lika många förväntade fullasttimmar som för gaskombikondenskraft ansätts (8 300 timmar per år), och med motsvarande DoU-kostnad, uppgår elproduktionskostnaden till ca 80 öre/kWh_{el} inklusive alla styrmedel. Däremot är det osannolikt att en SC gasturbin skulle köras som baslast då verkningsgraden är så pass mycket högre och elproduktionskostnaden betydligt lägre för en gaskombianläggning.

Den höga elproduktionskostnaden för gasturbin som effektproducent varierar kraftigt med hur mycket anläggningen körs och anses inte intressant att jämföra med övriga kraftslag, därför presenteras den resulterande elproduktionskostnaden endast i kapitel 4.

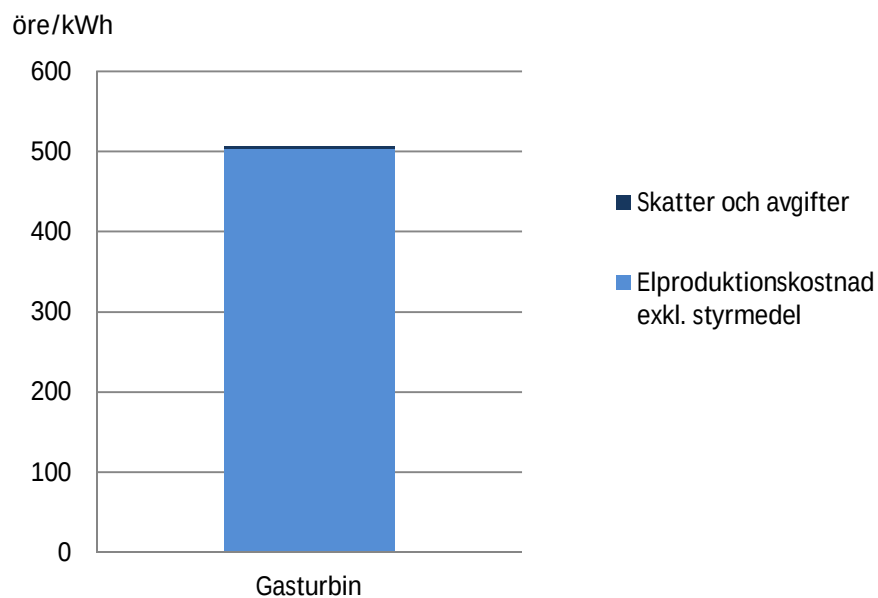
Tabell 4-9. Resultat för gasturbin med 6 % kalkylränta

Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	14,7	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	382,0	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	51,0	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	70,0	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning*	0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	3,4	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	503	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	506	öre/kWh _{el}

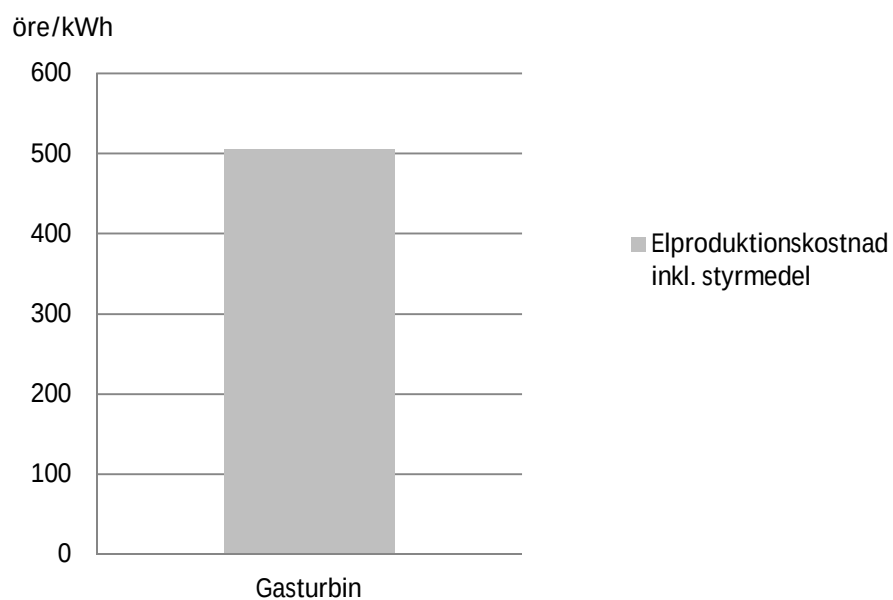
* Förbränningsanläggningar med el och/eller värmeproduktion <25 GWh omfattas inte av kväveoxidavgiften



Figur 4-6. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för gasturbin



Figur 4-7. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för gasturbin



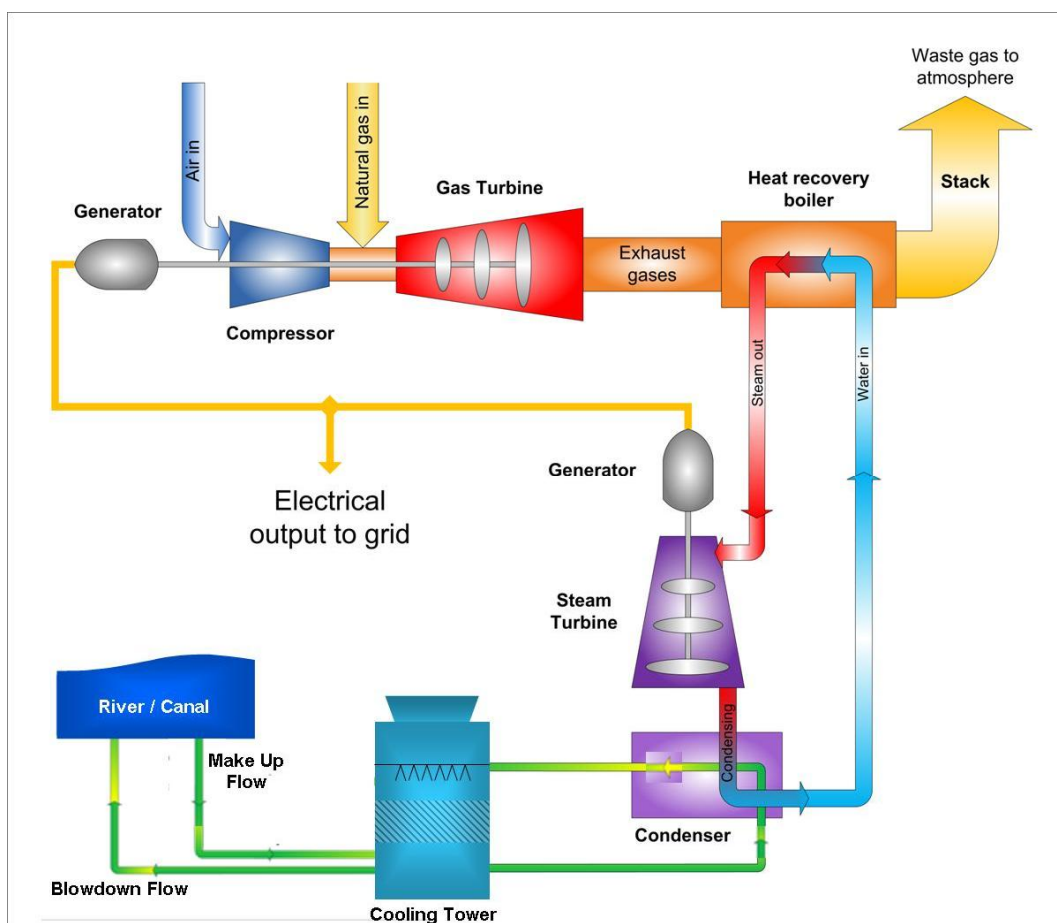
Figur 4-8. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för gasturbin

4.3 Gaskombikondenskraft

4.3.1 Teknikbeskrivning

Ett gaskombikraftverk består av en kombination av en gasturbin och en ångturbin. Gasturbinen beskrivs mer ingående i kapitel 4.2.

Gasturbinens varma avgaser ($\sim 500\text{ }^{\circ}\text{C}$) används för att i en avgaspanna hetta upp ånga i en klassisk Rankine-cykel som sedan expanderas i en ångturbin, illustrerat i Figur 4-9. El genereras via en generator både från gasturbinen och från ångturbinen.



Figur 4-9. Principskiss av en gaskombikraftcykel. Källa: Knottingley Power [37]

Till skillnad från en SC²⁴ (single cycle) optimeras gasturbinen och dess avgastemperatur för att driva en ångcykel med så bra totalprestanda för hela anläggningen som möjligt. Elverkningsgraden är lägre för själva gasturbinen vid CC i och med kravet på hög avgastemperatur, men den totala

²⁴ SC (single cycle) innebär att gasturbinen är fristående, till skillnad från CC (combined cycle) som syftar till ett gaskombikraftverk där gasturbinen kompletteras med en ångturbin som drivs av avgaserna från gasturbinen.

elverkningsgraden för hela gaskombianläggningen når nivåer kring 60 %. E.ON:s gaskombikraftverk *Ulrich Hartmann* i Irsching i södra Tyskland är med sin Siemens SGT5-8000H certifierad till elverkningsgraden 60,75 % [31].

Gaskombianläggningar byggs i regel från 50 MW_{el} och når högst elverkningsgrader av alla nu kommersiella anläggningar. Detta är nödvändigt eftersom de använder ett högvärdigt och relativt dyrt bränsle [31].

Gaskombikraftverk är komplexa anläggningar med ibland flera gasturbiner anslutna till en ångturbin och flera mellanöverhettare i ångcykeln. Snabbheten och flexibiliteten är lägre i en gaskombi jämfört med en SC gasturbin till följd av den förhöjda komplexiteten.

Koldioxidavskiljning och lagring (CCS)

Under senare år har en utveckling av gaskombikondens med CO₂-avskiljning och lagring, *Carbon capture and Storage* (CCS), skett i världen. Denna teknik är inte kommersiell och beskrivs som en framtida teknik i kapitel 4.18.

4.3.2 Utvecklingstrender

Genrup och Thern [31] sammanfattar utvecklingen av gasturbiner och gaskombianläggningar och de senaste tre åren har både verkningsgraden och flexibiliteten blivit avsevärt bättre. Alla större tillverkare erbjuder idag gaskombianläggningar med verkningsgrader uppemot 61 %.

Verkningsgraden för gaskombianläggningar kan höjas genom olika åtgärder varav den viktigaste är att höja temperaturen efter gasturbinens brännkammare och in till första turbinsteget. En trolig trend för gaskombianläggningar framöver är att temperaturen ut från gasturbinens brännkammare kommer öka till 1 600 °C och följaktligen höja admissionstemperaturen i avgaspannan till temperaturer över 600 °C [31]. Detta ställer högre krav på både högtemperaturmaterial och kylteknik. Avancerade högtemperaturmaterial i exempelvis turbinskovlar är dock kostsamma. Både Siemens H-klass och Mitsubishi F-klass har återgått från turbinblad i enkristall till riktningssstelnade blad. Förutsatt rätt kylteknik kan dessa anläggningar producera el för en betydligt lägre kostnad [31].

Förutom höjningen av inloppstemperaturen till turbinen sker en ständig utveckling av enskilda komponenter. Avsikten är att få låga tryckfall, låga emissioner av NO_x, låg andel oförbrända kolväten samt en jämn temperaturprofil på arbetsmediet före expansionen i turbinen.

Det är inte troligt att verkningsgraden höjs påtagligt över 60 % inom den närmaste framtiden. Det handlar snarare om att, med bibehållen verkningsgrad, höja tillgängligheten och öka både drift- och bränsleflexibiliteten för att möta efterfrågan på marknaden. I takt med ökad andel intermittent elproduktion blir det bland annat viktigare att kunna bibehålla en hög elverkningsgrad även på dellast [31].

Utveckling av koldioxidavskiljning och lagring (CCS)

För att minska miljöpåverkan från naturgaseldade gaskombianläggningar satsas det idag på CCS. Utvecklingen av gaskombianläggningar med CCS beskrivs i kapitel 4.18.

4.3.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Gaskombikondenskraft på totalt 420 MW_{el} är tänkt att köras som baslast med så många förväntade fullasttimmar som möjligt. Förväntade fullasttimmar ansätts till 8 300 timmar per år då den sammanlagda revisionstiden över livstiden för gaskombianläggningar enligt General Electric är mycket kort, för GE LM6000 endast 12 dagar på 50 000 drifttimmar [38]. Tillgängligheten är också hög och ansätts till 98 %.

Elverkningsgraden för en gaskombikondensanläggning varierar mellan tillverkarna och är här satt till 58 % för att representera en anläggning mitt i fältet.

Miljövärden för gasturbiner är inhämtade från Göteborg Energi [34] och Swedegas [35]. En anläggning av denna storlek antas ha SCR för att minska utsläppen av kväveoxider.

Beräkningsförutsättningar för gaskombikondenskraft sammanfattas i Tabell 4-10.

Tabell 4-10. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för gaskombikondenskraft

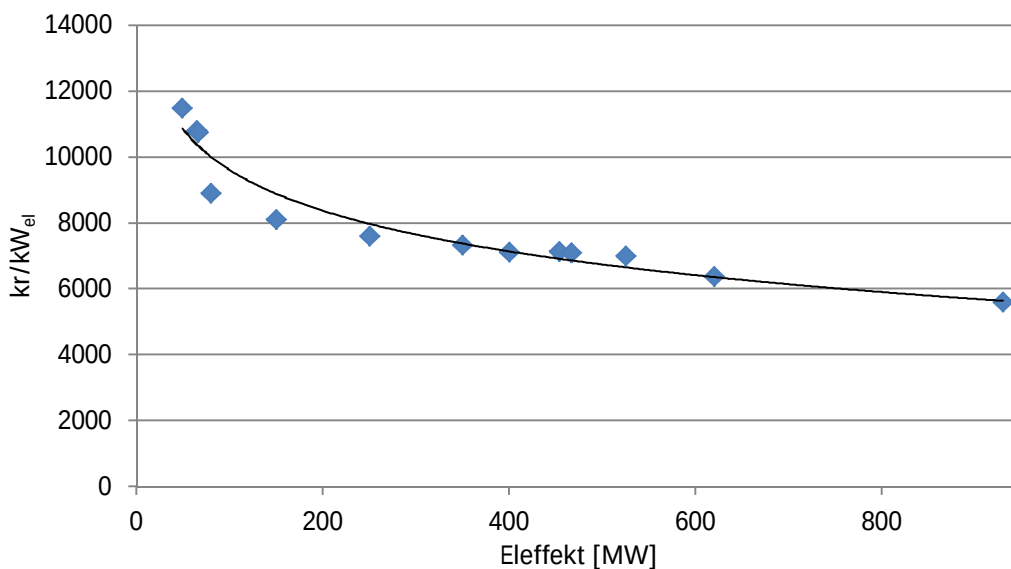
Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Naturgas	-
Värmevärde	38,9	MJ/Nm ³
Förväntade fullasttimmar	8 300	h/år
Tillgänglighet	98 %	-
Resultaterande fullasttimmar	8 134	h/år
Eleffekt brutto	431	MW
Eleffekt netto	420	MW
Elverkningsgrad*	58 %	-
NO _x -utsläpp	10	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	56,8	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle.

4.3.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnaden är framtagen på liknande sätt som för SC gaskondens; ett flertal studier med sammanställda kostnader samt enstaka offentligt publicerade investeringar i Europa ligger till grund för Figur 4-10. Studier framtagna av EIA, Elforsk och NVE ligger till grund för diagrammet ([26], [31] och NVE [36]). EIA [26] redovisar tydligt hur den totala investeringskostnaden är uppdelad i kostnadsposter för två olika effektstorlekar och tekniker; motsvarande fördelning har använts för att räkna upp kostnaderna av Genrup och Thern [31] till att representera totalkostnaden. Utifrån diagrammet ansätts den specifika investeringskostnaden för en CC gaskombikondensanläggning med en nettoeffekt på 420 MW till 7 000 kr/kW_{el}.



Figur 4-10. Specifik investeringskostnad för gaskombikondens, baserad på bruttoeffekt.

Byggtiden ansätts till 3 år tillsammans med en avskrivningstid på 25 år, i enlighet med Genrup och Thern [31].

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader för gaskombikondensanläggningar är i regel uppdelade i en fast respektive en rörlig del. Rörliga delen är uteslutande serviceavtal med leverantören och ansätts till 25 kr/MWh_{el} [31]. Fasta delen ansätts till 80 kr/kW_{el} ([26], [36]).

Bränslekostnader

Naturgaspriset hanteras i kapitel 3.2 och har för en anläggning på 420 MW_{el} ansatts till 280 kr/MWh_{bränsle}.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för gaskombikondenskraft summeras i Tabell 4-11.

Tabell 4-11. Summerade kostnader och styrmedel för gaskombikondenskraft

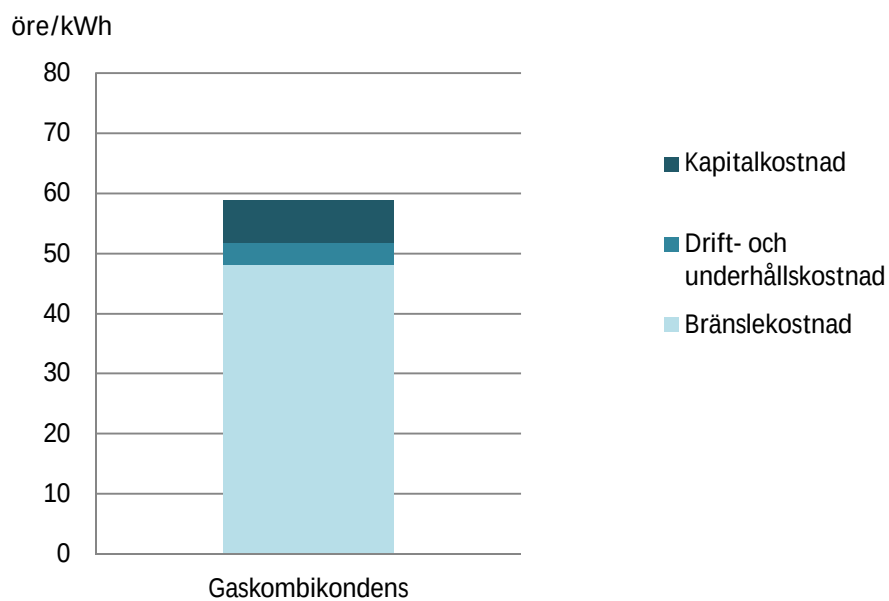
Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	6 820	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	7 000	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	3	år
Avskrivningstid	25	år
Fast DoU	80	kr/kW _{el} , netto
Rörlig DoU	25	kr/MWh _{el}
Bränslepris	280	kr/MWh _{bränsle}
NO _x -återbetalning	-0,9	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	0,3	öre/kWh _{el}
Svavelskatt	0	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	1,8	öre/kWh _{el}
Energiskatt	0,4	öre/kWh _{el}
CO ₂ -skatt	0,9	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

4.3.5 Resultat

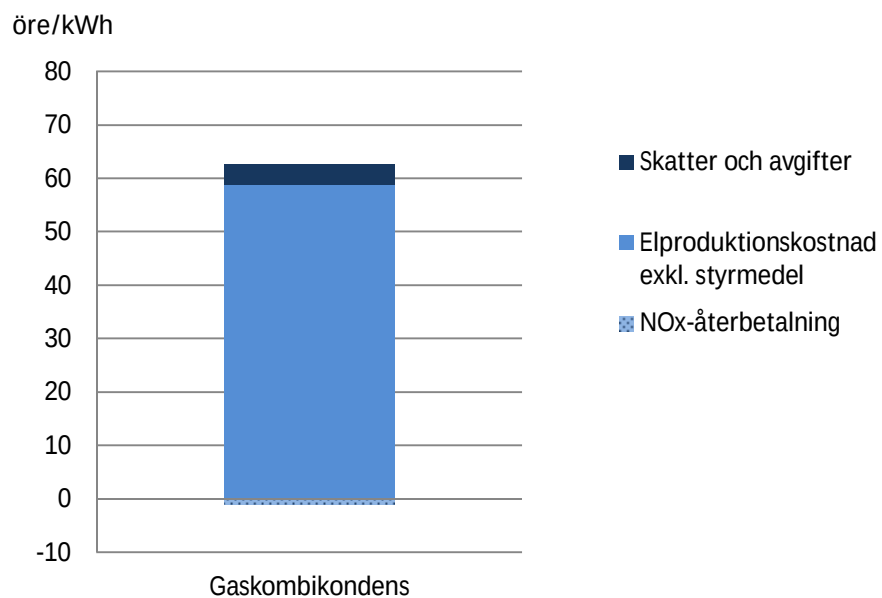
Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för gaskombikondenskraft summeras i Tabell 4-12 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. Den absolut mest betydande kostnadsposten för gaskombikondenskraft är bränslekostnaden, den utgör 78 % av elproduktionskostnaden inkl. styrmedel.

Tabell 4-12. Resultat för gaskombikondenskraft med 6 % kalkylränta

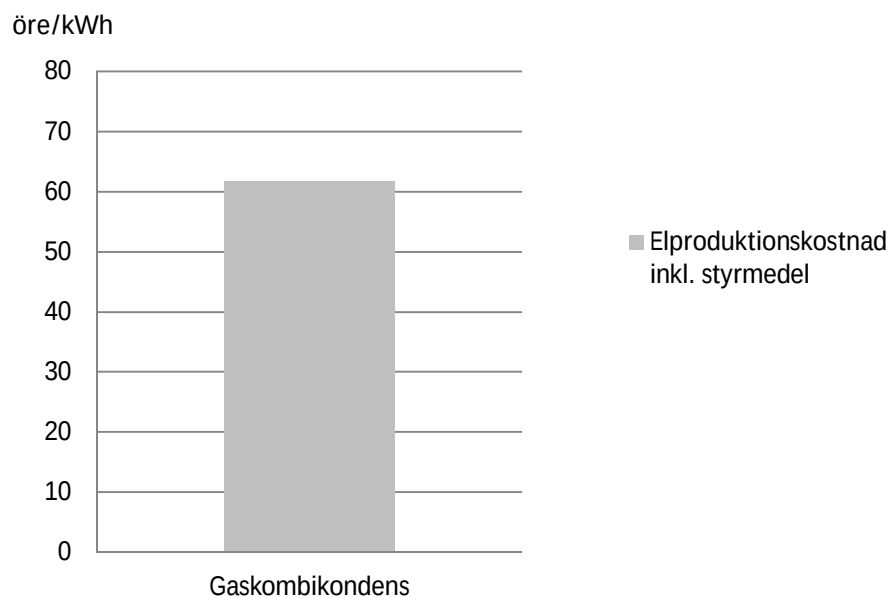
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	3 416	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	7,1	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	3,5	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	48,3	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-0,9	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	3,9	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	59	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	62	öre/kWh _{el}



Figur 4-11. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för gaskombikondenskraft



Figur 4-12. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för gaskombikondenskraft

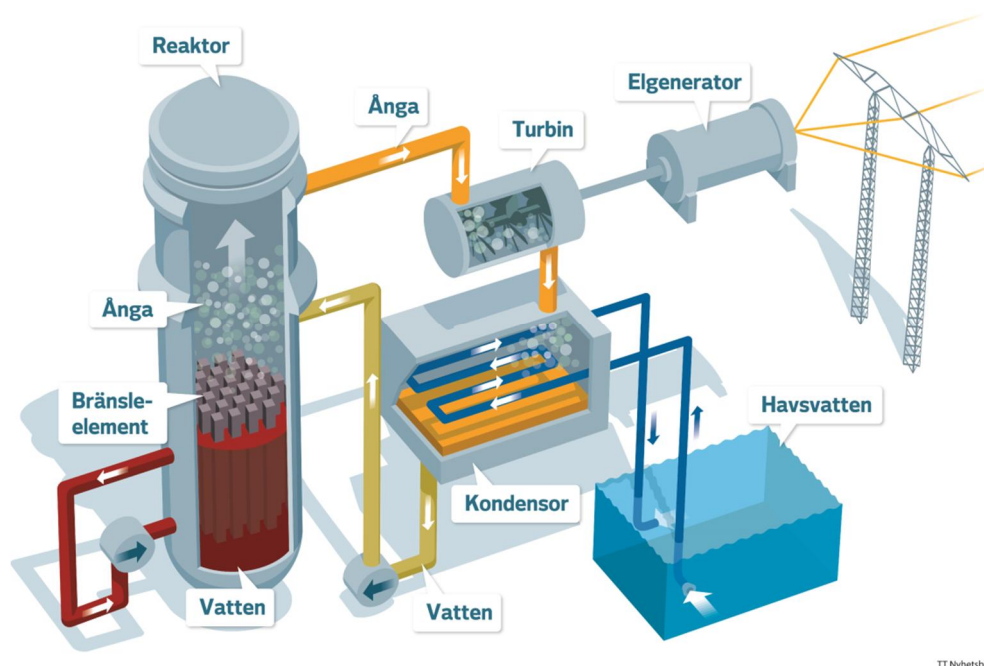


Figur 4-13. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för gaskombikondenskraft

4.4 Kärnkraft

4.4.1 Teknikbeskrivning

Kärnkraft bygger på att vatten förångas med hjälp av värmeavgivande kärnreaktioner i en kärnreaktor och leds genom en ångturbin som via en generator alstrar elektricitet. En principskiss över ett kärnkraftverk med kokvattenreaktor illustreras i Figur 4-14.



Figur 4-14. Principskiss över ett kärnkraftverk med kokvattenreaktor. Källa: Vattenfall [39]

Det finns flertalet olika reaktortyper och teknologier som utvecklats under lång tid och som brukar delas in i olika generationer; majoriteten av dagens kommersiella reaktorer är av generation II. Den teknik som byggs idag och kommer byggas den närmaste framtiden i västvärlden är främst reaktorer som kallas generation III och III+. Tekniken har utvecklats utifrån erfarenheterna från föregående generationer och karaktäriseras främst genom avancerade säkerhetssystem. Vissa kärnreaktorer av generation III+ har exempelvis passiva säkerhetssystem för kylning, som aktiveras genom naturlagar, istället för eller som komplement till elektriska och mekaniska system. Dessa passiva säkerhetssystem är följaktligen också mycket enklare än aktiva system eftersom de passiva säkerhetssystemen inte kräver samma omfattning av hjälpsystem som finns i dagens kraftverk.

Ett annat kännetecken för generation III är att driftsäkerheten förbättrats med tåligare material och robustare konstruktioner. Förutsättningar för en bättre ekonomi finns också då mindre mängd byggnadsmaterial och färre komponenter per installerad effekt används i förhållande till äldre generationer.

Arevas EPR (*European Pressurized Reactor*) är en evolutionär design (vidareutveckling av tidigare koncept) av generation-III som har utformats med förmågan att hantera svåra haverier utan att evakuering ska 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), d.v.s. fel med gemensam orsak. Nettoverkningsgraden för en EPR-anläggning är 35-37 % [40].

Westinghouse AP1000 är en revolutionär design (nytt koncept) av generation-III+ och är konstruerad med passiv kylning av reaktorinneslutningen och är därför inte lika beroende av pumpar och extern el som reaktorer med aktiv kylning. Istället används system uppbyggda på att ta vara på naturlagar som gravitation, naturlig konvektion och cirkulation för att upprätta den kylning som krävs. I och med den mindre omfattningen av elektriska och mekaniska säkerhetssystem är reaktorn mycket mindre och följaktligen billigare per installerad effekt jämfört med motsvarande reaktorer av samma generation med aktiva system.

Leverantörer av kärnkraftsreaktorer är bland andra Areva (Frankrike), Westinghouse (USA), GE-Hitachi (USA/Japan), KHNP (Sydkorea), Mitsubishi Heavy Industries (Japan), Rosatom (Ryssland), Candu (Kanada) och CNNC & SNPTC (Kina) [41].

4.4.2 Utvecklingstrender

Framtidens reaktorer, generation IV, ligger långt fram i tiden och ska utformas så att större olyckor kan uteslutas. En annan viktig egenskap för majoriteten av dessa reaktorer är att de ska kunna utnyttja kärnavfall som bränsle. Det betyder att förvaringstiden för högaktivt avfall kan reduceras från 100 000-tals år till mindre än 500 år. Upparbetning av använt kärnbränsle är en förutsättning. Fokus flyttas därmed från dagens reaktorer med termiska neutronspektra till helt andra koncept som exempelvis snabbneutronspektra som ursprungligen föreslogs på grund av bättre bränsleutnyttjning. Intresset har förnyats genom att ytterligare skäl har tillkommit såsom minimering av avfall och icke-spridning.

Idag finns mer än 430 kärnkraftsreaktorer i drift i världen och ett 70-tal nya håller på att byggas [42].

USA bygger sina första reaktorer på 30 år efter olyckan i Harrisburg 1979 och fler planeras. Bland annat byggs två av Westinghouse AP1000 av SCE&G vid VC Summer NPP, South Carolina och två AP1000 av Georgia Power vid Vogtle Electric Generating Plant, Georgia. Samtliga reaktorer planeras vara i drift kring 2017-2018. För att stödja utbyggnaden av kärnkraft utfärdar amerikanska staten lånegarantier, bland annat på \$6,5 miljarder till Georgia Power [43].

I Europa byggs och planeras reaktorer på ett flertal platser;

- Finska kärnenergiföretaget *Teollisuuden Voima Oyj* (TVO) bygger en EPR 1600 MW_{el}, Olkiluoto 3. Bygget är kraftigt försenat och skulle varit klart 2009 men saknar för närvarande fastställd tid för drifttagning, senast kommunicerade tidplan för drifttagning är i skrivande stund sent år 2018.
- Det statliga franska energibolaget *Electricité de France* (EDF) bygger en EPR 1630 MW_{el}, Flamanville 3. Bygget är försenat och beräknas vara i klart under 2016.
- Finska kärnenergiföretaget Fennovoima planerar att bygga en AES-2006/VVER1150 från Rosatom. Kraftverket Hanhikivi 1 som ska ligga i norra Finland beräknas vara i drift kring 2024.
- Franska EDF planerar att bygga två stycken Areva EPR 1600 MW_{el} vid Hinkley Point C i Storbritannien som beräknas vara klara under 2023. Anmärkningsvärt är att EDF förhandlat fram ett garanterat fastpris på elen från Hinkley Point C på 92,5 £₂₀₁₂/MWh, motsvarande ca 90 öre/kWh, i 35 år [44].

I Ryssland och Asien har utbyggnaden av kärnkraft skett mer kontinuerligt än i västvärlden och enligt FN:s atomenergiorgan IAEA [42] uppförs just nu bland annat 28 reaktorer i Kina, 10 i Ryssland, 6 i Indien och 5 i Sydkorea.

IAEA gör årligen uppskattningar av världens framtida samlade kärnkraftskapacitet; i september år 2013 publicerades den senaste uppskattningen med en kapacitetsökning på mellan 17 - 94 % till 2030, i ett låg- respektive högscenario [45]. Trots det faktum att många äldre reaktorer väntas stänga till 2030 och olyckan i japanska Fukushima 2011 uppskattar alltså IAEA ändå en utbyggnad i världen, om än med en lägre takt än före olyckan.

Sveriges kärnkraftverk är gamla och OKG i Oskarshamn kommer under 2014 ansöka hos Mark- och miljödomstolen om att få ställa av reaktorn O1 för att driva den under så kallad avställnings- och servicedrift [46].

4.4.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Kärnkraft producerar el som baslast i det svenska elsystemet och det eftersträvas därför att ha så många förväntade fullasttimmar som möjligt. Förväntade fullasttimmar ansätts till 8 300 timmar per år med en tillgänglighet på 95 % vilket resulterar i en kapacitetsfaktor²⁵ på 90 %. Detta kan jämföras med drifterfarenheterna från Finland som i medel över de senaste 10 åren har en kapacitetsfaktor på 95 % [47].

Elverkningsgraden ansätts till att motsvara Arevas EPR på 36 % beskriven i kapitel 4.4.1.

²⁵ Kapacitetsfaktor är kvoten mellan ekvivalenta fullasttimmar och antal timmar på ett år, 8 760 timmar.

Tabell 4-13. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för kärnkraft

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Kärnbränsle	-
Förväntade fullasttimmar	8 300	h/år
Tillgänglighet	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 885	h/år
Eleffekt brutto	1 720	MW
Eleffekt netto	1 600	MW
Elverkningsgrad*	36 %	-

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom termisk effekt.

4.4.4 Kostnader

Investeringskostnader

Att uppskatta investeringskostnader för nya kärnkraftverk i Sverige är svårt. Även om flera reaktorer håller på att uppföras i Europa (se ovan) så har dessa ännu inte färdigställts, därmed saknas referenser för totala investeringskostnader som är aktuella. Det är dessutom svårt att generalisera då investeringen kommer att skilja från fall till fall och land till land. Faktorer som påverkar kostnaden är den aktuella konkurrenssituationen men också sådant som kostnaden för arbetskraft i det specifika landet. Ytterligare faktorer som spelar in är reaktortyp, vilka krav ägaren har på konstruktionen och projektets genomförandemetod, exempelvis hur ansvaret och risken fördelas mellan leverantör och ägare. En ytterligare försvårande omständighet är att uppgifter från leverantörerna är av kommersiell natur och därmed ofta hålls konfidentiella.

Kostnadsuppgifter i olika referenser spänner över ett stort intervall och det kan vara svårt att uttyda vad som ingår i de angivna kostnaderna vilket kräver stor försiktighet och god källkritik. Det är ibland oklart om finansiella kostnader under byggtiden ingår, vilka kan vara omfattande för investeringar i kärnkraftverk, eller om det är en så kallad *overnight*-kostnad. Dessutom kan det vara svårt att veta om siffran enbart täcker kostnaderna för själva bygget eller inkluderar även ägarens utgifter för projektplanering och kringkonstruktioner såsom kraftledningar, kylvattenvägar, simulatoranläggningar och övrig infrastruktur. Generellt består kostnaden för EPC för 80 % av den totala kostnaden, resterande 20 % består av ägarens kostnader.

Studier av flertalet internationella organisationer och nyhetsreleaser rörande pågående byggnationer ligger till grund för uppskattningen av investeringskostnaden för ny kärnkraft i Sverige, ett urval presenteras nedan;

- Europeiska kommissionen [48] gjorde år 2013 en gedigen utredning kring kostnaderna för ny kärnkraft och kom fram till en investeringskostnad för en FOAK-reaktor till motsvarande 37 000 – 48 000 kr/kW_{el} (overnight) och en LCOE på motsvarande 40 – 57 öre/kWh vid 5 % kalkylränta.
- Brittiska *Department of Energy and Climate Change* (DECC) uppskattar ett spann för investeringskostnaden av "First-of-a-kind"-kärnkraft till 40 000 - 54 000 kr/kW_{el}, förmodligen inklusive byggränta [49].
- Amerikanska *Energy Information Administration* (EIA) har beräknat investeringskostnaden exklusive byggränta för två AP1000 (2234 MW_{el}) till en kostnad av 36 300 kr/kW_{el} [26].
- FN:s atomenergiorgan IAEA samlar in investeringskostnader från sina drygt 160 medlemsländer och presenterar dem utifrån region, exklusive finansiella kostnader under byggtiden [50]; Asien 10 300 kr/kW_{el}, Japan/Ryssland 19 800 kr/kW_{el}, EU/USA 23 000 – 39 000 kr/kW_{el}. IAEA menar också att egna tidigare studier underskattat kostnaderna och att de ökat med drygt 2 000 \$/kW_{el} (13 000 kr/kW_{el}) på tio år, främst beroende på ökad insikt kring ägandekostnader.
- *World Energy Council* publicerade år 2013 en uppskattad total investeringskostnad för ny kärnkraft i EU/USA till 6 520 \$/kW_{el} (43 000 kr/kW_{el}), sannolikt inklusive finansiella kostnader under byggtiden [27].
- Finska nyhetskanalen Yle skriver 2012 att Areva uppskattar kostnaden för bygget av sin EPR-reaktor i finska Olkiluoto att motsvara kostnaden för bygget av samma reaktortyp i franska Flamanville som tidigare uppskattats till 8,5 miljarder euro, motsvarande ca 46 000 kr/kW_{el} med dåvarande kronkurs [51]. Troligtvis ingår byggränta i kostnaden. Sedan uppskattningen har dock bygget av finska Olkiluoto 3 försenats ytterligare och är 2014 inne på sitt tionde byggnadsår [52]. Första uppskattningen av kostnaden för Olkiluoto 3 uppkom till drygt 3 miljarder euro 2003 [51].
- Franska EDF planerar att bygga två stycken Areva EPR 1600 MW_{el} vid Hinkley Point C i Storbritannien för en ungefärlig totalkostnad om £16 miljarder i 2012 års valuta, motsvarande ca 53 000 kr/kW_{el}. Finansiella kostnader under byggtiden är sannolikt inkluderat. Reaktorerna beräknas att driftsättas år 2023 [53].
- Amerikanska företaget Georgia Power Co. bygger två stycken AP1000 (Vogtle 3 & 4) som beräknas kosta totalt \$14 miljarder, motsvarande ungefär 42 000 kr/kW_{el}, och som planeras vara i drift 2017 resp. 2018 [54].

Baserat på tillgängliga referenser har i detta projekt en bästa bedömning av "over-night"-kostnaden för en ny reaktor med effekten 1600 MW_{el} uppskattats till 64 miljarder kronor, vilken då inkluderar ovan nämnda utgifter för ägaren, men alltså inte finansiella kostnader under byggtiden. Inklusiva de finansiella kostnaderna blir investeringskostnaden drygt 77 miljarder kronor. Omräknat

till kr/kW_{el} motsvarar dessa siffror
 40 000 kr/kW_{el} (overnight) respektive 48 300 kr/kW_{el} (totalt, inklusive
 finansiella kostnader under byggtiden). Det är en ökning från senast, år 2011,
 framtagna (svenska) investeringskostnader med drygt 40 % [1], som i sin tur
 ökade från 2007 med knappt 90 % [10].

Som redovisas ovan antas en investeringskostnad som ligger i paritet med
 pågående "First-of-a-kind"-projekt i Europa och USA. När fler reaktorer har
 byggts är det troligt att kostnaderna sjunker, exempelvis till följd av att
 leverantörernas utvecklingskostnader för designen blir mindre.

Den finansiella kostnaden har beräknats för en byggtid på 6 år²⁶. Länder i
 Asien som har byggt kärnkraft löpande når kortare byggtider än så,
 exempelvis ligger snitttiden för byggen i Sydkorea på 5 år²⁷. Bygget av
 Olkiluoto 3 i Finland har dragit ut på tiden och hela projektet ser nu ut att
 slutföras på minst 12 år. Det är dock den första reaktorn som byggs i väst på
 många år och dessutom den första reaktorn någonsin av just Arevas EPR. Det
 är troligt att kommande projekt går smidigare då exempelvis
 underleverantörsorganisationen blir mer väletablerad.

Avskrivningstiden för kärnkraft ansätts till 40 år.

För kärnkraften har det lagts in en återinvestering i beräkningarna år 25 för
 att täcka byten av vissa stora komponenter, exempelvis turbin och generator.
 Summan för detta har i grova mått uppskattats till 5 miljarder kronor vilken
 sedan nuvärdesberäknas. Det bör noteras att denna återinvestering ger ett
 väldigt litet bidrag till produktionskostnaden, ungefär 0,6 öre/kWh.

Drift- och underhållskostnader

För kärnkraftverk anges som regel kostnaden för drift och underhåll (DoU)
 enbart relaterat till produktionen, det vill säga i $\text{kr/MWh}_{\text{el}}$. Snittkostnaden för
 DoU för Ringhals och Forsmark år 2008-2012 ligger enligt årsredovisningarna
 på 97 $\text{kr/MWh}_{\text{el}}$. Snittkostnaden för hantering av restavfall uppgår till 16
 $\text{kr/MWh}_{\text{el}}$. Avgifterna för hantering av restavfall ökade 2012 med 120 % från i
 genomsnitt 1 till 2,2 öre/kWh för att gälla fram till och med 31 december
 2014. Förslag för kommande 3-årsperiod som lämnats in av SKB innebär
 ytterligare höjningar av avgifterna, bland annat på grund av att planerad
 drifttid förlängts för flera svenska reaktorer vilket ger mer avfall att
 slutförvara [17].

Baserad på DoU-kostnaderna för Forsmark och Ringhals tillsammans med
 ökad avgift för restavfallshantering ansätts totala DoU-kostnaden till 110
 $\text{kr/MWh}_{\text{el}}$, vilket är i paritet med EIA:s uppskattning [26]. Då ingår löpande

²⁶ Med byggtid avses här tiden från första större inbetalning (gjutningen av
 bottenplattan till reaktorbyggnaden) till färdig, överlämnad anläggning och
 kommersiell drift. Denna definition betyder att tid för tillståndsprövning, förberedande
 markarbeten, upphandling osv. inte beaktas, eftersom stora kapitalkostnader
 normalt sett inte uppkommer under denna tid.

²⁷ Byggtider för världens reaktorer går att hitta i IAEA:s PRIS-databas.
<http://www.iaea.org/programmes/a2/>

investeringar motsvarande ett par hundra miljoner kronor per år, avfallshantering, rivning av anläggningen och avgifter som Studsviksavgiften²⁸.

För kärnkraftverk med passiva säkerhetssystem, som saknar flera underhållskrävande elektriska eller mekaniska system för kylning, är DoU-kostnaden troligtvis lägre. Idag saknas dock drifterfarenheter från elproducerande reaktorer på 1 600 MW_{el} med passiv kylning.

Bränslekostnader

Kärnbränsle beräknas av WNA kosta 43 kr/MWh_{el}, baserat på ett uranpris på \$130/kg U₃O₈ och en utbränningsgrad på 45 MWd/kg²⁹ [9]. Det är möjligt att uranpriset ökar i framtiden. Kostnaden för uran utgör dock endast en del av bränslekostnaden, ungefär 45 %, och att bränslekostnaden i sin tur utgör mindre än 10 % av kärnkraftens totala produktionskostnad. Även ganska stora prisstegringar på uran får därför bara marginella effekter på produktionskostnaden som domineras av kapitalkostnaden. Dessutom köper kärnkraftsbolagen ofta uran med långtidskontrakt vilket minskar känsligheten för ändringar i uranpriset.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för kärnkraft summeras i Tabell 4-14.

Tabell 4-14. Summerade kostnader och styrmedel för kärnkraft

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	37 200	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	40 000	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	6	år
Avskrivningstid	40	år
DoU	110	kr/MWh _{el}
Bränslepris	43	kr/MWh _{el}
Reinvestering	5 000	Mkr
Tid mellan grund- och reinvestering	25	år
Effektskatt	5,4	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,3	öre/kWh _{el}

4.4.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för kärnkraft summeras i Tabell 4-15 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. För

²⁸ Studsviksavgiften är den avgift som kärnkraftsföretagen betalar för avvecklingen av viss verksamhet vid Studsvik. Avgiften finansierar hanteringen av visst radioaktivt avfall och tillförs Kärnavfallsfonden.

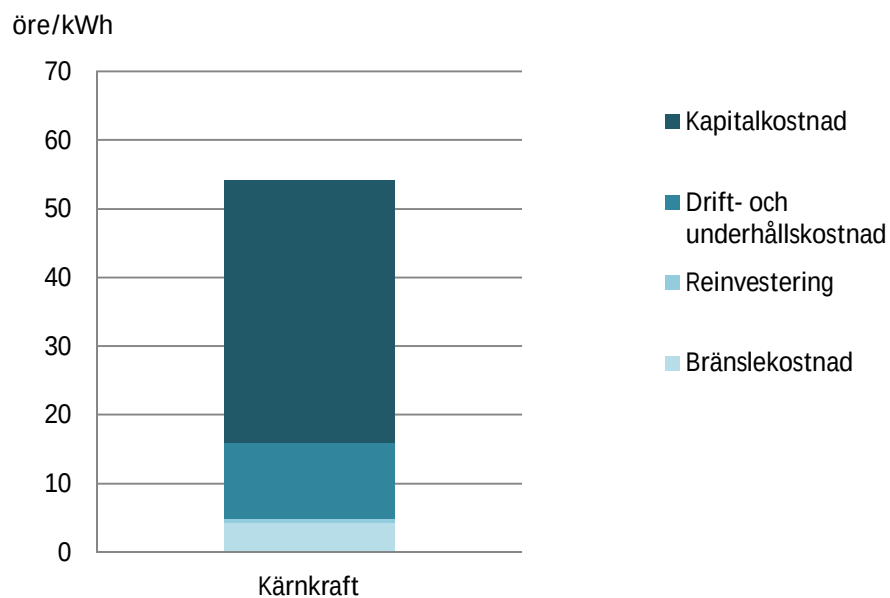
²⁹ Nya reaktorer kommer sannolikt förknippas med högre utbränningsgrad.

kärnkraft är investeringskostnaden den absolut största kostnadsposten, och det är också den mest osäkra. Som det beskrivs i kapitel 4.4.4 är investeringskostnaden på 40 000 kr/kW_{el} en uppskattning i paritet med "first-of-a-kind"-projekt i Europa och USA utifrån ett stort spann för olika tekniker, regioner, rapporter och projekt.

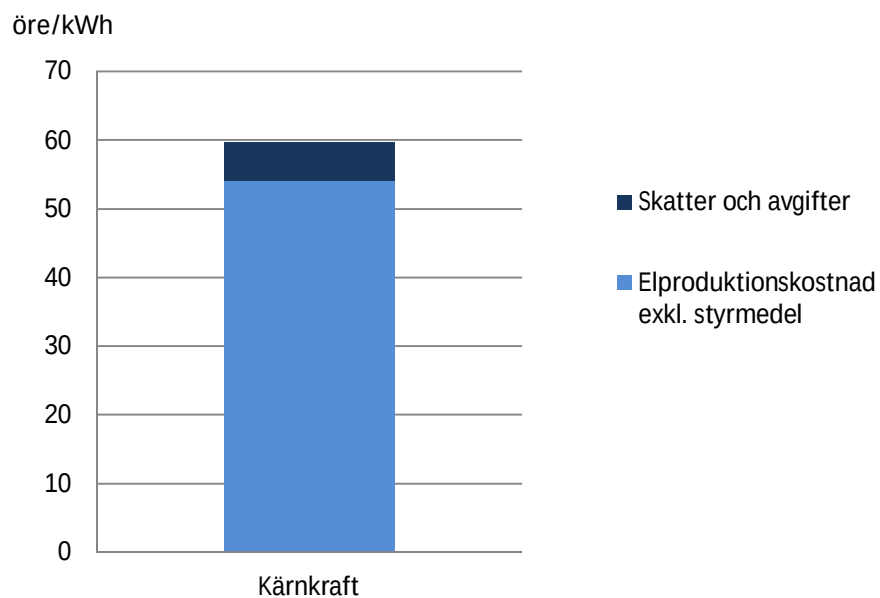
Precis som för övriga kraftslag har en kalkylränta på 6 % använts, även om det för ny kärnkraft antagligen är orealistiskt låg ränta med avseende på risker kopplade till byggnation av ny kärnkraft. I kapitel 5.3.1 presenteras en känslighetsanalys av kalkylräntan för bland annat kärnkraft.

Tabell 4-15. Resultat för kärnkraft med 6 % kalkylränta

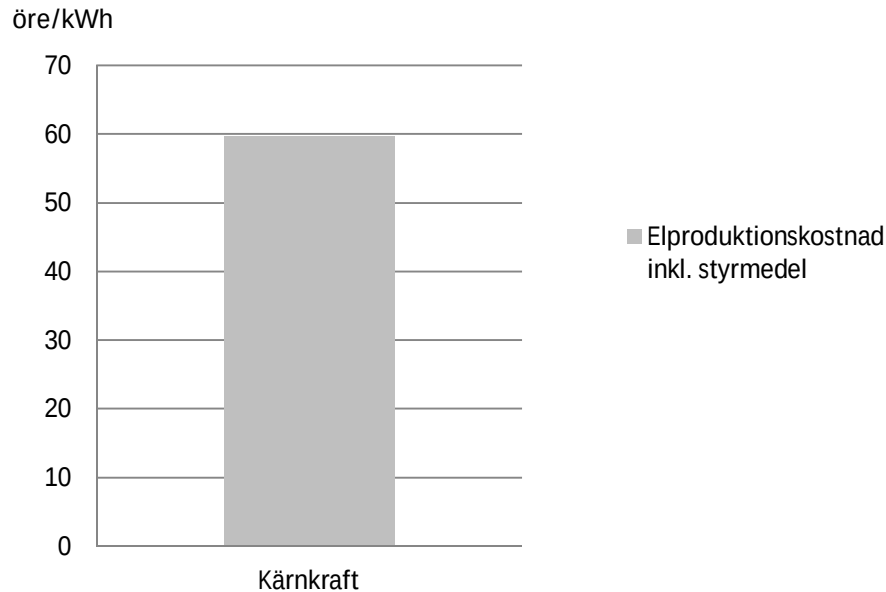
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	12 616	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	38,2	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	11,0	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	4,3	öre/kWh _{el}
Reinvestering	0,6	öre/kWh _e
Skatter & avgifter	5,7	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	54	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	60	öre/kWh _{el}



Figur 4-15. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för kärnkraft



Figur 4-16. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för kärnkraft



Figur 4-17. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för kärnkraft

4.5 Gaskombikraftvärme

4.5.1 Teknikbeskrivning

Gasturbiner beskrivs i kapitel 4.2 och gaskombianläggningar beskrivs i kapitel 4.3. Den enda tekniska skillnaden mellan gaskombikraftvärme och gaskombikondens är att kylningen sker med fjärrvärme i en kraftvärmeanläggning. Det som också skiljer sig är driftstrategin och designfilosofin av anläggningen eftersom det finns ett värmeunderlag som ställer krav.

Elverkningsgraden varierar beroende på aktuell anläggning hur den är utlagd, för vilket alfavärde, samt hur anläggningen körs. Anläggningarnas alfavärde, det vill säga förhållandet mellan eleffekten och fjärrvärmeeffekten, beror på vilken driftstrategi som föranlett designen av anläggningen. Rya kraftvärmeverk i Göteborg har ett alfavärde på knappt 0,9 [55] och producerar därför relativt sett mer värme och fokuserar således på en hög totalverkningsgrad. Öresundsverket i Malmö har däremot ett alfavärde på ca 1,6 och fokuserar främst på elproduktion [56]. Totalverkningsgraden kan för gaskombikraftvärme bli hög, Rya kraftvärmeverk i Göteborg når hela 92,5 % [55].

Ett gaskombikraftvärmeverk på 150 MW_{el} kan konstrueras med flera gasturbiner och olika konfigurationer. En vanlig konfiguration är att avgaserna från två gasturbiner leds till två avgaspannor som producerar ånga till en

ångturbין. För denna storlek har ångcykeln oftast två ångtryck och mellanöverhettning saknas. Mindre anläggningar på 40 MW_{el} är ofta uppbyggda på liknande sätt men har vanligen något lägre elverkningsgrad.

De två effektstorlekarna som jämförs i rapporten är idag i underkant jämfört med de storlekar som byggs i Europa idag.

4.5.2 Utvecklingstrender

I kapitel 4.3.2 beskrivs utvecklingstrenderna för gaskombianläggningar i allmänhet vilka också omfattar gaskombikraftvärme.

4.5.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Driftstrategin för gaskombikraftvärmeverk på 40 respektive 150 MW_{el} planeras i regel efter vilket värmeunderlag som råder. Förväntade fullasttimmar ansätts som för övriga kraftvärmetekniker till 5 000 timmar per år. Tillgängligheten för gaskombikraftvärme är hög och ansätts till 98 %.

Elverkningsgraden för ett gaskombikraftvärmeverk varierar mellan anläggningarna beroende företagets driftstrategi och alfavärde. Här ansätts elverkningsgraden till 49 – 51 % med ett alfavärde på 1,51 – 1,54 för att representera anläggningar med fokus på elproduktion.

Miljövärden för gasturbiner är inhämtade från Göteborg Energi [34] och Swedegas [35].

Beräkningsförutsättningar för gaskombikraftvärmeverk sammanfattas i Tabell 4-16.

Tabell 4-16. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för gaskombi-kraftvärme, 40 och 150 MW

Parametrar	40 MW	150 MW	Enhet
Bränsletyp	Naturgas	Naturgas	-
Värmevärde	38,9	38,9	MJ/Nm ³
Förväntade fullasttimmar	5 000	5 000	h/år
Tillgänglighet	98 %	98 %	-
Resulterande fullasttimmar	4 900	4 900	h/år
Eleffekt brutto	41	154	MW
Eleffekt netto	40	150	MW
Elverkningsgrad*	49 %	51 %	-
Alfavärde netto**	1,51	1,54	-
Värmeeffekt	26,5	97,5	MW
Totalverkningsgrad	81 %	84 %	-
NO _x -utsläpp	20	20	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	56,8	56,8	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

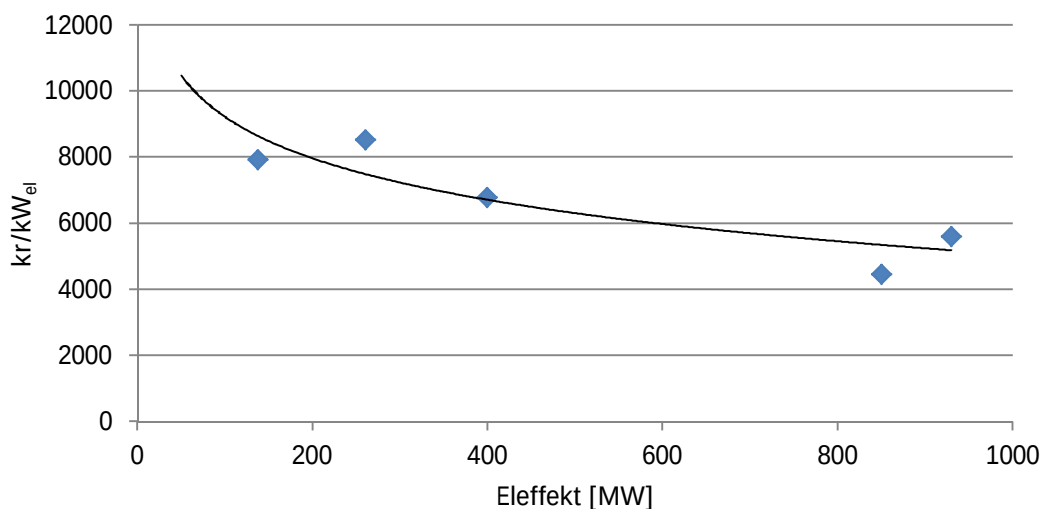
* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle.

** Alfavärdet definieras här som netto-el genom netto-värme.

4.5.4 Kostnader

Investeringskostnader

Ett antal investeringskostnader för anläggningar i Sverige och Europa ligger till grund för Figur 4-18. Utifrån diagrammet ansätts den specifika investeringskostnaden för ett gaskombikraftvärmeverk med en nettoeffekt på 40 MW_{el} till 11 000 kr/kW_{el} och 150 MW_{el} till 8 500 kr/kW_{el}.



Figur 4-18. Specifik investeringskostnad för gaskombikraftvärme, baserad på bruttoeleffekt.

Byggtid och avskrivningstid ansätts som för gaskombikondens till 3 år respektive 25 år, i enlighet med Genrup och Thern [31].

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader för gaskombikraftvärmeverk har ansatts till en rörlig kostnad om 25 kr/MWh_{el} och en fast kostnad på 100 kr/kW_{el} för 40 MW_{el} och 90 kr/kW_{el} för 150 MW_{el} ([26], [36]). Dessa kostnader har stämts av med anläggningsägare.

Bränslekostnader

Naturgaspriset hanteras i kapitel 3.2 och har för en anläggning på 40 MW_{el} ansatts till 290 kr/MWh_{bränsle} och för en anläggning på 150 MW_{el} till 280 kr/MWh_{bränsle}.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för gaskombikraftvärmeverk summeras i Tabell 4-17.

Tabell 4-17. Summerade kostnader och styrmedel för gaskombikraftvärme, 40 och 150 MW

Parametrar	40 MW	150 MW	Enhet
Specifik investering	10 740	8 280	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	11 000	8 500	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	3	3	år
Avskrivningstid	25	25	år
Fast DoU	100	90	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	25	25	kr/MWh _{el}
Bränslepris	290	280	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	324	324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-1,5	-1,5	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	0,7	0,7	öre/kWh _{el}
Svavelskatt	0	0	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	2,1	2,0	öre/kWh _{el}
Energiskatt	2,3	2,2	öre/kWh _{el}
CO ₂ -skatt	0,7	0,7	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	0,5	öre/kWh _{el}

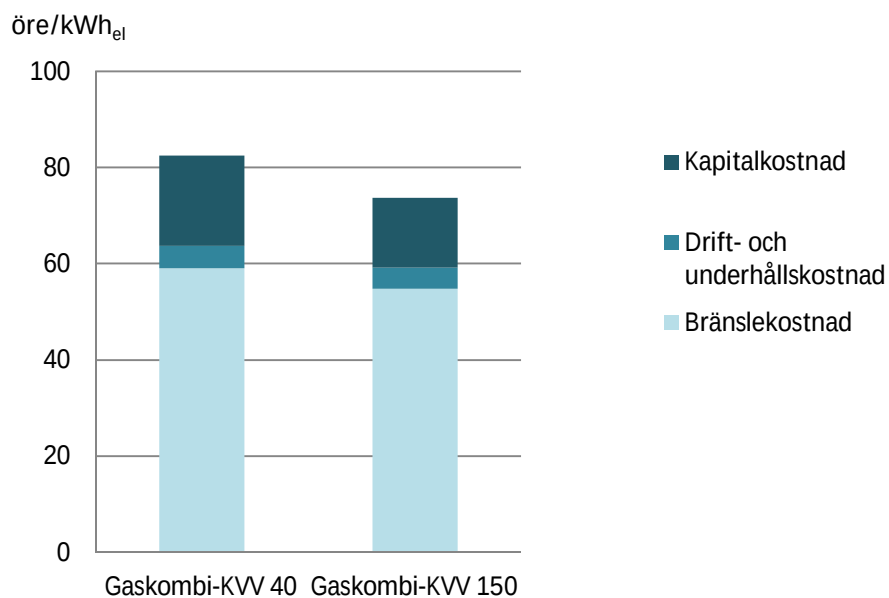
* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

4.5.5 Resultat

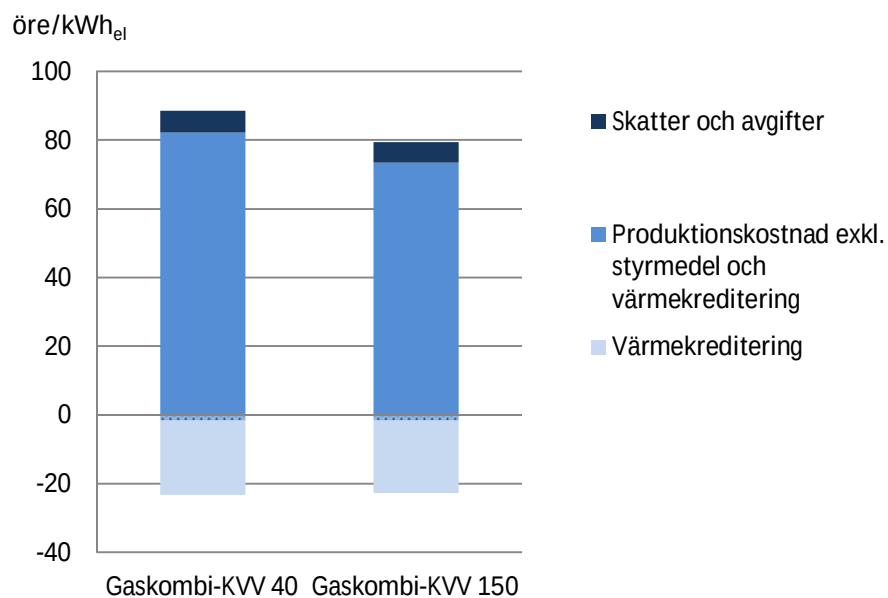
Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för gaskombikraftvärme summeras i Tabell 4-18 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. Bränslekostnaden är den största kostnadsposten för naturgaseldad gaskombikraftvärme. Värmekrediteringen är också betydande, mer om värmekrediteringen i kapitel 3.6.2.

Tabell 4-18. Resultat för gaskombikraftvärme med 6 % kalkylränta

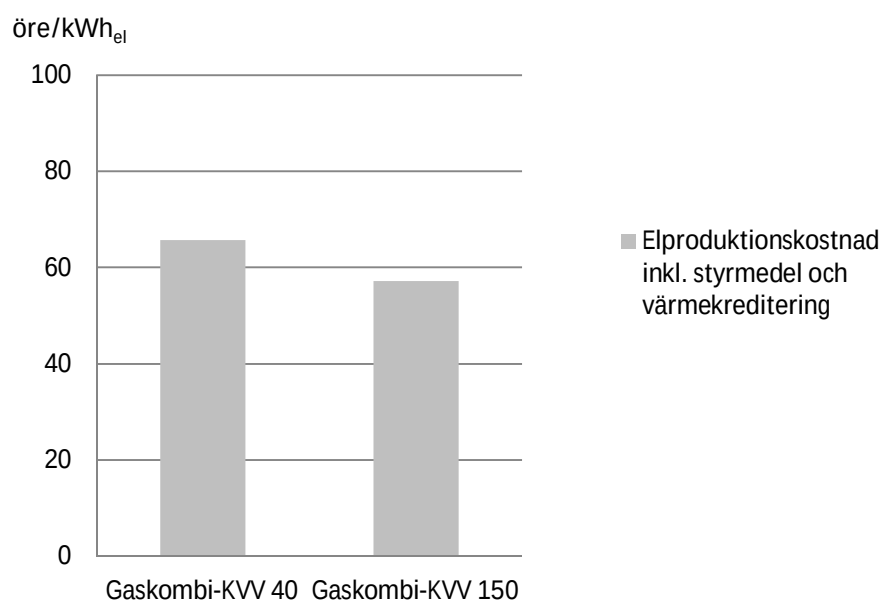
Parametrar	40 MW	150 MW	Enhet
Produktion			
Elproduktion	196	735	GWh/år
Värmeproduktion	130	478	GWh/år
Kostnader			
Kapitalkostnad	18,8	14,5	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	4,5	4,3	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	59,2	54,9	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-21,5	-21,1	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-1,5	-1,5	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	6,3	6,0	öre/kWh _{el}
Resultat			
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	61	53	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	66	57	öre/kWh _{el}



Figur 4-19. Produktionskostnad för el och värme med gaskombikraftvärme, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-20. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för gaskombikraftvärme



Figur 4-21. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för gaskombikraftvärme

4.6 Biobränslekraftvärme, ångcykel

I detta kapitel presenteras de fyra fall som baseras på biobränsleförbränning i eldstad följt av en ångcykel med elproduktion i turbin.

4.6.1 Teknikbeskrivning

Ett biobränsleeldat kraftvärmeverk genererar el genom att biobränsle (i huvudsak i form av träflis) tillförs och eldas i en eldstad. De varma rökgaser som bildas värmer i sin tur upp vatten som förångas. Ångan expanderar i en ångturbin med generator, vilken genererar elektrisk ström. Efter att ångan har expanderat i turbinen så kondenseras den, vilket ger fjärrvärme.

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 70-120°C beroende på årstid och fjärrvärmesystem. Det ger ett mättnadstryck i intervallet 0,3-2,0 bar(a) i kondensorn. Vid en applikation för enbart elproduktion (kondenskraftverk) erhålls betydligt lägre mättnadstryck i kondensorn, ett typiskt värde är 0,04 bar(a), 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 i turbinen 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 Fluidiserad Bädd) eller CFB (Cirkulerande Fluidiserad Bädd). För mindre pannor kan även

pannor av typen roster vara aktuella men i denna rapport baseras kostnaden på fluidbäddteknik. Bäddmaterialet består huvudsakligen av sand som fluidiseras 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 självcirkulation. De två faserna, vatten och ånga, separeras i ångdomen. För de högre ångtrycken tillämpas tvångscirkulation och för överkritiska tryck används genomströmningsspannor.

Systemen för bränslehanteringen är generellt omfattande för en biobränsleeldad anläggning. Det kan innehålla en lagerbyggnad, ett flertal silos, upparbetning och olika typer av transportörer. Investeringskostnaden för systemen kan utgöra cirka 10 % av hela anläggningskostnaden. I följande kapitel presenteras typiska exempel på ångcykelkonfiguration, panntyp och ångdata för de fyra 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.

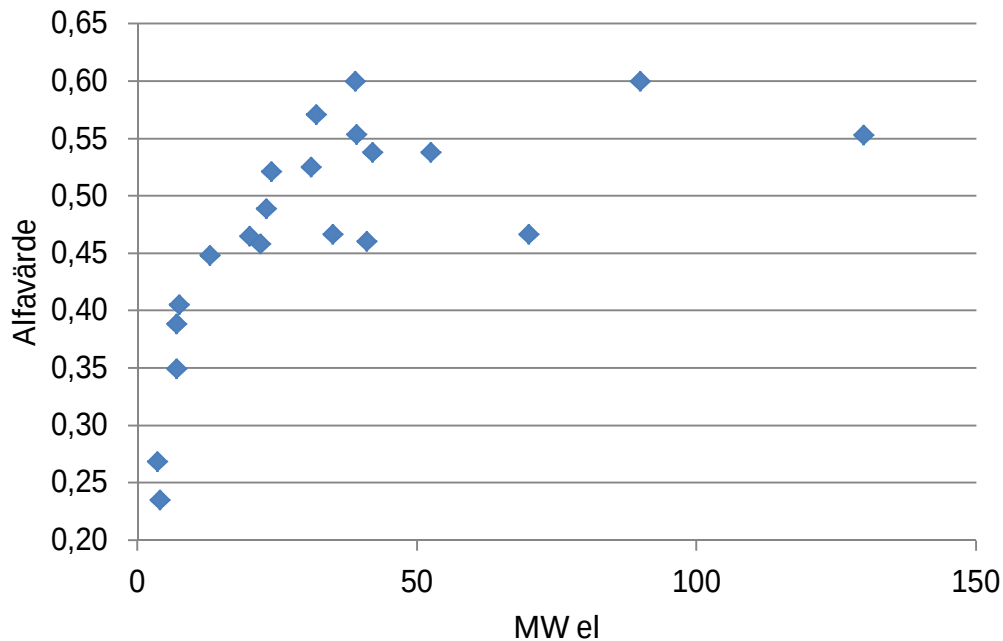
Generella prestanda

I en svensk förstudie [57] har de teknisk/ekonomiska förutsättningarna för att höja ångdata vid biobränsleeldade anläggningar studerats. I samma studie presenteras även typiska prestanda för dagens anläggningar. De storlekar som studerats i studien är 10 MW_e, 30 MW_e och 80 MW_e. Bränsleutnyttningen, som ibland kallas för totalverkningsgraden, är ganska oberoende av storlek och ångdata.

Rökgaskondensering är idag lönsamt för våta biobränslen och med kondenseringen kan totalverkningsgraden ökas väsentligt. Totalverkningsgraden baseras generellt på bränslets lägre värmevärde och beror på fukthalten på biobränslet och på fjärrvärmevattnets returtemperatur. Vid 45 % fukthalt på biobränslet 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 efter rökgaskondensering och före skorsten är cirka 35°C med fukthalten 5 %.

I denna rapport förutsätts rökgaskondensering i samtliga fall. För en ny kraftvärmeanläggning är värmebehovet den styrande parametern för anläggningens storlek. Rökgaskondensering innebär att alfavärdet (förhållandet mellan nettoeffekten och fjärrvärmeeffekten) minskar och därmed minskar elproduktionen för ett givet värmebehov.

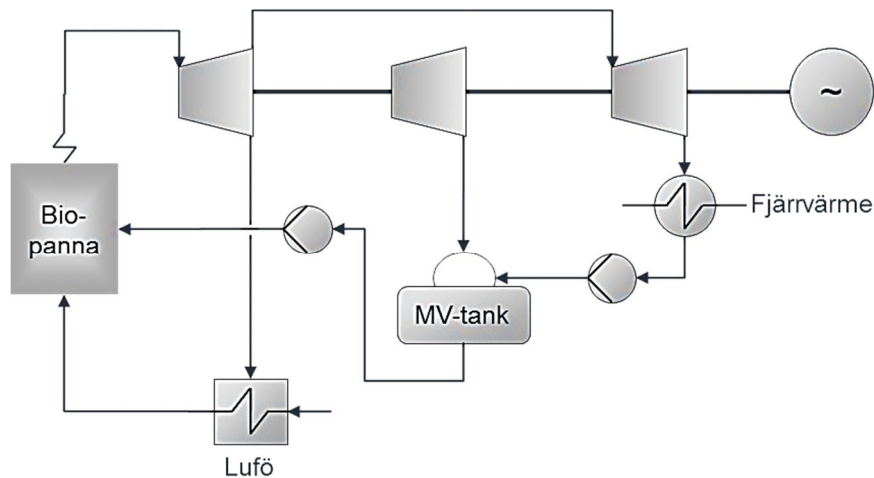
Ibland används ett annat alfavärde som istället beräknas som el från generatoren genom värme från kondensorn d.v.s. här ingår inte värme producerad i rökgaskondenseringen. Detta alfavärde ("alfavärde brutto") visar hur effektiv elproduktionen är i förhållande till producerad fjärrvärme från pannan. Detta senare alfavärde visas för ett antal olika anläggningar i Figur 4-22. Dessa värden, kontrollerade mot leverantör, har använts i studien för att beräkna elproduktionen för de olika fallen.



Figur 4-22. Alfavärde brutto (nyckeltal, el/värme från kondensorer) för ett antal bibränsleeldade kraftvärmeanläggningar.

Storlek 5 MW_{el}

Denna anläggning är uppbyggd av en bibränsleeldad panna och en ångturbin med en eller två avtappningar, en till luftöverhettaren och en till matarvattentanken (MV-tanken), se Figur 4-24. Konfigurationen varierar mellan anläggningarna. Fler förvärmare skulle vara termodynamiskt gynnsamt men är inte tekniskt/ekonomiskt lönsamt. En mellanöverhettning i den här storleken anses inte ekonomiskt lönsamt då kostnaderna för turbinen och pannan ökar. Pannan kan vara av typen roster eller BFB och strömningen genom förångartuberna sker genom själv-cirkulation.

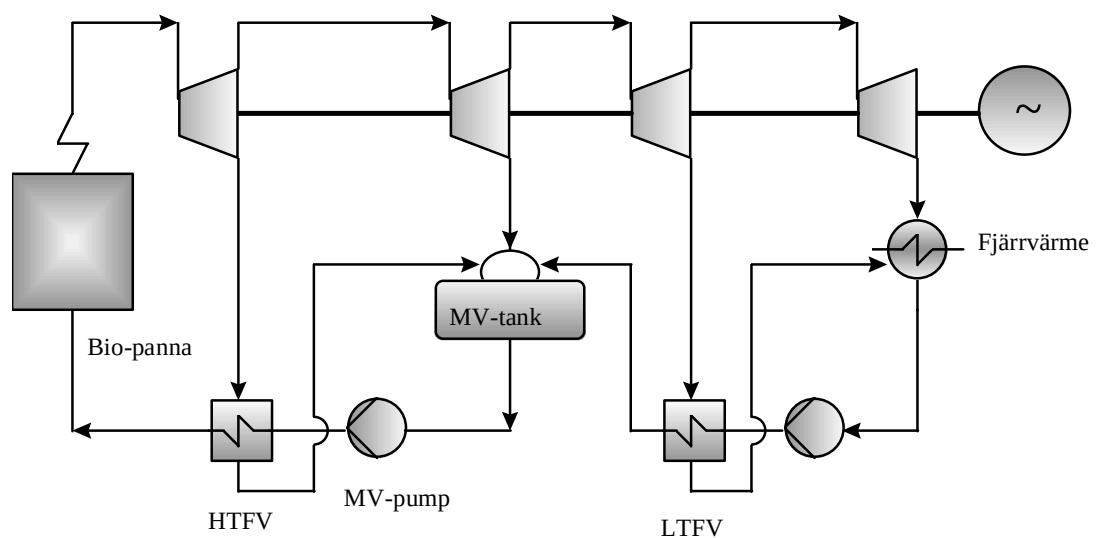


Figur 4-23 Biobränslekraftvärme, 5 MW_{el}-processen.

Typiska ångdata (vid turbininloppet) med dagens teknik är 60-90 bar och 480-500°C. Netto elverkningsgrad är 23-30 % och alfavärdet med rökgaskondensering är cirka 0,19-0,25 [58].

Storlek 10 MW_{el}

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 hög-trycksförvärmaren (HTFV), se Figur 4-24. 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.

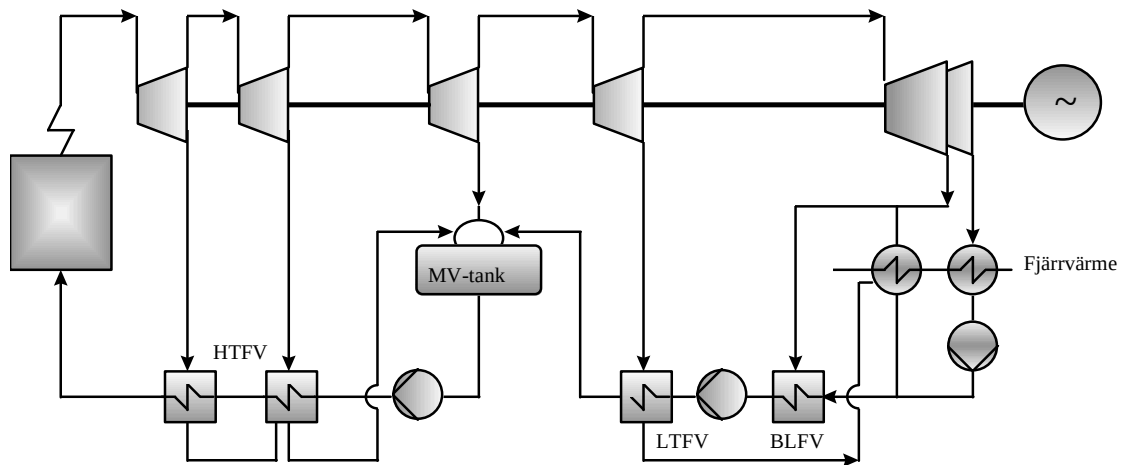


Figur 4-24. Biobränslekraftvärme, 10 MW_{el}-processen.

Typiska ångdata (vid turbininloppet) med dagens teknik är 90 bar och 520°C. Netto elverkningsgrad är runt 27 % och alfavärdet med rökgaskondensering är cirka 0,35.

Storlek 30 MW_{el}

Vid denna storlek har ångcykeln ofta två HTFV, en MV-tank, en LTFV samt en blandnings-förvärmare (BLFV), se Figur 4-25. Den sistnämnda blandar kondensatet från de två kondensor-delarna vilka arbetar med olika tryck och värmelast. En uppdelning av kondensorn i två steg är gynnsam eftersom en del av ångan kan expandera till ett lägre sluttryck. Inte heller i denna storlek anses mellanöverhettning tekniskt/ekonomiskt lönsamt. Pannan kan vara av typen BFB eller CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom självcirkulation.

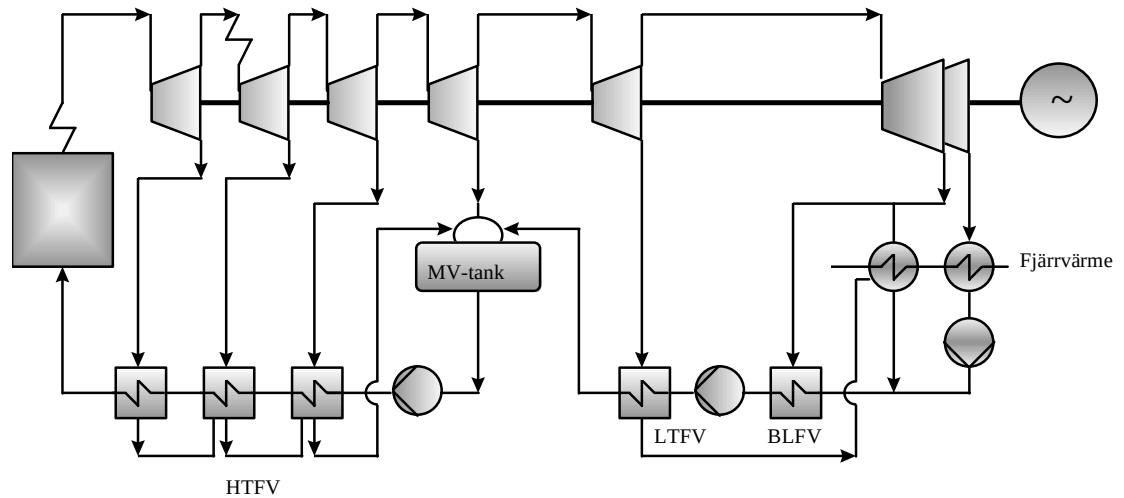


Figur 4-25. Biobränslekraftvärme, 30 MW_{el}-processen

Typiska ångdata med dagens teknik är 140 bar och 540°C. Netto elverkningsgrad är runt 28 % och alfavärdet med rökgaskondensering är runt 0,37-0,38.

Storlek 80 MW_{el}

Storleken 80 MWe får anses tillhöra den övre delen av effektintervallet avseende bibränsleeldning i Sverige. Ångcykeln kan ha tre HTFV, en LTFV, en BLFV och två kondensordelar, se Figur 4-26. För den här storleken är mellanöverhettning tekniskt/ekonomiskt generellt lönsamt. Pannan kan vara av typen CFB och strömningen genom förångartuberna sker genom självckirkulation eller tvångscirkulation.



Figur 4-26. Biobränslekraftvärme, 80 MW_{el}-processen

Ångdata med dagens teknik är upp till 140 bar och 560°C (exempelvis KVV8 i Värtaverket). Netto elverkningsgrad är runt 31 % och alfavärdet med rökgaskondensering är runt 0,41-0,42.

4.6.2 Utvecklingstrender

Vid införande av elcertifikat och på grund av stigande elpriser fram till 2010 ökade intresset för att uppnå så hög elproduktion som möjligt från en anläggning. För dagens anläggningar har hög elverkningsgrad i huvudsak antagits kunna tillfredsställas genom tekniska lösningar som utveckling av sandlåsöverhettare i CFB-applikationer. Denna lösning synes ha lett till en kommersiell etablering av ångtemperaturer i intervallet 540-560°C, den högre nivån gällande större enheter. Utveckling mot nivåer upp emot 600°C antas inte slå igenom kommersiellt förrän 2020-2025. Utvecklingen mot högre ångdata i kommersiella anläggningar torde vara relaterad till elpriset, vilket efter en topp på 2010 har haft en nedåtgående trend.

4.6.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Elverkningsgrader och alfavärden angivna nedan är en avvägning mellan värden för ett antal nyare anläggningar och information från leverantörer. Utsläppen av kväveoxid är uppskattade utifrån ett antal anläggningars utsläpp angivna i NO_x-registret för 2012 [59]. De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna som används vid beräkning av elproduktionskostnad anges i Tabell 4-19.

Tabell 4-19. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för bibränsleeldad kraftvärme, 5-80 MW

Parametrar	5 MW	10 MW	30 MW	80 MW	Enhet
Bränsletyp	Skogsflis	Skogsflis	Skogsflis	Skogsflis	-
Värmevärde	2,6	2,6	2,6	2,6	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	5 000	5 000	5000	5000	h/år
Tillgänglighet	96 %	96 %	96 %	96 %	-
Resulterande fullasttimmar	4 800	4 800	4 800	4 800	h/år
Eleffekt brutto	5,8	11	33	88	MW
Eleffekt netto	5	10	30	80	MW
Elverkningsgrad*	22 %	27 %	28 %	31 %	-
Alfavärde netto**	0,27	0,35	0,37	0,41	-
Alfavärde brutto***	0,40	0,50	0,53	0,60	-
Kondensvärme-effekt	14	22	62	147	MW
RGK-effekt	4	7	19	47	MW
Totalverkningsgrad	104 %	105 %	105 %	106 %	-
NO _x -utsläpp	70	60	40	40	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	0	0	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	0	0	0	0	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

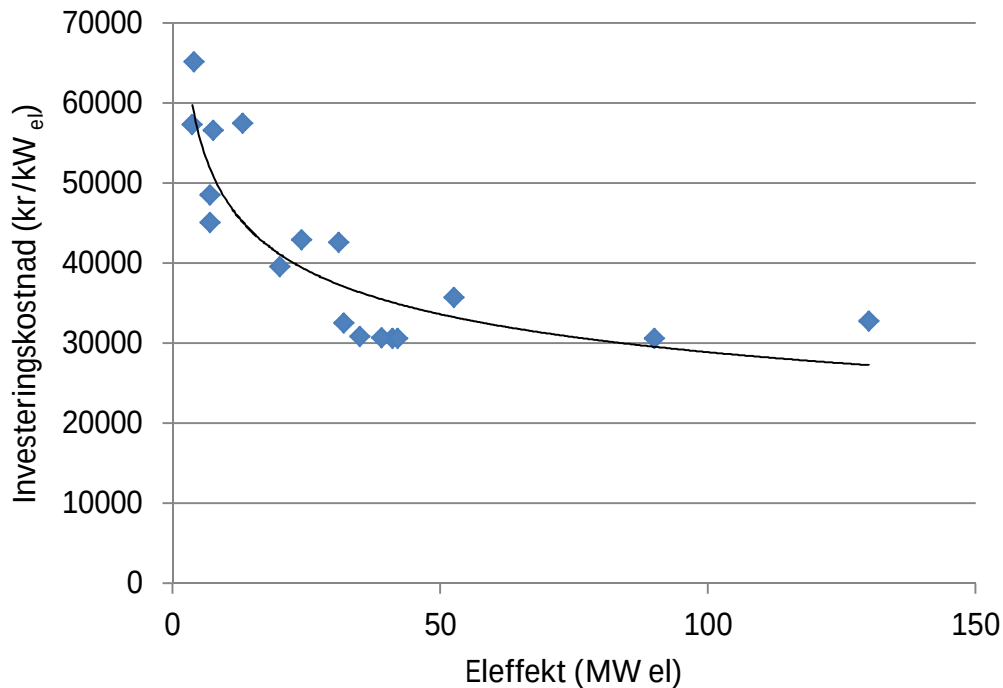
** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme inkl. rökgaskondensering

*** Alfavärde brutto definieras som brutto-el genom kondensvärme

4.6.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnader för bibränsleeldade kraftvärmeverk har uppskattats genom att hämta in investeringskostnader för ett antal byggnationer som nyligen har genomförts eller som är påbörjade och kommer att slutföras inom några år (se Figur 4-27).



Figur 4-27. Investeringskostnader för ett antal bibränsleeldade kraftvärmeanläggningar, angiven som kostnad per installerad eleffekt dvs eleffekt brutto.

Baserat på de investeringskostnader som sammanställts i Figur 4-27 har investeringskostnaden för de fyra pannstorlekarna/ effekterna uppskattats till:

- 53 900 kr/kW_{el, brutto} för 5 MW_{el}
- 46 800 kr/kW_{el, brutto} för 10 MW_{el}
- 36 900 kr/kW_{el, brutto} för 30 MW_{el}
- 29 700 kr/kW_{el, brutto} för 80 MW_{el}

Investeringskostnaderna är likartade jämfört med senaste svenska kostnadssammanställningen 2011 [1], förutom för den större anläggningen som har blivit dyrare sedan 2011. Observera att hela investeringskostnaden i kraftvärmefallen belastar elproduktionen och jämförelse med rena elproducerande anläggningar ej är helt representativ. Ett bibränslekraftvärmeverk byggs inte utan att det finns ett värmeunderlag som ger intäkter för den producerade värmen. Investeringskostnaden skulle därför kunna fördelas på båda produkterna el och värme. I denna rapport görs inte detta utan investeringskostnaden belastar elproduktionen och sedan krediteras värmeproduktionen.

Drift- och underhållskostnader

Rörliga DoU-kostnader har beräknats kosta 21 kr/MWh_{bränsle} vilket verifierats vid kontakt med energibolag. Fasta DoU-kostnader uppskattas kosta mellan

ca 1,5 % till 2,2 % av investeringskostnaden, se värden för de olika fallen i Tabell 4-20.

Bränslekostnader

Priset för biobränsle antas vara 200 kr/MWh_{bränsle} (se kapitel 3.2).

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för biobränsleeldade kraftvärmeverk summeras i Tabell 4-20.

Tabell 4-20. Summerade kostnader och styrmedel för biobränsleeldad kraftvärme, 5-80 MW

Parametrar	5 MW	10 MW	30 MW	80 MW	Enhet
Specifik investering	53 900	46 800	36 900	29 700	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	62 700	51 500	40 400	32 700	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	2	2	2	2	år
Avskrivningstid	25	25	25	25	år
Fast DoU	1 430	1 050	700	500	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	21	21	21	21	kr/MWh _{bränsle}
Bränslepris	200	200	200	200	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-324	-324	-324	-324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-4,2	-3,5	-3,4	-3,1	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	5,7	4,0	2,5	2,3	öre/kWh _{el}
Elcertifikat**	-190	-190	-190	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0,7	0,7	0,7	0,7	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

** Elcertifikat betalas ut i 15 år.

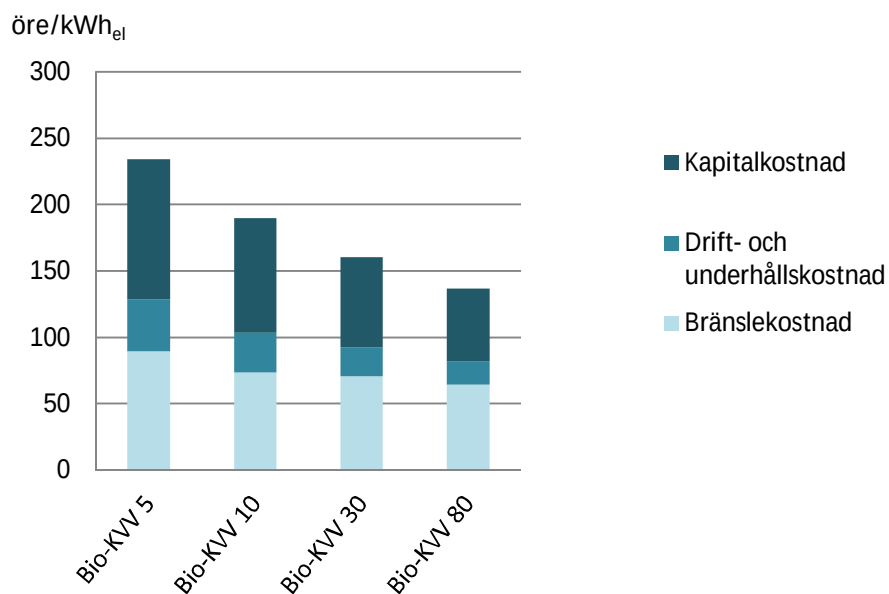
4.6.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för gaskombikondenskraft summeras i Tabell 4-21 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. För biobränsleeldad kraftvärme är det främst kapitalkostnad och bränslekostnad som är de större, samtidigt som värmekrediteringen sänker totala kostnaden markant (värmekrediteringen beskrivs i kapitel 3.6.2).

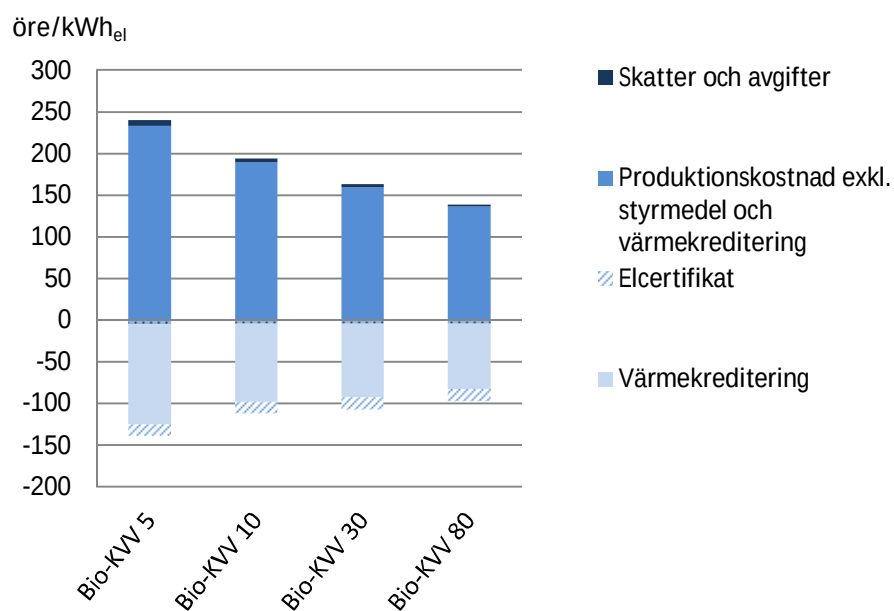
Det är stor skillnad på elproduktionskostnad beroende på effekt, bland annat för att specifika investeringskostnaden och specifika kostnaden för DoU är lägre för större anläggningar men också för att större anläggningar har högre elverkningsgrad.

Tabell 4-21. Resultat för bibränsleeldad kraftvärme med 6 % kalkylränta

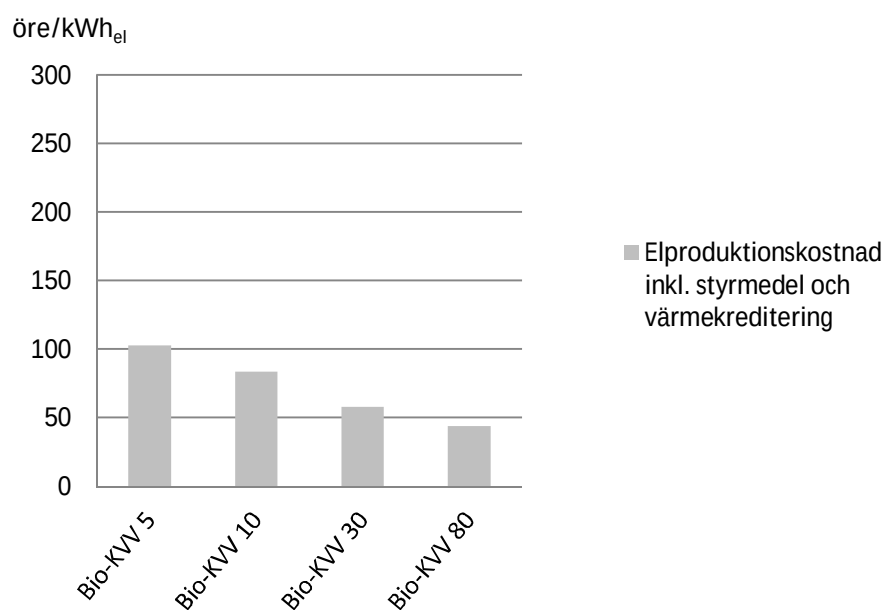
Parametrar	5 MW	10 MW	30 MW	80 MW	Enhet
Produktion					
Elproduktion	24	48	144	384	GWh/år
Värmeproduktion	88	138	391	932	GWh/år
Kostnader					
Kapitalkostnad	105,7	86,8	68,1	55,1	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	39,2	29,6	22,0	17,2	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	89,7	73,8	70,7	64,7	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-119,2	-93,2	-88,0	-78,6	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-4,2	-3,5	-3,4	-3,1	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	6,4	4,7	3,2	3,0	öre/kWh _{el}
Resultat					
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	115	97	73	59	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	103	84	58	44	öre/kWh _{el}



Figur 4-28. Produktionskostnad för el och värme med bibränsleeldad kraftvärme, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-29. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för biobränsleeldad kraftvärme



Figur 4-30. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för biobränsleeldad kraftvärme

4.7 Avfallskraftvärme

I Sverige finns drygt 30 anläggningar som eldar hushållsavfall och industriavfall. De allra flesta av anläggningarna producerar både värme och el och är därmed kraftvärmeanläggningar. Enligt Avfall Sverige så förbrändes under 2012 drygt 5 Mton avfall varav en del importerat avfall. Totalt producerades under 2012 13 TWh värme och 1,7 TWh el från avfallsförbränningsanläggningar.

I de flesta anläggningar eldas både hushållsavfall och industriavfall och bränslet är oftast inhomogent och kan ha varierande energiinnehåll, normalt mellan 10-12 MJ/kg. Ett rimligt värde för generella beräkningar är 11 MJ/kg, alltså något högre än vanligt (fuktigt) biobränsle. Hushållsavfall består till ca 85 vikts-% av organiskt förnybart material. Detta motsvarar ca 65 energi-% förnybart material. Övrigt material är fossilt, till exempel plaster. Sortering av avfallet kan ske i olika omfattning, till exempel utsortering av brännbart material vilket ger en fraktion kallad RDF (Refuse Derived Fuel), se kapitel 4.8.

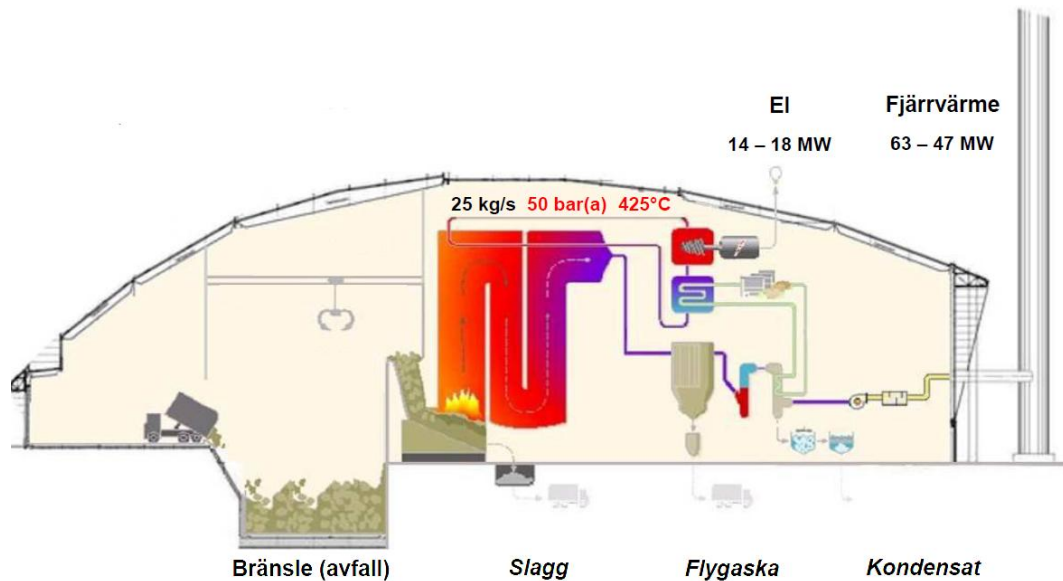
I många kommuner har sortering av hushållsavfall införts, vilket innebär att glas, metaller, papper, plast och komposterbart material sorteras ut. Genom sortering erhålls en mer homogen bränslefraktion, vilket förbättrar driftförutsättningarna med avseende på till exempel tillgänglighet, reglerbarhet med mera. I gengäld är det rimligt att anta att ju bättre sorterat avfallet är, desto mindre intäkt får anläggningsägaren för mottaget avfall. I detta kapitel förutsätts i huvudsak massförbränning av avfall, d.v.s. anläggningen är konstruerad för blandat (osorterat) hushållsavfall och industriavfall som eldas i rosterpannor.

4.7.1 Teknikbeskrivning

Den vanligaste tekniken för avfallsförbränning är rosterteknik. För sorterat och krossat avfall förekommer även fluidiserade bäddpannor. Förbränning av sorterat avfall med hjälp av fluidbäddteknik behandlas i kapitel 4.8. (Roterugnar används oftast till förbränning av farligt avfall.)

På grund av att avfall innehåller mycket aska, 15-20 %, samt komponenter som ökar risken för korrosion i eldstad och på överhettartuber så utformas en avfallsförbränningsanläggning med hänsyn till det besvärliga bränslet. Bland annat utformas roster och eldstad för att få så god utbränning av bränslet som möjligt. Pannan utformas med ett s.k. tomdrag där temperaturen på rökgasen sänks innan den möter överhettartuberna. Det innebär att en avfallspanna blir betydligt dyrare än en biopanna. Efter pannan behövs en mycket omfattande rening av rökgaserna för att klara högt ställda miljökrav.

I Figur 4-31 visas ett översiktligt processflödesdiagram för Öresundsverkets nya investering, Filborna avfallseldade kraftvärmeverk.



Figur 4-31. Genomsnitt av Filborna avfallskraftvärmeverk [60].

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 roster-stavar 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 värmeväxlare, 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 kan den då behöva återvärmas. Kondenseringssteget är ofta kopplat till fjärrvärmenätet via en värmepump. Sura komponenter, 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.

Huvuddelen av bränsleaskan, den sk slaggen, matas ut från rostern till ett vattentråg. Efter nedkylning sker sedan ibland en utsortering och återvinning av metaller. En del av slaggen deponeras men slaggrus används också som ersättning t ex för naturgrus vid vägkonstruktion.

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 med både låga tryck och låga ångtemperaturer. Det låga trycket på ångan beror på att det annars finns risk för korrosion i eldstaden medan den relativt låga ångtemperaturen väljs för att undvika högtemperaturkorrosion på överhettarna. En orsak till att avfall är ett bränsle som ökar risken för korrosion är avfallets vanligtvis höga kloridinnehåll tillsammans med avfallets innehåll av alkalimetaller (natrium och kalium), bly, koppar och zink. En annan orsak till ökad korrosionsrisk är att det är svårt att undvika stråkbildning d.v.s. 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 bruttoalfavärden än ca 0,34 (de senast byggda anläggningarna har ett bruttoalfavärde på mellan 0,32 och 0,34). Vanliga ångdata är 40-50 bar(ö)/ 400-450°C.

4.7.2 Utvecklingstrender

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. Det har byggts ut mycket avfallsförbränningskapacitet och flera nya pannor har tagits i drift. Det innebär att importen av avfall kommer att öka.

Vattenkyld roster blir allt vanligare när värmevärdet i avfallet nu tenderar att öka på grund av utsortering av matavfall och ökad andel industriavfall. 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 EU-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, ökad kunskap om additiv som svavel eller sulfater, samförbränning med kommunalt rötslam 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. Slaggens innehåll av metaller kommer sannolikt att återvinnas i större omfattning i framtiden. Olika former av stabilisering av rökgasreningssprodukterna blir allt vanligare i tätbebyggda områden i Europa med begränsade deponiutrymmen. I Sverige är drivkrafterna mindre för detta. Högre krav vid deponering av rökgasreningssprodukterna kommer dock att ställas och enklare former av stabilisering att tillämpas.

4.7.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

De elverkningsgrader och alfavärden som anges nedan är ett medelvärde för de nyare anläggningar som byggs/ byggs. Utsläppen av kväveoxid är uppskattade utifrån ett antal anläggningars utsläpp angivna i NOx-registret för 2012 [59]. Utsläppet av fossil koldioxid baseras på information från energibolag om att 35 energi-% av hushållsavfallet bedöms vara av fossilt ursprung. De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna som används vid beräkning av elproduktionskostnad anges i Tabell 4-22.

Tabell 4-22. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för avfallseldad kraftvärme, 20 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Avfall	-
Värmevärde	3,1	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	7 500	h/år
Tillgänglighet	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 125	h/år
Eleffekt brutto	23,2	MW
Eleffekt netto	20	MW
Elverkningsgrad*	19 %	-
Alfavärde netto**	0,22	-
Alfavärde brutto***	0,33	-
Kondensvärme-effekt	71	MW
RGK-effekt	19	MW
Totalverkningsgrad	105 %	-
NO _x -utsläpp	40	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	35	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme inkl. rökgaskondensering

*** Alfavärde brutto definieras som brutto-el genom kondensvärme

4.7.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnaderna baseras på två avfallseldade kraftvärmeverk som är byggda nyligen:

- Filborna 75 MW_t, 18 MW_{el brutto} – 1 850 Mkr
- Brista 2 80 MW_t, 20 MW_{el brutto} – 1 966 Mkr

De olika investeringarna har något olika omfattning, i Filborna ingår en ackumulatortank, och i både Filborna och Brista 2 ingår dragning av en relativt lång fjärrvärmeledning med mera. Kostnaderna för merinvesteringarna för detta har dragits ifrån grundinvesteringen. Investeringskostnaden för en anläggning som producerar 20 MW_{el, netto} hamnar då i storleksordningen 108 600 kr/kW_{el, netto}.

Observera att hela investeringskostnaden i kraftvärmefallen belastar elproduktionen och jämförelse med rena elproducerande anläggningar är inte

helt representativ. Ett avfallseldat kraftvärmeverk byggs inte utan att det finns ett värmeunderlag som ger intäkter för den producerade värmen. Investeringskostnaden skulle därför kunna fördelas på båda produkterna el och värme. I denna rapport görs inte detta utan investeringskostnaden belastar elproduktionen och sedan krediteras värmeproduktionen. Vidare är det primära syftet med kraftvärmeverket att hantera avfall och att producera värme, inte att producera el.

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader för avfallseldade kraftvärmeverk är framtaget genom diskussion med och jämförelse mellan några olika avfallseldade anläggningar.

Den rörliga drift- och underhållskostnaden består till större delen av kostnad för att ta hand om aska, kemikaliekostnader samt kostnad för underhåll som inte utförs av den fastanställda personalen. Kostnaden uppgår till ca 40 kr/MWh bränsle³⁰. Den fasta drift- och underhållskostnaden uppgår till ca 2,9 % av investeringskostnaden, eller 2 700 kr/kW_{el, brutto}.

Bränslekostnader

Mottagningsavgiften för hushållsavfall varierar från ort till ort men uppgår i snitt till ca 130 kr/MWh.

Ekonomiska styrmedel

Hushållsavfall innehåller en viss mängd material som är av fossilt ursprung, exempelvis plast. Av den totala mängd koldioxid som släpps ut genom rökgaserna så uppskattas 35 % vara av fossilt ursprung. Denna andel ingår i EUs handelssystem för utsläppsrätter.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för avfallseldat kraftvärmeverk summeras i Tabell 4-23.

³⁰ Varav deponiskatt på deponerad slagg på ca 6,5 kr/MWh bränsle ingår. Detta gäller för de tekniska beräkningsförutsättningar som anges i Tabell 4-22.

Tabell 4-23. Summerade kostnader och styrmedel för avfallseldad kraftvärme, 20 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	93 300	kr/kW _{el, brutto}
Specifik investering	108 600	kr/kW _{el, netto}
Byggtid	3	år
Avskrivningstid	25	år
Fast DoU	3 140	kr/kW _{el, netto}
Rörligt DoU	40	kr/MWh _{bränsle}
Bränslepris	-130	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-5,0	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	3,8	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	3,3	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

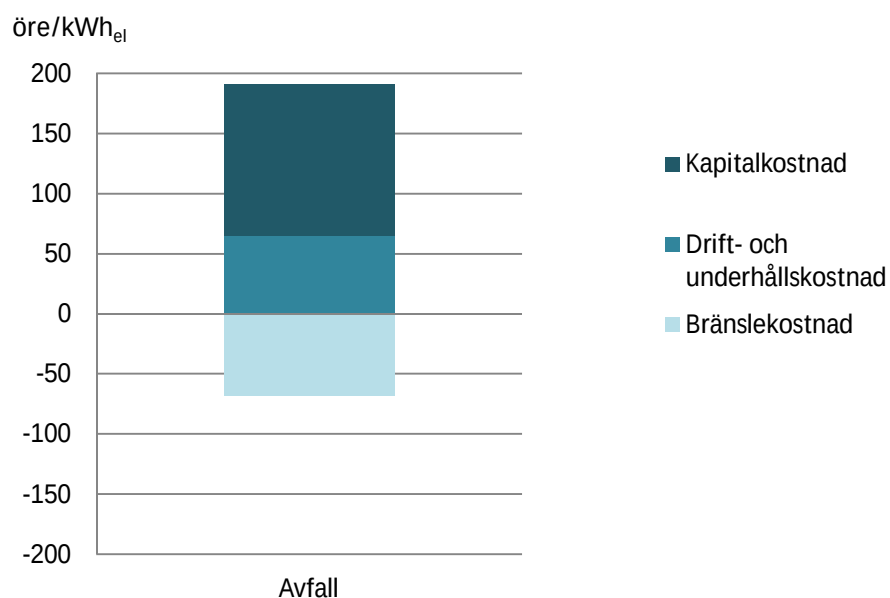
4.7.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för avfallseldad kraftvärme summeras i Tabell 4-24 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

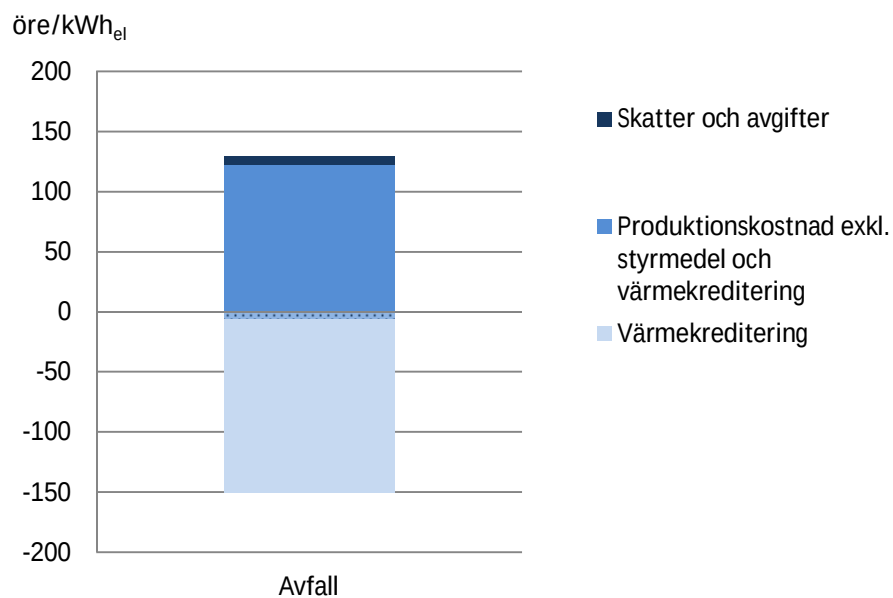
Elproduktionskostnaden för avfallseldad kraftvärme är enligt beräkningarna negativ, alltså en intäkt. Bränslekostnaden är en bidragande orsak varför avfallseldad kraftvärme får en negativ elproduktionskostnad, bränslet kostar inget utan ger en intäkt. Värmekrediteringen är den mest betydande posten. Framtagande av värmekrediteringen beskrivs i kapitel 3.6.2.

Tabell 4-24. Resultat för avfallseldad kraftvärme med 6 % kalkylränta

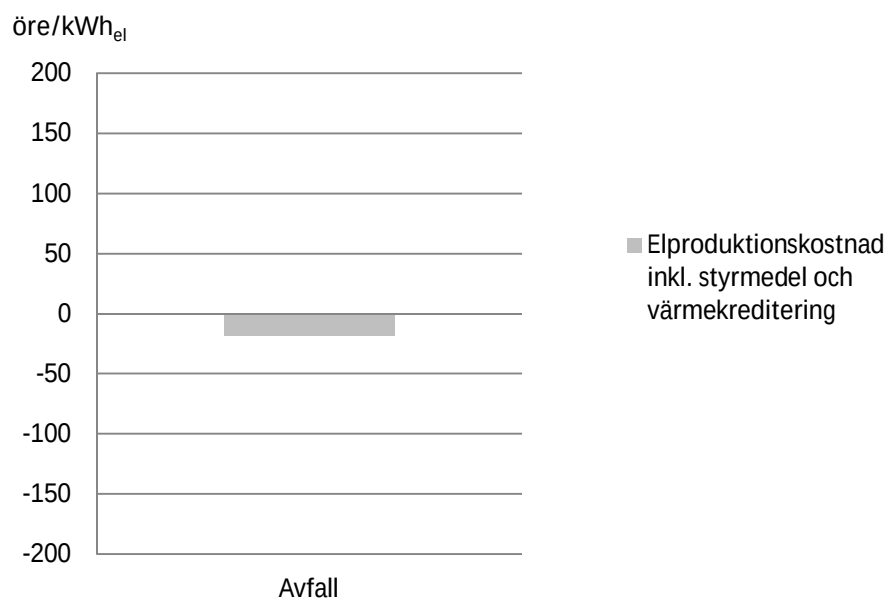
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	143	GWh/år
Värmeproduktion	636	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	126,3	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	64,9	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	-67,7	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-144,7	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-5,0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	7,5	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	-21	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	-19	öre/kWh _{el}



Figur 4-32. Produktionskostnad för el och värme med avfallseldad kraftvärme, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-33. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för avfallseldad kraftvärme



Figur 4-34. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för avfallseldad kraftvärme

4.8 RDF-kraftvärme

RDF (Refuse Derived Fuel) är ett krossat och sorterat avfallsbränsle där en stor del av inerta material har separerats ut. I många fall sker sorteringen och förbränningen på en och samma plats (exempelvis i Händelö och Västerås) men avfallet kan också sorteras på annan plats (exempelvis i Borås, Högdalen och Bollnäs) och transporteras till förbränningsanläggningen som bränsle. Import av avfallspelletts bland annat från Holland förekommer. Askhalten i bränslet varierar förstås beroende på utsortering men är ofta i storleksordningen 10-20 vikts-% av torrt bränsle.

Att bränslet är sorterat innebär en något enklare anläggning avseende såväl bränslehantering som förbränning jämfört med om ett icke upparbetat hushållsavfall hade använts. Även rökgasreningen kan påverkas beroende på i vilken omfattning sortering sker.

RDF kan betraktas som ett ordinärt bränsle som införskaffas just i detta syfte för produktion av värme och el medan osorterat avfall omfattas av ett krav på kvittblivning. Kraftvärmepannor som eldas med RDF tenderar dock att användas som baslastpannor i de system där de förekommer. Av detta skäl har det antagits att RDF-anläggningen i ett produktionsperspektiv bör jämföras med den (hushålls)avfallseldade anläggningen och ges samma utnyttjningstid som denna, dvs. nominellt 7 500 h. I kombinationen med ett högt värmevärde för RDF gör detta att anläggningen får en "behandlings"-kapacitet om ca 180 000 ton/år. Till skillnad mot anläggningen för hushålls- och industriavfall (vilken tar emot och behandlar ca 250 000 ton/år) som baseras på rosterteknik antas en RDF-eldad anläggning bli uppförd baserad på CFB-teknik. I denna rapport ansätts att anläggningen uppförs utan egen bränslepreparering (bränslet anländer färdigpreparerat till anläggningen).

4.8.1 Teknikbeskrivning

Sorterat avfall som RDF eller sorterat industriavfall papper-trä- och plast kan eldas i såväl roster- som fluidbäddpannor. Den kostsamma bränsleberedningen innebär att mottagningsavgiften blir låg eller till och med negativ d.v.s. man får betala för bränslet. Bränslet lämpar sig väl för fluidbäddteknik och det finns en handfull mindre anläggningar som byggts med bubblande fluidbäddteknik, bl.a. Borås och Lidköping. För lite större pannor som Händelös två avfallspannor och Högdalens panna 6 för sorterat industriavfall har cirkulerande fluidbäddteknik använts. En fördel med CFB-tekniken är att den sista överhettaren kan placeras i sandlåset. Med den placeringen påverkas de varmaste överhettarna mindre av korrosiva föroreningar i bränslet. Överhettaren kan dessutom göras betydligt mindre på grund av den bättre värmeöverföringen.

Ångdata för en RDF-eldad panna kan vara mellan 420°C/40 bar(ö) och 480°C/75 bar(ö) där den lägre ångdatan generellt erhålls med BFB och den högre med CFB-teknik med sandlåsöverhettare. Ångcykeln med avtappningar och förvärmningar är liknande den för motsvarande storlek på en biobränsleeldad panna. Rökgasreningen är dock utökad i en RDF-panna i och med att bränslet är avfallsklassat.



Figur 4-35. E.ON Värmes senaste CFB-panna i Händelö P15. Källa: Foster Wheeler [61].

RT-flis

Kraftvärmepannor för RT-flis tas inte upp separat i denna rapport men här följer några kommentarer.

Många anläggningsägare använder returträ som bränsle i sina pannor och motivet är förstås bränslepriset som är lägre än för biobränslen. Ibland används begreppet icke avfallsklassad RT-flis eller vit RT-flis, vilken kan eldas i vanliga biopannor.

Den avfallsklassade RT-flisen får enbart eldas i pannor som är klassade som samförbränningspannor/avfallspannor. I många fall utgör RT-flis en andel av bränsleblandningen tillsammans med t.ex. skogsflis (GROT) och eventuellt torv.

Liksom för pannor som eldar sorterat avfall måste pannor för RT-flis anpassas efter bränslet som bl.a. innehåller högre askhalt, högre halt av problematiska ämnen som klor, alkali, koppar, zink, bly etc. jämfört med biobränsle.

Ofta sänks ångdata något (520-540°C och 90-110 bar) jämfört med biobränslen men inte så mycket som för avfallseldade pannor. Ett exempel på en nybyggd panna som är byggd för att elda upp till 50 % RT-flis är Kraftringens panna i Örtofta. Där är pannan utlagd för 540°C och 112 bar.

4.8.2 Utvecklingstrender

Intresset för att elda utsorterat avfall varierar mellan olika anläggningsägare och beror mycket på erfarenheter av fluidbäddtekniken. Utveckling av CFB-tekniken med placering av överhettare i sandlåset i kombination med forskning kring effekten av additiv och framtagning av nya material i överhettare innebär en möjlighet till ökade ångdata. Det går dock inte att komma ifrån att fluidbäddtekniken är mycket känsligare för bränslekvaliteten

jämfört med rosterpannor d.v.s. föroreningar av metall och glas ansamlas lätt i sandbädden och kan orsaka problem. För bubblande fluidbäddar har en sänkning av temperaturen i botten på bädden testas för att minimera risken för sintring av sandbädden, vilket idag även tillämpas i vissa anläggningar.

4.8.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Elverkningsgrader och alfavärden angivna i Tabell 4-25 är ett medel av Mälarenergi block 6 och Nybro Transtorp. Utsläppen av kväveoxid och fossil koldioxid bedöms vara liknande de för övrig avfallskraftvärme, se kapitel 4.7.3. De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna som används vid beräkning av elproduktionskostnad anges i Tabell 4-25.

Tabell 4-25. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för RDF-kraftvärme, 20 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	RDF	-
Värmevärde	4,2	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	7 500	h/år
Tillgänglighet	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 125	h/år
Eleffekt brutto	23,5	MW
Eleffekt netto	20	MW
Elverkningsgrad*	22 %	-
Alfavärde netto**	0,27	-
Alfavärde brutto***	0,41	-
Kondensvärme-effekt	57	MW
RGK-effekt	16	MW
Totalverkningsgrad	104 %	-
NO _x -utsläpp	40	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	35	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme inkl. rökgaskondensering

*** Alfavärde brutto definieras som brutto-el genom kondensvärme

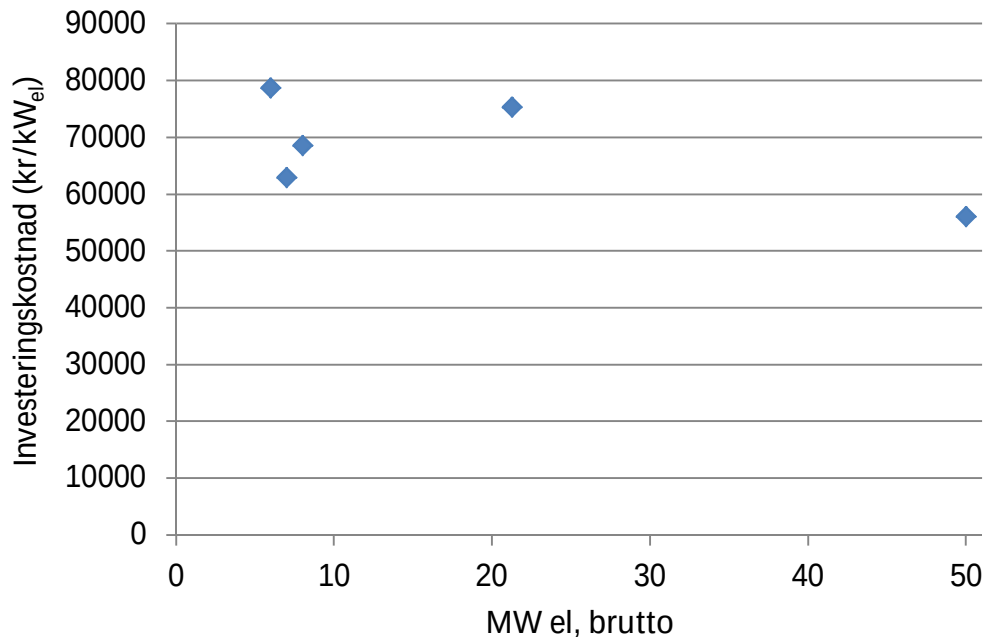
4.8.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnaden uppskattas till ca 76 300 kr/kW_{el, netto}. Detta baseras på ett antal nybyggda RDF-eldade kraftvärmeverk och på några under

byggnation. För en av anläggningarna är investeringskostnaden högre relativt övriga anläggningar sett till anläggningens storlek vilket till stor del beror på att turbinen även förses med ånga från en annan panna vid samma anläggning.

Investeringskostnaderna för de ovan nämnda anläggningarna anges i Figur 4-36.



Figur 4-36. Investeringskostnad per kW bruttoel för ett antal RDF-eldade kraftvärmeanläggningar.

Observera att hela investeringskostnaden i kraftvärmefallen belastar elproduktionen och jämförelse med rena elproducerande anläggningar ej är helt representativ. Ett avfallseldat kraftvärmeverk byggs inte utan att det finns ett värmeunderlag som ger intäkter för den producerade värmen. Investeringskostnaden skulle därför kunna fördelas på båda produkterna el och värme. I denna rapport görs inte detta utan investeringskostnaden belastar elproduktionen och sedan krediteras värmeproduktionen. Vidare är det primära syftet med kraftvärmeverket är att hantera avfall, inte att producera el.

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader för RDF-eldade kraftvärmeverk baseras på förbrukningsdata för en RDF-eldad anläggning.

Den rörliga drift- och underhållskostnaden uppgår till ca 55 kr/MWh bränsle³¹. Anledningen till att kostnaden är högre än vid eldning av hushållsavfall beror till stor del på att det är en fluidbäddpanna vilket ger sandförbrukning och större mängd aska än för en rostereldad avfallspanna.

Den fasta drift- och underhållskostnaden uppgår till ca 2,5 % av investeringskostnaden, eller ca 1 900 kr/kW_{el, netto}.

Bränslekostnader

Beroende på grad av upparbetning och om bränslet upparbetas på anläggningen eller på extern plats så kan bränslekostnaden för RDF variera mellan 0 till 50 kr/MWh. En kostnad på 25 kr/MWh bränsle ansätts.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för RDF-kraftvärmeverk summeras i Tabell 4-26.

Tabell 4-26. Summerade kostnader och styrmedel för RDF-kraftvärme, 20 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	65 000	kr/kW _{el, brutto}
Specifik investering	76 300	kr/kW _{el, netto}
Byggtid	2	år
Avskrivningstid	25	år
Fast DoU	1 900	kr/kW _{el, netto}
Rörligt DoU	55	kr/MWh _{bränsle}
Bränslepris	25	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-4,2	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	3,2	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	2,8	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

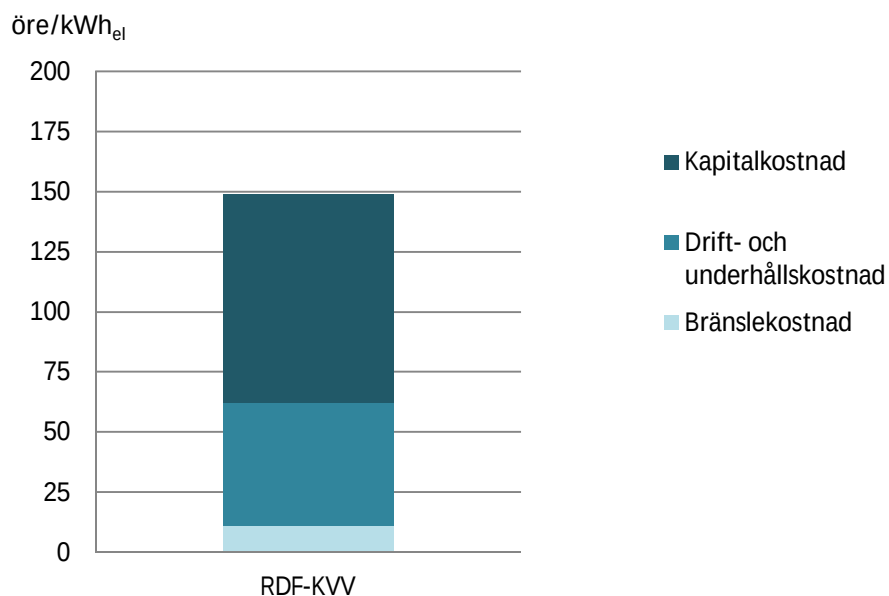
4.8.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för RDF-kraftvärme summeras i Tabell 4-27 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. RDF-kraftvärme har en förhållandevis hög kapitalkostnad. Den låga bränslekostnaden tillsammans med värmekreditering och lång drifttid gör dock att elproduktionskostnaden från en RDF-eldad anläggning är låg.

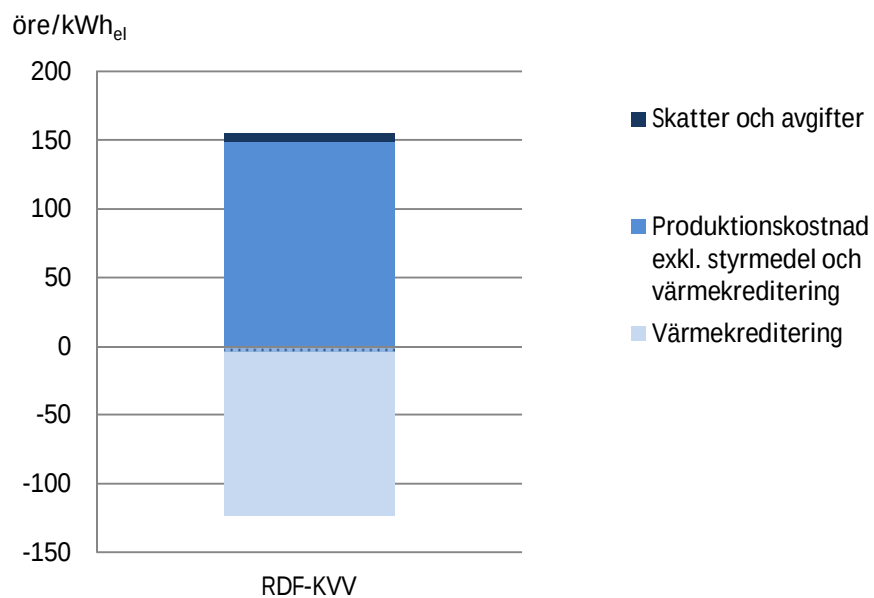
³¹ Varav deponiskatt på deponerad slagg på knappt 2 kr/MWh bränsle ingår. Detta gäller för de tekniska beräkningsförutsättningar som anges i Tabell 4-22.

Tabell 4-27. Resultat för RDF-kraftvärme med 6 % kalkylränta

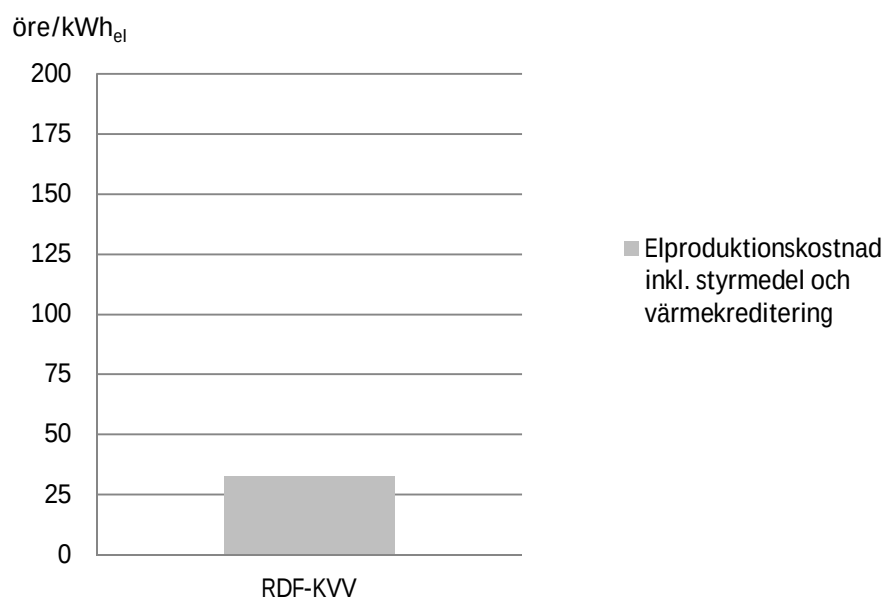
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	143	GWh/år
Värmeproduktion	523	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	86,7	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	51,3	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	11,2	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-118,9	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-4,2	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	6,6	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	30	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	33	öre/kWh _{el}



Figur 4-37. Produktionskostnad för el och värme med RDF-kraftvärme, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-38. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för RDF-kraftvärme



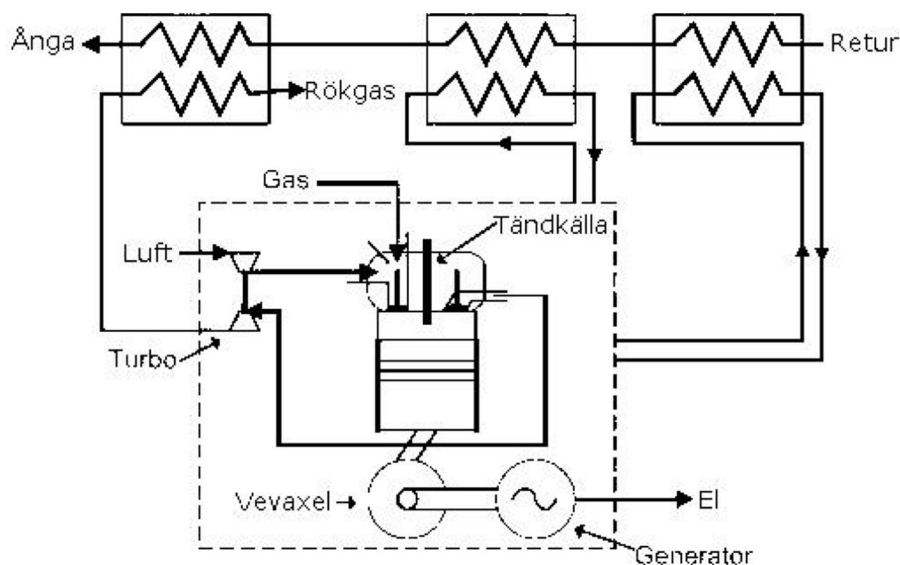
Figur 4-39. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för RDF-kraftvärme

4.9 Gasmotor

4.9.1 Teknikbeskrivning

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 en avsevärd reduktion av emissionsnivåerna avseende NO_x och CO nås från denna motortyp, dock ökar metanslipet. 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.



Figur 4-40. Exempel på gasmotorkonfiguration vid kraftvärmeproduktion.

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 värmeväxlare (rekuperator) med vilken värme tas från rökgaserna och tillförs förbränningsluften. Värmeproduktionen minskar med motsvarande mängd. Bränsleutnyttjandet minskar något.

Storlek 100 kW_{el}

I denna storleksklass är ottomotorn en vanlig lösning. Det är även tekniskt möjligt att använda dieselmotorer 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.

Storlek 1 MW_{el}

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

4.9.2 Utvecklingstrender

Gasmotorer utgör en mogen teknik och inga större tekniska språng är att förvänta. Däremot kan användningen av gasmotorerna i andra sammanhang än för naturgaseldning vara på uppåtgående, exempelvis för eldning med biogas från rötning eller med biometan från förgasning av skogsflis. Detta ställer krav på material i gasmotorn samt på reningsutrustning för gasen.

4.9.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

De produktionsdata som ligger till grund för beräkningarna och som anges i Tabell 4-28 kommer från några olika storlekar på gasmotor från leverantören Jenbacher [62]. Totalverkningsgraden är högre för den mindre gasmotorn vilket beror på att elverkningsgraden är lägre och följaktligen är värmeproduktionen högre per bränsleenhet. Koldioxidutsläppet är samma

som för övriga naturgaseldade kraftverk, se 4.2.3. I denna utredning har naturgas valts som bränsle men uppgraderad biogas skulle också kunna nyttjas vilket skulle leda till lägre skattenivåer. Utsläppen av kväveoxid (NO_x) är baserade på att ingen katalytisk reduktion sker. Anledningen till detta är att anläggningar av den storlek som studeras här är inte en del i NO_x -systemet och den ekonomiska drivkraften att investera i ett SCR-system därmed saknas.

Tabell 4-28. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för gasmotor, 0,1 och 1 MW

Parametrar	0,1 MW	1 MW	Enhet
Bränsletyp	Naturgas	Naturgas	-
Värmevärde	38,9	38,9	MJ/Nm ³
Förväntade fullasttimmar	5 000	5 000	h/år
Tillgänglighet	95 %	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	4 750	4 750	h/år
Eleffekt brutto	0,103	1,02	MW
Eleffekt netto	0,1	1	MW
Elverkningsgrad*	38 %	40 %	-
Alfavärde netto**	0,74	0,86	-
Värmeeffekt	0,14	1,17	MW
Totalverkningsgrad	89 %	86 %	-
NO_x -utsläpp	75	75	mg NO_2 /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO_2 -utsläpp	56,8	56,8	g CO_2 /MJ _{bränsle}

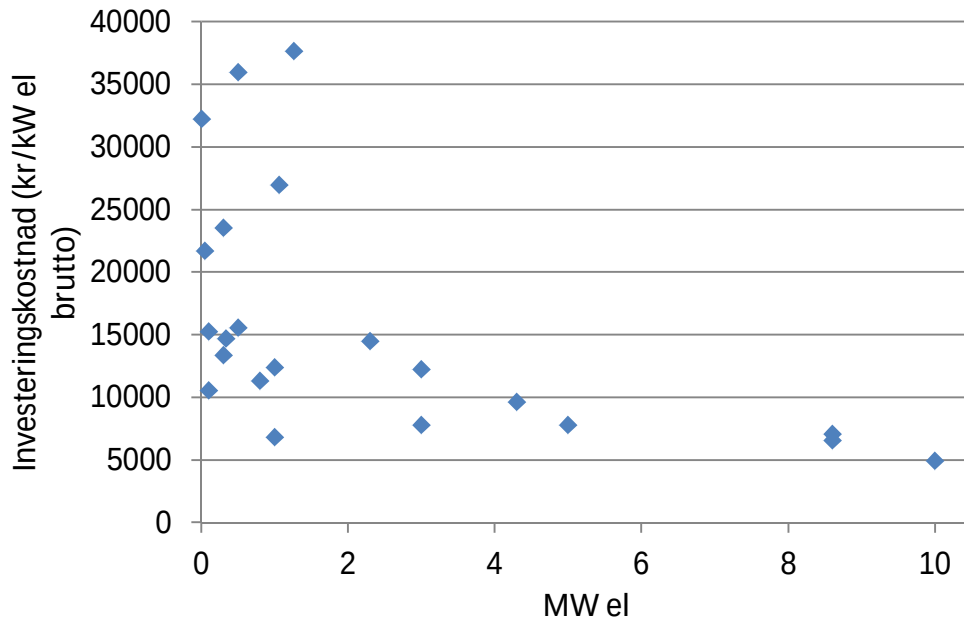
* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme

4.9.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnader för maskinutrustningen följer en relativt väl definierad kostnadskurva. Eftersom anläggningarna är så pass små effektmässigt sett så får dock lokala förutsättningar avseende mark, byggnad och befintlig infrastruktur stor påverkan på kostnaden som kan variera en hel del inom samma effektområde vilket framgår exempelvis av Merše et al. som tar upp ett antal gasmotorbaserade projekt [63]. En sammanställning av investeringskostnadsuppgifter från olika källor visar tydligt på spridningen (se Figur 4-41).



Figur 4-41. Spridning av investeringskostnader per kW bruttoel för gasmotorer.

De investeringskostnader för gasmotorer som används vid beräkningarna är en sammanvägning och uppgår för en 100 kW gasmotor till 13 500 kr/kW_{el, brutto} och för en 1 MW gasmotor till 10 000 kr/kW_{el, brutto} ([64] och [65]).

Drift- och underhållskostnader

Gasmotorer underhålls ofta genom serviceavtal, vilka ofta har en fast kostnad per installerad effekt samt en rörlig kostnad. Fördelningen mellan den fasta kostnaden och den rörliga kostnaden varierar mycket mellan olika källor (exempelvis [64] och [36]). Den rörliga kostnaden är satt till 18 kr/MWh bränsle [36] vilket är i nivå med kostnad angivet av ett energibolag. Den fasta DoU-kostnaden för något större gasmotorer anges av energibolaget till ca 730 kr/kW_{el, netto}. För mindre gasmotorer ansätts kostnaden till 1 000 kr/kW_{el, netto} [36].

Bränslekostnader

Kostnaden för naturgas beskrivs i 3.2 och är satt till 340 kr/MWh_{bränsle} för den mindre anläggningen och 320 kr/MWh_{bränsle} för den större (se kapitel 3.2).

Ekonomiska styrmedel

Gasmotorerna i denna studie är så pass små förbrukare av naturgas att de inte behöver betala kväveoxidavgift, eftersom förbränningsanläggningar med el och/eller värmeproduktion mindre än 25 GWh inte omfattas av systemet.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för gasmotorkraftvärmeverk summeras i Tabell 4-29.

Tabell 4-29. Summerade kostnader och styrmedel för gasmotor, 0,1 och 1 MW

Parametrar	0,1 MW	1 MW	Enhet
Specifik investering	13 500	10 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	13 900	10 200	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	1	1	år
Avskrivningstid	15	15	år
Fast DoU	1 000	730	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	18	18	kr/MWh _{el}
Bränslepris	340	320	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-594	-499	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning**	0	0	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift**	0	0	öre/kWh _{el}
Svavelskatt	0	0	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	2,7	2,6	öre/kWh _{el}
Energiskatt	4,0	3,6	öre/kWh _{el}
CO ₂ -skatt	0,6	0,6	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	0,5	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

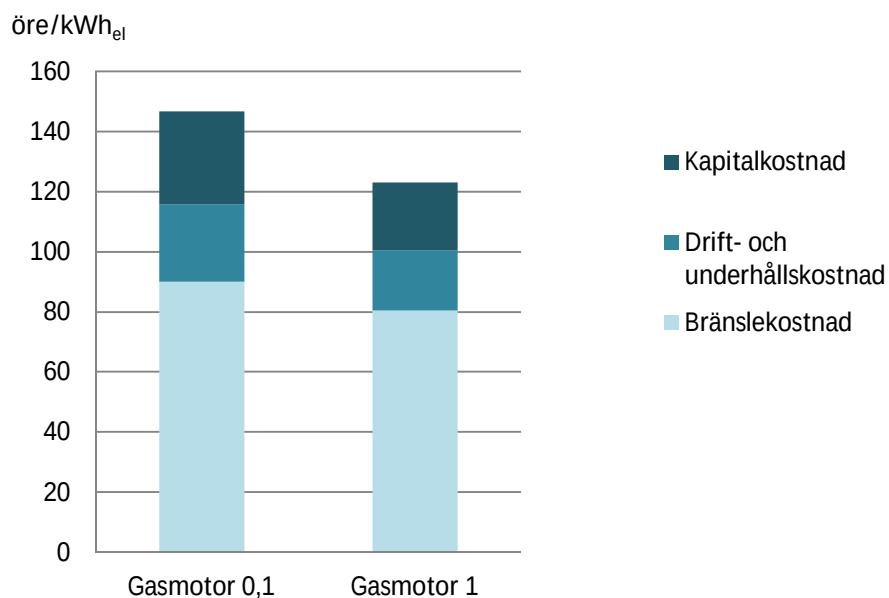
** Förbränningsanläggningar med el och/eller värmeproduktion <25 GWh omfattas inte av kväveoxidavgiften

4.9.5 Resultat

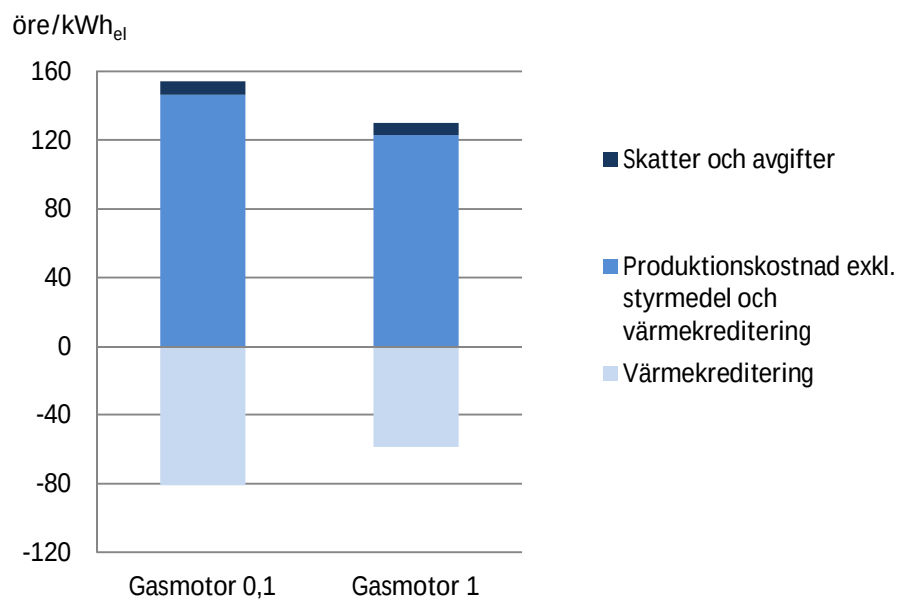
Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för gasmotorer summeras i Tabell 4-30 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. Bränslekostnaden är den största för ett naturgaseldat gasmotorbaserat kraftvärmeverk.

Tabell 4-30. Resultat för gasmotor med 6 % kalkylränta

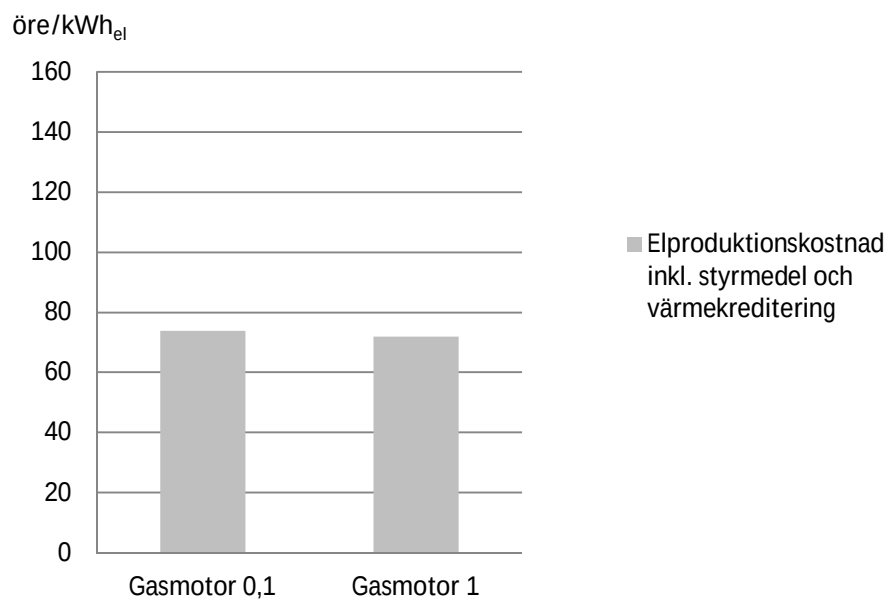
Parametrar	0,1 MW	1 MW	Enhet
Produktion			
Elproduktion	0,48	4,8	GWh/år
Värmeproduktion	0,65	5,6	GWh/år
Kostnader			
Kapitalkostnad	30,7	22,6	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	25,8	19,9	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	90,2	80,6	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-80,8	-58,4	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	0	0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	7,9	7,2	öre/kWh _{el}
Resultat			
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	66	65	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	74	72	öre/kWh _{el}



Figur 4-42. Produktionskostnad för el och värme med gasmotor, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-43. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för gasmotor



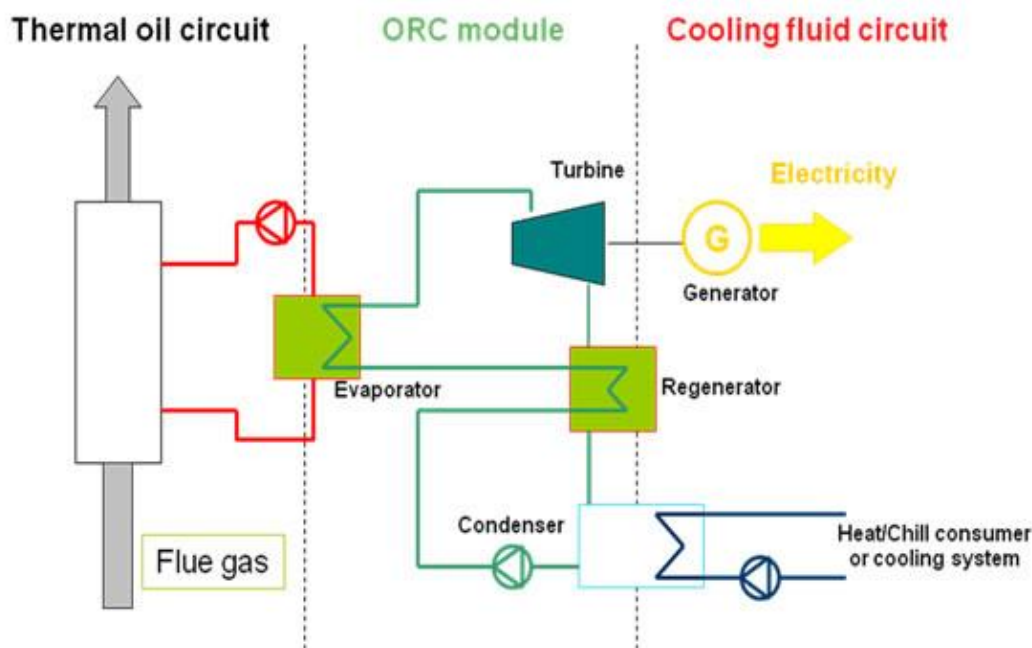
Figur 4-44. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för gasmotor

4.10 Biobränsleeldat kraftvärmeverk med organisk Rankine-cykel (Bio-ORC)

4.10.1 Teknikbeskrivning

I biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk har den traditionella vattenångcykeln ersatts av en ORC-cykel vilket innebär att ångcykelns vattenkrets ersatts av ett organiskt arbetsmedium.

ORC-processen bygger på samma princip som en vanlig ångprocess baserad på vatten. Det organiska arbetsmediet förångas i en förångare, får expandera i en turbin eller skruvexpander, kondenseras i en kondensor och pumpas tillbaka till förångaren. ORC-kretsen i Bio-ORC drivs av energin i rökgaserna från en biobränsleeldad ugn via en trycklös mellankrets i form av en hetoljepanna mellan rökgaserna och ORC-kretsens förångare, se principskiss i Figur 4-45.



Figur 4-45. Principskiss av ett ORC-kraftvärmeverk med hetoljekrets, ORC-krets och kylkrets. Källa: Enertime [66].

Genom att ett organiskt medium används, med lägre förångningstemperatur än vatten, kan ångprocessen arbeta vid lägre temperatur utan risk att få fuktig ånga och risk för korrosion och erosion i turbin eller expander. Andra fördelar med tekniken är att hetoljepannan inte behöver trycksättas och är lättreglerad, ORC-enheten har bra dellastegenskaper, ORC-turbinen är långsamgående vilket möjliggör användning av direkt driven generator och innebär låg mekanisk belastning och låg ljudnivå. Dessutom är ORC-enheten sluten vilket ger en låg arbetsmedieförlust och inget system motsvarande vattenreningsanläggning krävs.

4.10.2 Utvecklingstrender

Utvecklingen på ORC-området har pågått i perioder. Under oljekrisen på 1970-talet blev ORC-tekniken intressant som ett alternativ för elproduktion ur jordvärme eller restvärme, och ett antal anläggningar byggdes. Under 1980-talet avtog intresset för tekniken och tidigare verksamma leverantörer slutade vara aktiva på området. En bidragande orsak var att freonbaserade köldmedier, som användes som arbetsmedier i första ORC-anläggningarna, började fasas ut på grund av sin ozonpåverkan. Under 2000-talet har förnyat intresse uppstått för ORC-tekniken i Europa. Intresset är idag dock främst riktat mot ORC-teknik kopplad till biobränsleeldade anläggningar.

Enligt Kjellström [67] finns över 175 biobränsleeldade ORC-anläggningar installerade i Europa och flertalet etablerade leverantörer där italienska Turboden är en av de största som erbjuder standardiserade anläggningar av olika storlekar. Detta gör att tekniken idag kan anses vara kommersiell.

Under 2013 färdigställde Falbygdens Energi Sveriges första och hittills enda biobränsleeldade ORC-anläggning för kraftvärmeproduktion på 2,3 MW_{el} i Falköping. Projektet tog i sin helhet 3 år och anläggningen levererades av Opcon Bioenergy, Saxlund, Maxxtec, Turboden och Svensk Rökgasenergi.

4.10.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

De teknikbaserade beräkningsförutsättningarna för Bio-ORC är genomgående baserade på befintliga anläggningar samt på uppgifter från leverantören Opcon Bioenergy.

Förväntade fullasttimmar ansätts som för övriga kraftvärmetekniker till 5 000 timmar per år. Tillgängligheten ansätts till 96 %.

Elverkningsgraden för Bio-ORC ansätts till 13 % med ett alfavärde netto på 0,15.

Utsläppsnivån av NO_x kommer från befintliga anläggningar; koldioxidutsläpp räknas inte då förnybart biobränsle eldas.

Beräkningsförutsättningar för Bio-ORC sammanfattas i Tabell 4-31.

Tabell 4-31. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för Bio-ORC

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Biobränsle	-
Värmevärde	2,6	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	5 000	h/år
Tillgänglighet	96 %	-
Resulterande fullasttimmar	4 800	h/år
Eleffekt brutto	2,5	MW
Eleffekt netto	2,0	MW
Elverkningsgrad*	13 %	-
Alfavärde netto**	0,15	
Värmeeffekt	13	MW
Totalverkningsgrad	98 %	-
NO _x -utsläpp	70	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	0	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle.

** Alfavärdet definieras här som netto-el genom netto-värme inkl. rökgaskondensering.

4.10.4 Kostnader

Investeringskostnader

En ORC-anläggning på 2,3 MW_{el, brutto} som färdigställdes 2013 uppgick enligt uppgift till 137 miljoner kronor vilket innefattade allt; byggnader, processutrustning, el-, vatten- och fjärrvärmeanslutning, bränslehantering, projektering, projektledning etc. Med en redovisad intern elförbrukning på 500 kW och en resulterande nettoelproduktion på 1,8 MW_{el} innebär det en specifik investering på 76 000 kr/kW_{el, netto}.

Goldschmidt [68] uppskattar år 2009 kostnaden för en biobränsleeldad ORC-anläggning med rökgaskondensering på 2,3 MW_{el} till 135 miljoner kronor utifrån leverantörsuppgifter.

Kjellström [67] anger en specifik investering för en något mindre ORC-anläggning i tyska Berchtesgaden till knappt 55 000 kr/kW_{el} med 2009 års kronkurs. Anläggningen saknar rökgaskondensering och det är inte känt om kostnader för anslutning till exempelvis fjärrvärme är inkluderat. Eventuellt är den interna elkonsumtionen inte avdragen; med motsvarande interna elkonsumtion som för ovan nämnda anläggning skulle det istället innebära en specifik investering på knappt 70 000 kr/kW_{el}, exklusive rökgaskondensering.

Med bakgrund av ovanstående referenser ansätts en specifik investeringskostnad för en 2 MW_{el} biobränsleeldad ORC-anläggning till 75 000 kr/kW_{el, netto} med en ekonomisk livslängd på 15 år.

Byggränta baseras på 1 års byggtid efter erfarenheter från byggda anläggningar.

Drift- och underhållskostnader

Goldschmidt [68] uppskattar DoU-kostnaden för en motsvarande ORC-anläggning till 2,5 % av investeringskostnaden, vilket skulle vara jämförbart med ett biobränsleeldat värmeverk plus en värmepumpanläggning. Årliga DoU-kostnaden ansätts därför till 3,75 Mkr/år eller 1 875 kr/kW_{el}.

Bränslekostnader

Priset på biobränsle har ansatts till 200 kr/MWh_{bränsle}, (se kapitel 3.2).

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för Bio-ORC summeras i Tabell 4-32.

Tabell 4-32. Summerade kostnader för Bio-ORC

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	60 000	kr/kW _{el, brutto}
Specifik investering	75 000	kr/kW _{el, netto}
Byggtid	1	år
Avskrivningstid	15	år
DoU	1 875	kr/kW _{el, netto}
Bränslepris	200	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-6,8	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	9,7	öre/kWh _{el}
Elcertifikat**	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0,7	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

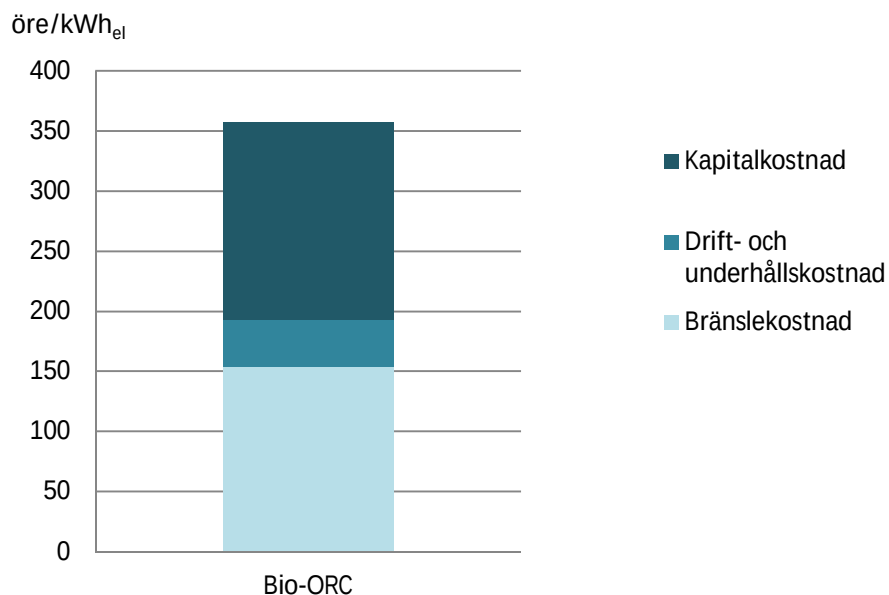
** Elcertifikat betalas ut i 15 år.

4.10.5 Resultat

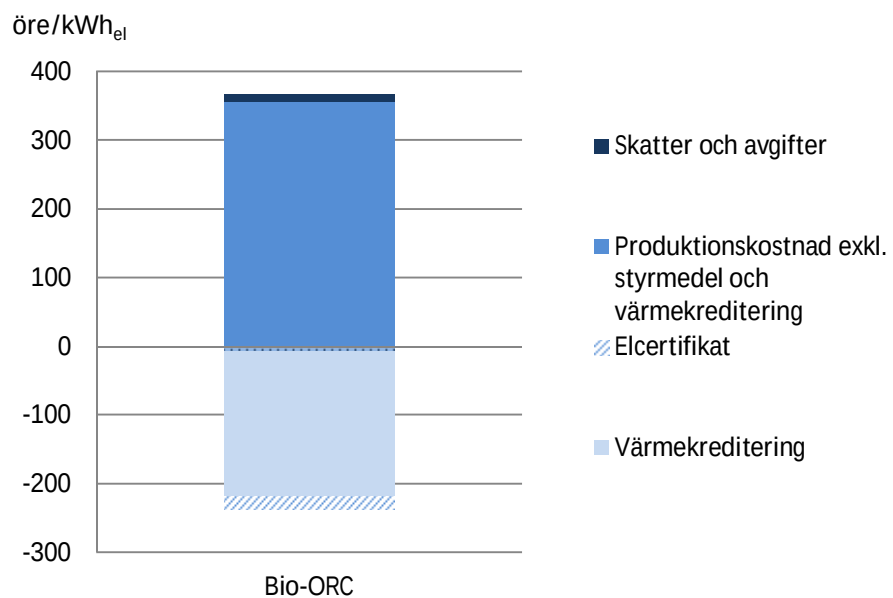
Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för Bio-ORC summeras i Tabell 4-33 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel. Kapital- och bränslekostnaden är de största, samtidigt som värmekrediteringen är stor på grund av att elverkningsgraden är låg. Samtidigt har anläggningen relativt stor andel intern elförbrukning, sannolikt på grund av driften av fjärrvärmepumparna då anläggningens huvudsakliga syfte är att producera värme.

Tabell 4-33. Resultat för Bio-ORC med 6 % kalkylränta

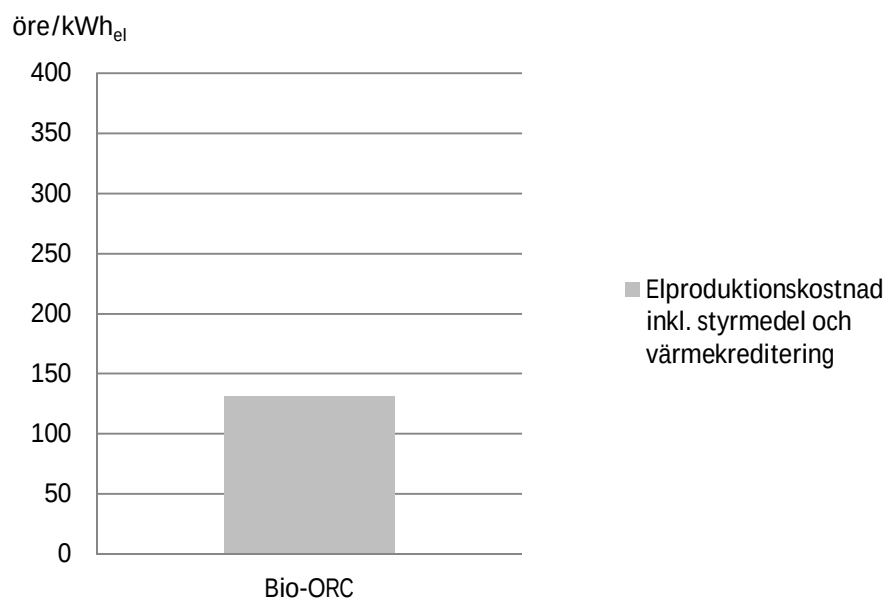
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	9,6	GWh/år
Värmeproduktion	62,4	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	164,7	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	39,1	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	153,9	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-210,6	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-6,8	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-19,0	öre/kWh _e
Skatter & avgifter	10,4	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	147	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	132	öre/kWh _{el}



Figur 4-46. Produktionskostnad för el och värme med Bio-ORC, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-47. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för Bio-ORC



Figur 4-48. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för Bio-ORC

4.11 Vindkraft

4.11.1 Teknikbeskrivning

Ett vindkraftverk nyttjar vindens energi för att producera el. Vindkraftverkets rotor fångar upp en del av vindens energiinnehåll och omvandlar detta till el i en generator. Elen överförs normalt till elnätet via en transformator som är placerad antingen inne i eller utanför vindkraftverket.

Den mest betydande parametern i vindkraftssammanhang är vindhastigheten, högre vindhastighet gör det möjligt att generera mer el, vilket gör att platsen för vindkraftverket är viktig. För att maximera produktionen är höjden på vindkraftverket av stor vikt; nära marken är vindhastigheten lägre och vinden är mer turbulent.

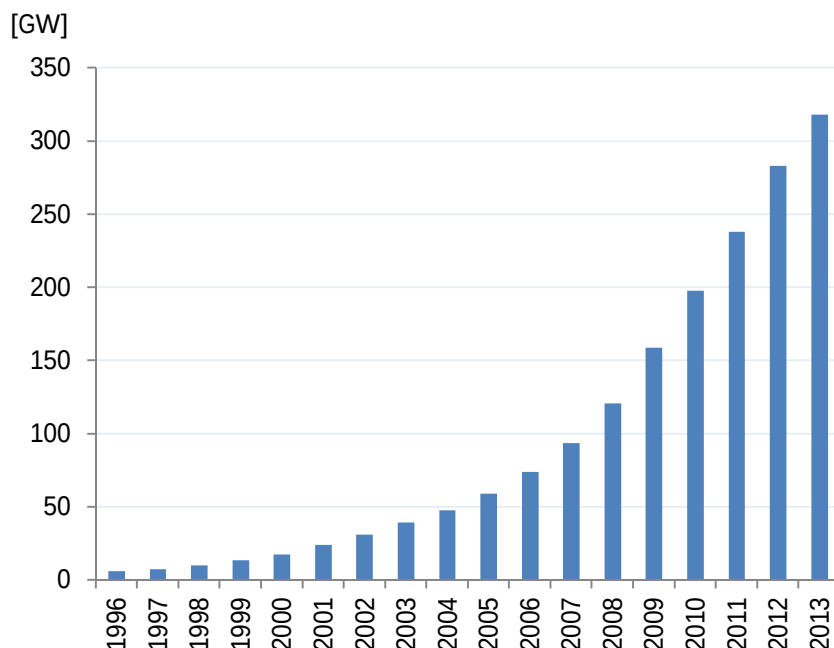
I vindkraftsbranschen benämns installerad effekt i regel som märkeffekt eller generatoreffekt. I denna studie är det ekvivalent med eleffekt brutto, $kW_{el, brutto}$. Den till användaren levererade mängden el uttrycks i kWh_{el} och avser nettoproduktion.

Den absolut vanligaste vindkraftstypen som installeras idag är horisontalaxlad med tre turbinblad, förankrad med ett för platsen anpassat fundament. Det finns en mängd olika vindkraftverk, anpassade för drift i specifika miljöer och vindförhållanden, på land eller till havs. Turbinerna klassas utifrån vilka förhållanden de är utvecklade för. Lågvindskraftverk med stor rotoryta för given generatoreffekt kan exempelvis inte automatsikt användas för vindlägen med hög medelvind.

Ett vindkraftverk börjar leverera effekt redan vid ca 3 m/s beroende av modell. Effekten ökar med vindhastigheten och maximal effekt uppnås i regel vid ca 10-14 m/s beroende på turbin. Maximal effekt levereras därefter fram till den vindhastighet då vindkraftverket automatiskt stängs av, vilket i regel är omkring 25 m/s. Vindkraftverkens turbinblad är vridbara för att reglera effekten och maximera verkningsgraden. Ett modernt vindkraftverk producerar el mellan 80-90 % av årets timmar.

4.11.2 Utvecklingstrender

Utbyggnaden av vindkraft i världen de två senaste decennierna visas i Figur 4-49 och att den installerade effekten förväntas att öka även framöver [69]. En total installerad effekt om 596,3 GW i världen förväntas år 2018 [70]. Inom EU förutspås en fortsatt utbyggnad men utbyggnadstakten förutspås inte att öka de närmaste åren på grund av en finansiellt mer osäker marknad [71]. Nyligen publicerad statistik visar att utbyggnadstakten för svensk vindkraft minskade för första gången någonsin under 2013 [72], 23 % mindre vindkraftseffekt installerades jämfört med året innan.



Figur 4-49. Ackumulerad installerad vindkraftseffekt i världen 1996-2013 [69].

Den sammanlagda vindkraften inom EU uppskattades år 2013 producera ca 257 TWh el ett normalt vindår, vilket motsvarar ca 8 % av EU:s totala konsumtion [71]. År 2013 producerades 9,9 TWh el från vindkraft i Sverige, vilket motsvarar ca 7 % av Sveriges elanvändning [73].

I en uppdaterad prognos för 2017 förutspår Svensk Vindenergi en utbyggnad till 7 530 MW i Sverige vilket skulle ge en produktion på 17,9 TWh motsvarande en fördubbling på fyra år [74]. En framtida utbyggnad av vindkraft anses dock vara starkt beroende av utvecklingen av elcertifikatsystem och är mycket beroende av den framtida energi- och klimatpolitiken i Sverige och Norge.

Utveckling av större rotordiameter

En allt större andel av Sveriges landbaserade projekt har byggts och planeras fortsättningsvis i skogslandskap. I skogsmiljö påverkas dock vinden av skogen vilket ökar turbulens och minskar vindens tillgängliga energiinnehåll i jämförelse med förhållanden på samma höjd över mark i t.ex. ett odlingslandskap. För att kunna nyttja skogsområden effektivt har utvecklingen gått mot dels högre torn, se nedan, och dels mot vindkraftverk med större rotordiameter i förhållande till effekten på generatoren. Den ökade turbindiametern ger bättre förutsättningar att utnyttja lägre vindhastigheter.

Dock kan en allmän trend noteras där vindkraftverken ges större rotordiameter i förhållande till generatoreffekten. Tillverkarna lyckas optimera verkens konstruktion och styrning för given medelvind tillsammans med ökad rotordiameter på ett kostnadseffektivt sätt. Björck [75] anger till exempel

vindkraftverket Näsudden 1 på Gotland som byggdes 1983 med en effekt om 2 MW och som omfattande en rotordiameter om 75 meter och en navhöjd på 80 meter. Vindpark Stamsåsen, nyligen driftsatt i Strömsunds och Sollefteå kommuner, innefattar vindkraftverk med en effekt om 2,3 MW men med en rotordiameter på 113 meter och med en navhöjd på 120 meter.

Vidare har flera tillverkare lanserat vindkraftverk i linje med denna trend. Tillverkare som Vestas, Nordex och Gamesa har presenterat vindkraftverk med en effekt inom ett spann där de tidigare har haft modeller men med en större rotordiameter; exempelvis har Vestas turbin V90 2 MW (rotordiameter 90 meter) utvecklats till V100 och V110 2 MW (rotordiameter 100 respektive 110 meter). Det är högst troligt att denna utveckling kommer att fortgå framöver, både för land- och havsbaserad vindkraft.

Utveckling av högre tornhöjder

För att nå en starkare vind med låg turbulens eftersträvas högre tornhöjder. En trend är att fler vindkraftverk med högre torn byggs. Sannolikt är trenden främst ekonomisk, den ökade produktionen gör det mer lönsamt med högre tornhöjder.

Förutom kostnaden att bygga höga torn har en begränsande faktor för denna utveckling tidigare varit svårigheten att transportera tornsegmenten till anläggningsplatsen inom ramen för de förutsättningar som föreligger för det svenska vägnätet. Nya tekniska lösningar har dock utvecklats; betong- och stålkompositionstorn, fackverkstorn och segmentsindelade torn är tillgängliga på marknaden idag och tekniker med trästorn är på forskningsstadiet [76].

De tillstånd för miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap. miljöbalken som söks för uppförandet och drift av vindkraftanläggningar omfattar idag i regel anläggningar på totalhöjder upp till 200 meter och mer. Vindkraftverk med navhöjd om 145 meter och rotor på 120 meter (totalhöjd 205 meter) är under byggnation i Tyskland [75].

Utveckling av större generatoreffekt

En utveckling mot vindkraftverk med allt större effekt fortgår, [1]. År 2010 var installerad genomsnittsstorlek under 2 MW i Sverige. 2013 var medeleffekten på de vindkraftverk som togs i drift under året 2,5 MW [74]. Idag finns vindkraftverk med betydligt högre effekt på marknaden. Vestas V164 8 MW för havsbaserad vindkraft har lanserats och Enercon E126 för landbaserad vindkraft uppnår en installerad effekt om 7,5 MW. Majoriteten av de största vindkraftstillverkarna marknadsför en turbin med en effekt om 5 – 7,5 MW.

Utvecklingen skiljer sig mellan havs- och landbaserad vindkraft.

a) Havsbaserad vindkraft

Trenden med ökande generatoreffekt gäller framförallt havsbaserad vindkraft. Förr var vindkraftverken till havs endast landbaserade vindkraftverk som modifierats, idag utvecklas specifika vindkraftverk för marina miljöer. Storlek och vikt är inte begränsande till havs på samma sätt som på land med

avseende på transporter och installation vilket underlättat utvecklingen av större generatoreffekter.

Medeleffekten för installation till havs år 2012 var globalt 4 MW. 31 företag presenterade under samma år utvecklingen av 38 nya turbinmodeller för installation till havs. Tre fjärdedelar av dessa är turbiner med en effekt om 5 MW eller större [77].

Inom det EU-finansierade forskningsprogrammet Upwind [78] har möjligheten för vindkraftverk med en effekt om 10-20 MW studerats. Programmet startade 2006 och löpte över 5 år. Havsbaserade vindkraftverk med en storlek på 10 MW bedömdes inom ramen för forskningsprogrammet vara möjligt om ca 5 år.

b) Landbaserad vindkraft

För landbaserad vindkraft har generatorstorleken ökat men inte alls i samma takt och det är inte heller säkert att det fortsätter så. Tvärtom finns det många som bygger med mindre generatoreffekt och större rotoror för att få ut fler fullasttimmar.

International Energy Agency (IEA) anser att landbaserade vindkraftverk med en effekt om 5 MW kommer att vara tongivande 2015-2020 [79].

Utveckling av avisningssystem

När vindkraft etableras i kallt klimat finns risk för nedisning. När is bildas på rotorbladen förändras dess aerodynamik och därmed vindkraftverkets effektivitet samtidigt som iskast kan ge skador på rotorbladen. Enligt BTM World Market Update 2012 [80] kan nedisning av turbinbladen minska ett vindkraftverks årsproduktion med mer än 20 %. Teknikutvecklingen har inom detta område därför varit stor sedan 2010 med utveckling av olika typer av avisningssystem. Antalet tillverkare som erbjuder avisningssystem har ökat och är idag fler än fem. Avisning sker för de kommersiella systemen genom värme i bladen, antingen genom en folie inbakad i bladen som blir varm när den matas med el eller genom att varmluft leds in i bladen.

Generell utveckling av havsbaserad vindkraft i Sverige

I slutet av 2013 fanns det inom Sverige ett stort antal havsbaserade vindkraftprojekt med erhållna tillstånd som ej tagits i anspråk (ca 2 450 MW [81]). Högst sannolikt inväntas mer gynnsamma ekonomiska förutsättningar innan dessa vindkraftsprojekt genomförs.

Det ekonomiskt sämre utgångsläget för havsbaserad vindkraft, jämfört med landbaserad vindkraft, beror framförallt på högre investeringskostnader och dyrare underhåll. Mer erfarenhet leder till lägre kostnader. Det finns studier som visar att möjligheten för kostnadsreduktion är stor för havsbaserad vindkraft. IEA förutspår en reduktion globalt på ca 39 % från 2011 till 2020 för projekt i Nordsjön. Kostnadsreduktionen bedöms komma från förbättringar av turbin, konkurrens, effektivisering i installation med mera [79].

I svenska vatten finns möjligheter att redan idag bygga mer än 30 % billigare än i Nordsjön med så kallad "Innanhavteknik". Avsaknaden av extrema vågor,

vindar och korrosiva miljöer samt platser med mindre djup gör turbiner, fundamentet och installationskostnader lägre. För många lokaliseringar i svenskt vatten går det utmärkt att använda samma typ av vindkraftverk som på land. Miljön är ofta "snällare" än för en turbulent kustlokalisering. Extra uppmärksamhet måste dock läggas på analyser av hur underhåll och byte av komponenter kan göras. Det ska också påpekas att ingen utveckling sker av turbiner för svenska förhållanden och att avsaknaden av breda erfarenheter kan betyda att finansiärer och försäkringsbolag kräver vindkraftverk utvecklade för offshorebruk, dvs. dyrare vindkraftverk utvecklade för t.ex. Nordsjön.

4.11.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Fyra olika storlekar på vindkraftsparker har studerats vilka redovisas i Tabell 4-34. Antalet vindkraftverk och turbinens effekt har valts för att återspegla typen av vindkraftparker som är planerade i ett nära perspektiv i Sverige. De havsbaserade vindkraftsparkerna avser etableringar relativt nära Sveriges kust med grunda förhållanden, motsvarande exempelvis projekt Kårehamn i Östersjön.

Tabell 4-34. Vindkraftsparker

Namn	Antal verk	Effekt per verk	Total effekt	Land / Hav
Vind Land 10	5	2 MW	10 MW	Landbaserad
Vind Land 150	50	3 MW	150 MW	Landbaserad
Vind Hav 144	40	3,6 MW	144 MW	Havsbaserad
Vind Hav 600	100	6 MW	600 MW	Havsbaserad

Beräkningsförutsättningar för vindkraft sammanfattas i Tabell 4-35. Observera att parkeffekter, kapacitetsfaktorer, tillgänglighet etc. för vindkraftsprojekt varierar kraftigt beroende på plats, vindförhållanden, turbin m.m. och att det är mycket svårt att anta något generellt för de olika parkerna. Elproduktionen beräknas därför med hjälp av genomsnittliga ekvivalenta fullasttimmar (nedan kallade resulterande fullasttimmar) utifrån statistik och erfarenheter i Sverige och Danmark beskrivna nedan.

Tabell 4-35. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för vindkraft

Parametrar	Vind Land 10	Vind Land 150	Vind Hav 144	Vind Hav 600	Enhet
Resulterande fullasttimmar*	2 900	2 900	3 700	3 700	h/år
Eleffekt brutto	10	150	144	600	MW
Eleffekt netto	-	-	-	-	MW

*De resulterande fullasttimmarna är ekvivalenta fullasttimmar.

Tillgänglighet, förluster och resulterande fullasttimmar

De parametrar som avgör den resulterande elproduktionen från en vindkraftspark varierar kraftigt mellan olika projekt och det som främst påverkar är plats, vindförhållanden och turbintyp. Typisk tillgänglighet för landbaserad vindkraft är kring storleksordningen 98 % och mellan 95-98 % för havsbaserad vindkraft beroende på lokala förutsättningar.

Vindkraftsparker med flera vindkraftverk är förknippade med vakförluster som uppstår då kraftverk skymmer varandra för vinden. Rimliga parkeffekter ligger generellt runt 95-100 % beroende på layout. Utöver vakförluster är vindkraftsparker förknippade med nätförluster i kablar och transformation, förluster på grund av smuts eller is på turbinblad, vindskuvning m.m. samt intern elförbrukning i interna system. För en stor park kan de totala förlusterna uppgå till storleksordningen 10-15 % jämfört med den summerade maximala produktionen för respektive verk utifrån vindeffektskurvan vid ostörd vind. Vid projektering av en vindkraftspark görs en helhetsbedömning kring acceptabla förlustnivåer kontra kostnaden att exempelvis bygga verken längre isär med längre kablar som följd.

Elproduktionen är i denna rapport beräknad med genomsnittliga ekvivalenta fullasttimmar (här kallade resulterande fullasttimmar) utifrån godkända anläggningar i elcertifikatssystemet 2013-2014 och utifrån erfarenheter från vindkraftsprojekt i Sverige och Danmark. Dessa "resulterande" fullasttimmar är framräknade genom att dividera angiven normalårsproduktion (MWh) med installerad effekt (MW). I genomsnitt ligger svenska landbaserade vindkraftsprojekt, registrerade i elcertifikatsystemet mellan 2013-2014, på 2 900 fullasttimmar. Den havsbaserade vindkraftsparken i Kårehamn har enligt elcertifikatsystemet ca 3 600 fullasttimmar medan snittet i Danmark ligger på ca 3 900 fullasttimmar [82]. Vindkraftsparken Lillgrund i Öresund och vindkraftsparken på Gässlingegrundet i Vänern har bägge fullasttimmar kring 3 000 timmar, samtidigt finns havsbaserade vindkraftsparker som Horns Rev II i Danmark med över 4 500 fullasttimmar [83]. Principiellt kan en park med mindre vindkraftverk ha fler fullasttimmar än en park med större vindkraftverk vid samma vindförutsättningar, men inte nödvändigtvis större total elproduktion. Antal fullasttimmar är en ekonomisk avvägning och varierar mellan olika projekt.

4.11.4 Kostnader

Investeringskostnader

I Tabell 4-36 redovisas den investeringskostnad och byggtid som använts i utredningen för respektive vindkraftspark. Här åskådliggörs även fördelningen av investeringskostnaden för respektive installation i vindparken. Raden "övrigt" avser kostnader såsom projektering och installation av övervakning. Byggtiden avser antalet år som kostnaden fördelas över. Inget reinvesteringsbehov bedöms föreligga inom avskrivningstiden.

Tabell 4-36. Investeringskostnader för vindkraft

Parametrar	Vind Land 10	Vind Land 150	Vind Hav 144	Vind Hav 600	Enhet
Specifik investering	12 000	12 000	25 000	23 300	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	-	-	-	-	kr/kW _{el} , netto
IP-tal*	4,1	4,1	6,8	6,3	kr/kWh _{,år}
Byggtid	1	2	2	2	År
Fördelning					
Vindkraftverk	60-65%	60-65%	30-40%	30-40%	-
Fundament	5-10%	5-10%	15-20%	15-20%	-
Elanslutning	10-15%	10-15%	20-30%	20-30%	-
Vägar	5-10%	5-10%	-	-	-
Övrigt	5-10%	5-10%	10-20%	10-20%	-

* IP-talet är definierat som investeringskostnaden genom årsproduktionen.

Investeringskostnader för vindkraft baseras på statistik från byggda anläggningar, insamlade erfarenheter från branschen och litteratur (exempelvis [27], [84] och [85]). Kostnaderna gällande havsbaserad vindkraft är mer osäkra än för landbaserad vindkraft då färre projekt genomförts. Det bör också påpekas att kostnaderna för vindkraft varierar kraftigt mellan olika projekt snarare än mellan olika parkstorlekar, framförallt med avseende på geografisk placering och kostnader för nätanslutning. En del projekt med hög specifik investeringskostnad, exempelvis på grund av höga kostnader för elnät och infrastruktur, kan istället kompenseras med hög elproduktion då platsen har bra vindförhållanden. IP-talet, som fördelar investeringen på årsproduktionen, är därför en bra parameter för att jämföra investeringar. Samtal med olika projektörer bekräftar att det idag finns projekt på land som bygger till en IP-kostnad kring 4 kr/kWh_{,år}.

I jämförelse med landbaserade anläggningar beror den allmänt högre investeringskostnaden för havsbaserad vindkraft dels på högre kostnader för ingående moment, såsom grundläggning och kabeldragning, men även på att byggnation till havs är starkt beroende av långa perioder med låga vindar och små vågor. Byggnationen involverar båtar, kranar och utrustning som är dyr att ha stående vid dåligt väder. Vidare ingår anläggandet av en plattform för transformator. Det ska också tilläggas att förstärkning av elnätet kan utgöra en stor del av den totala projektkostnaden, exempelvis medförde förstärkning av det landbaserade elnätet en kostnadsökning på 25 % av totalkostnaden för projekt Kårehamn [81].

Det är viktigt att poängtera att de kostnader som angivits för havsbaserade projekt avser anläggningar relativt nära Sveriges kust med grunda förhållanden, motsvarande exempelvis projekt Kårehamn i Östersjön. Avståndet till kust och lämplig hamn är av stor relevans för projektets investeringskostnad. Det är sannolikt, särskilt med avseende på denna faktor, att de projekt som anläggs i första hand är förlagda relativt nära kust [84].

Det är även värt att nämna att en etablering i Östersjön generellt bedöms vara ekonomiskt gynnsamt i ett internationellt perspektiv [85]. Väder, med avseende på våghöjd och stormar medför att tillgängligheten är bättre än t.ex. Nordsjön och närheten till kust är stor. Salthalten är låg vilket också bör påverka underhållskostnaden.

För vindkraften har den ekonomiska livslängden genomgående satts till 20 år. För anläggningar till havs med tung infrastruktur som fundament, internt elnät och landanslutning kan möjligen en längre tid motiveras då själva vindkraftverken utgör en mindre del av investeringskostnaden än för de landbaserade. Exempelvis kan sannolikt elnäten dimensioneras för längre användningstider. En längre avskrivningstid bör dock kombineras med reinvesteringar.

Drift- och underhållskostnader

Kostnaderna för drift och underhåll uppskattas till 140 kr/MWh för landbaserad vindkraft och 180 kr/MWh för havsbaserad vindkraft. Drift- och underhållskostnaderna baseras precis som investeringskostnaderna på insamlade data, litteratur och erfarenheter från branschen. Kostnaderna är en schablon över livslängden och innefattar samtliga kostnader, exempelvis för schemalagt och oförutsett underhåll, försäkringar, markarrende, bygdepeng och elöverföring.

En effektivisering av underhållsarbetet sedan 2010 har drivit utvecklingen mot ett allt mer kostnadseffektivt underhåll. Dock kräver dagens vindkraftverk underhållsarbete av både en maskiningenjör och en elektroingenjör med avseende på den avancerade elektronik som dagens vindkraftverk innehåller. Tidigare modeller krävde i högre utsträckning enbart en maskiningenjör vilket har lett till en viss kostnadsökning.

Ekonomiska styrmedel

Fastighetsskatten för vindkraft är i verkligheten differentierad baserad på bland annat effekt och beräknad kapacitetsfaktor. Vid beräkningarna har samma fastighetsskatt ansatts för samtliga vindkraftsparker till 0,4 öre/kWh vilket är en uppskattad schablon förklarad i kapitel 3.8.4.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för vindkraft summeras i Tabell 4-37.

Tabell 4-37. Summerade kostnader för vindkraft

Parametrar	Vind Land 10	Vind Land 150	Vind Hav 144	Vind Hav 600	Enhet
Specifik investering	12 000	12 000	25 000	23 300	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	-	-	-	-	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	1	2	2	2	år
Avskrivningstid	20	20	20	20	år
DoU	140	140	180	180	kr/MWh _{el}
Elcertifikat*	-190	-190	-190	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0,4	0,4	0,4	0,4	öre/kWh _{el}

* Elcertifikat betalas ut i 15 år.

4.11.5 Resultat

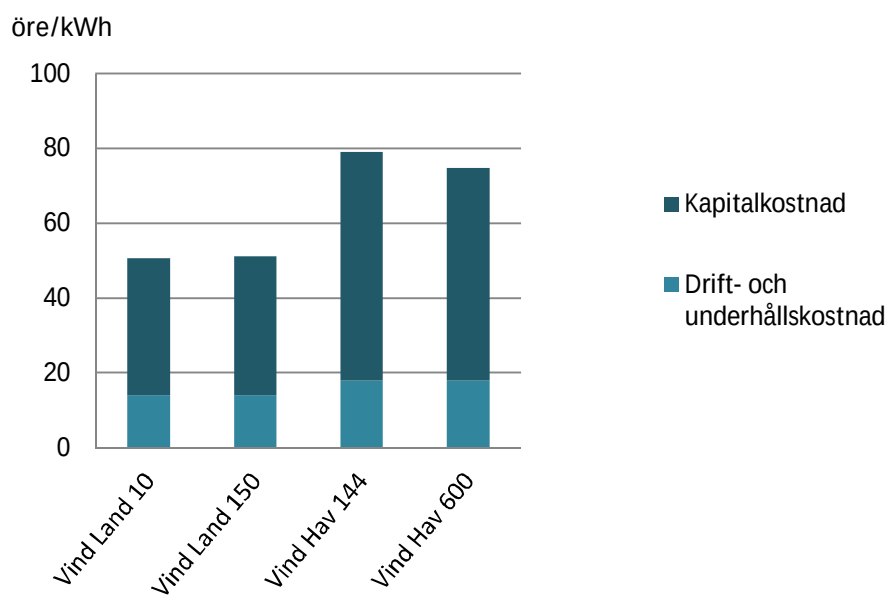
Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för vindkraft summeras i Tabell 4-38 och i Figur 4-50 - Figur 4-52 med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

Kapitalkostnaden är den absolut största kostnadsposten för vindkraftens elproduktionskostnad. Vid beräkningarna har en kalkylränta på 6 % använts för samtliga kraftslag, detta är inte nödvändigtvis representativt för vindkraft. För landbaserad vindkraft förekommer ibland exempelvis investerare med låga avkastningskrav där en lägre kalkylränta kan motiveras, samtidigt som havsbaserad vindkraft är förknippad med en högre risk där en högre kalkylränta kan motiveras. En känslighetsanalys av kalkylräntan görs för både land- och havsbaserad vindkraft i kapitel 5.3.1 och kalkylräntan kan vid egna beräkningar ändras godtyckligt i beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6.

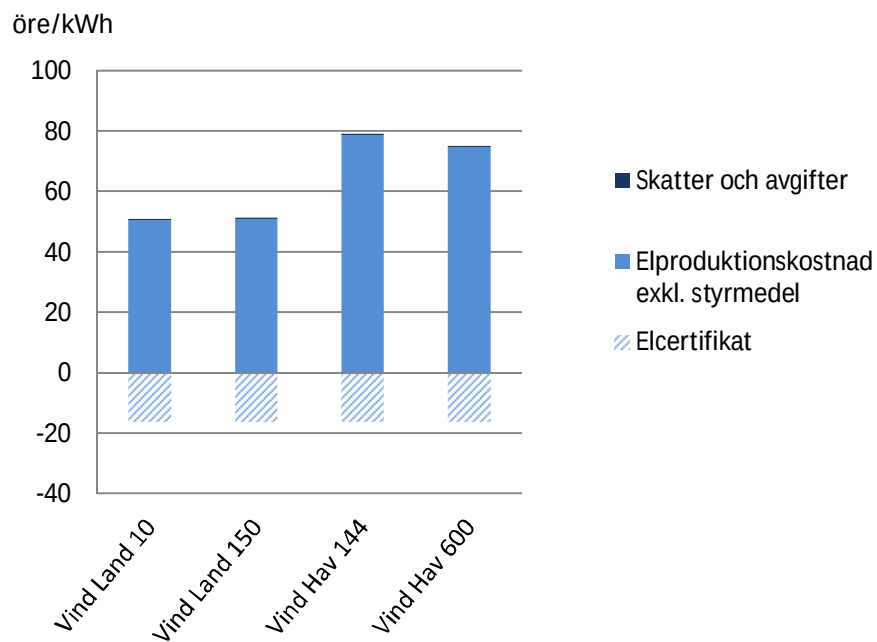
Beakta att den havsbaserade vindkraften i rapporten avser etableringar relativt nära Sveriges kust med grunda förhållanden och är därför inte direkt jämförbar med etableringar långt från kusten ute i exempelvis Nordsjön.

Tabell 4-38. Resultat för vindkraft med 6 % kalkylränta

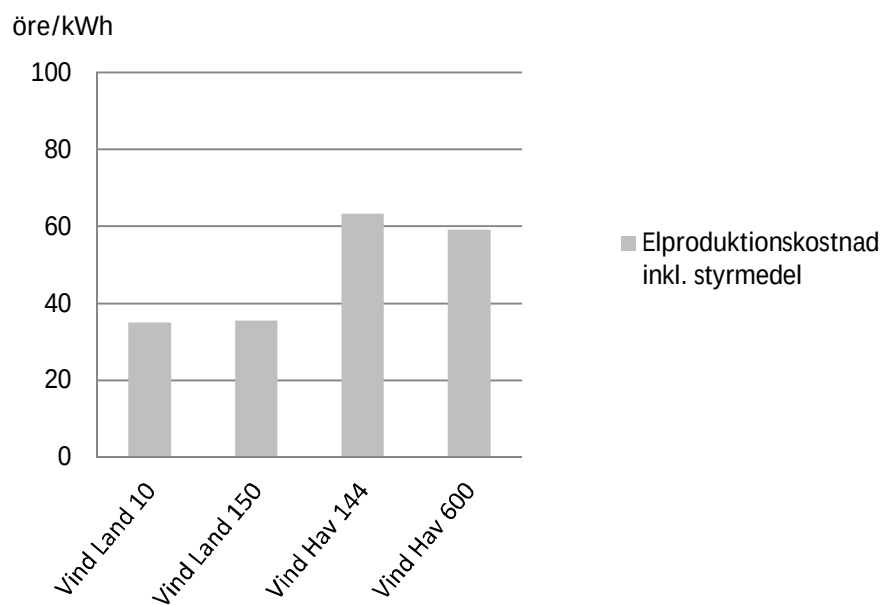
Parametrar	Vind Land 10	Vind Land 150	Vind Hav 144	Vind Hav 600	Enhet
Produktion					
Elproduktion	29	435	533	2 200	GWh/år
Kostnader					
Kapitalkostnad	36,8	37,2	61,1	56,9	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	14,0	14,0	18,0	18,0	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-16,1	-16,1	-16,1	-16,1	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	0,4	0,4	0,4	0,4	öre/kWh _{el}
Resultat					
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	51	51	79	75	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	35	36	63	59	öre/kWh _{el}



Figur 4-50. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för vindkraft



Figur 4-51. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för vindkraft



Figur 4-52. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för vindkraft

4.12 Vattenkraft

4.12.1 Teknikbeskrivning

Ett vattenkraftverk omvandlar energin i ett vattendrag till elektrisk kraft via en turbin och en generator. Ofta finns någon form av magasin/damm 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 tillloppsledning till turbinen där vattnets lägesenergi omvandlas till tryck- och rörelseenergi. Vid inloppet till tillloppsledningen finns rensgaller som hindrar att främmande föremål når turbinen, samt luckor för att stänga tillloppet. Det flödande vattnet får turbinen att rotera, som i sin tur driver en generator för att alstra elektricitet. Vilken turbintyp som används beror på platsspecifika förutsättningar, främst fallhöjd och flöde. Exempel är Kaplan- och propellerturbiner, Francisturbiner, Peltonturbiner, cross-flow-turbiner och andra impulsturbiner. Efter turbinen leds vattnet vidare genom en avloppsledning tillbaka till vattendraget. Ovanstående kompletteras med ställverk och transformatorer för anslutning till elnätet. Dessutom finns kontrollutrustning som i regel är kopplad till ett datoriserat drift- och övervakningssystem.

Varje vattenkraftverk utformas unikt utifrån de lokala förutsättningar som råder med avseende på dels fallhöjd och vattenflöde men också utifrån samspelet med övriga anläggningar i samma vattendrag. Vissa anläggningar, i regel högre upp i vattendraget, används som reglerkraft och körs en bråkdel av årets timmar medan andra anläggningar används som baslast och körs så mycket som är möjligt under året. 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.

I Sverige används främst två olika turbintyper; Francis- och Kaplanturbiner. 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.

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

4.12.2 Utvecklingstrender

Vattenkraften i Sverige började byggas för över 100 år sedan och står idag för ungefär 45 % av landets årliga elproduktion. År 2012 uppgick vattenkraftens samlade installerade effekt till drygt 16 GW och producerade hela 78 TWh; ett normalår produceras ca 65 TWh [2].

Det har byggts få nya vattenkraftverk i Sverige senaste åren. Främst har det gjorts upprustningar av befintliga anläggningar och nybyggnationer i redan reglerade vattendrag. Idag och i ett längre perspektiv kommer möjligheterna att utnyttja vattenkraft i allt större utsträckning bero på hur utbyggnadens miljöpåverkan värderas. 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.

4.12.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Vattenkraft används i Sverige idag som både baslast och reglerkraft beroende på kraftverk, placering och vattentillgång m.m. Resulterande fullasttimmar har i denna rapport ansatts till 4 000 timmar per år baserat på Sveriges samlade installerade effekt och vad som produceras ett normalår enligt kapitel 4.12.2.

Två effektstorlekar har valts för att representera ett småskaligt (5 MW) och ett storskaligt (90 MW) vattenkraftverk.

Beräkningsförutsättningar för vattenkraft sammanfattas i Tabell 4-39.

Tabell 4-39. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för vattenkraft

Parametrar	5 MW	90 MW	Enhet
Resulterande fullasttimmar	4 000	4 000	h/år
Eleffekt brutto	5	90	MW
Eleffekt netto	-	-	MW

4.12.4 Kostnader

Alla vattenkraftverk är unika till storlek, teknik och drift eftersom de är anpassade till de lokala förhållanden som råder i respektive vattendrag. Att ta fram en generell kostnad för vattenkraft är därför mycket svårt. Ett spann av kostnader presenteras därför utifrån internationella studier, svenska investeringar och information från svenska kraftbolag.

Investeringskostnader

Ett flertal internationella studier har sammanställt kostnader för ny vattenkraft, både för små- och storskalig vattenkraft;

- *The International Renewable Energy Agency (IRENA)* publicerade 2012 rapporten *Renewable Power Generation Costs in 2012* [86] med kostnader för olika förnybara energislag, däribland vattenkraft. Investeringskostnader i Europa för storskalig vattenkraft uppskattades till mellan 7 000 – 32 000 kr/kW, och för småskalig vattenkraft till mellan 8 500 – 53 000 kr/kW.

- *World Energy Council (WEC)* presenterar i rapporten *World Energy Perspective* [27] en investeringskostnad för storskalig vattenkraft på mellan 10 500 – 27 500 kr/kW och för småskalig vattenkraft på 9 000 – 24 000 kr/kW.
- Amerikanska *EIA* presenterar i rapporten *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants* [26] en investeringskostnad exklusive byggränta för ett 500 MW vattenkraftverk med två Francisturbiner till knappt 20 000 kr/kW.
- FN:s atomenergiorgan presenterar ett diagram i rapporten *Climate Change and Nuclear Power 2013* [50] med en investeringskostnad för vattenkraft på mellan knappt \$1 000 till över \$10 000 med ett medelvärde på motsvarande 30 000 kr/kW, exklusive finansiella kostnader under byggtid.

Ingen av ovanstående uppskattningar går att direkt applicera på svenska förhållanden men kan fungera vägledande och visa på hur mycket det kan variera mellan olika investeringar. Studierna är generella och det anges inte alltid om kostnaderna omfattar exempelvis dammar, projektering, fallrätter med mera samt vad motsvarande investering skulle uppgå till i Sverige.

Ett urval av byggprojekt av relevans i Sverige där investeringskostnaden presenterats offentligt;

- Fortum, Frykfors – Ny kraftstation på 3,8 MW och rivning av den över hundra år gamla stationen. Investeringen uppgick till 105 miljoner kronor och innefattade förutom en ny kraftstation bland annat rivning av den gamla, större inloppstunnel på ett nytt läge och med intagslucka, förstärkning av sugrör samt förstoring och förstärkning av utloppstunnel. Under hela byggtiden var den andra kraftstationen på platsen igång.
- Fortum, Eldforsen – Ny kraftstation på 8,5 MW med ökning av fallhöjd från 7,7 till 10 meter samt ökning av maximalt flöde från 60 till 100 m³/s. Investeringen uppgick till drygt 220 miljoner kronor och innefattade ny kraftstation i nytt läge med ny utloppskanal, fördjupning av älvfåra samt delvis ny damm vid kraftstationen.
- Jämtkraft, Hissmofors VI – Ny kraftstation på 2x33 MW vid nytt läge och rivning av fyra äldre aggregat. Investeringen uppgick till 1 miljard kronor och innefattade bland annat en ny kraftstation med nya kanaler, intag och sugrör, rivning av fyra gamla aggregat, markarbeten och delvis ny damm vid kraftstationen. Under hela byggtiden var andra kraftstationer på platsen igång.
- Vattenfall, Akkats – Ombyggnad av kraftverket på grund av ett omfattande haveri, två aggregat på 75 MW vardera ersätter ett aggregat på 150 MW. Investeringen har uppskattats till 1 miljard och innefattar förutom två nya turbiner bland annat en utbyggnad av maskinhallen, nytt vattenintag och rensning av utloppskanal från rasmassor.

Samtliga investeringar skiljer i storlek, omfattning, plats och drift samtidigt som ingen omfattar total nybyggnad utan endast nybyggnad/ombyggnad av kraftstationer i redan utbyggda och reglerade vattendrag.

En bästa uppskattning av specifik investering exklusive byggränta görs baserad på ovanstående studier och byggprojekt till 20 000 kr/kW för storskalig vattenkraft (90 MW) och 25 000 kr/kW för småskalig vattenkraft (5 MW) men med spann på mellan 7 000 – 32 000 kr/kW för storskalig och mellan 8 500 – 53 000 kr/kW för småskalig. År 2011 ansattes investeringskostnaden för ny vattenkraft i Sverige baserat på uppräknade siffror från svenska utredningar utförda på 70- och 80-talet, vilket gav liknande kostnadsnivå [1].

Finansiella kostnader under byggtiden baseras på en byggtid på 4 år för storskalig vattenkraft och 2 år för småskalig vattenkraft.

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. Beräkningarna har därför baserats på en ekonomisk livslängd på 40 år som utgör ett vägt medelvärde av dessa delars tekniska livslängd.

Drift- och underhållskostnader

Precis som investeringskostnader varierar drift- och underhållskostnader mellan olika anläggningar. IRENA anger årliga DoU-kostnader som en procentsats av investeringskostnaden till mellan 2 – 2,5 % för storskalig och mellan 1 – 4 % för småskalig vattenkraft [86]. Salvatore et al. uppskattar på liknande sätt DoU-kostnaden till mellan 1 – 6 % av investeringskostnaden för storskalig och mellan 0,5 – 4 % för småskalig vattenkraft [27].

För ett storskaligt kraftverk på 90 MW motsvarar 2 % av investeringskostnaden 20 000 kr/kW en årskostnad på 36 Mkr/år. Med en drifttid på 4 000 drifttimmar per år motsvarar det en DoU-kostnad på 100 kr/MWh, vilket är ett erfarenhetsvärde på WSP för kalkyler gällande storskalig vattenkraft. Med stöd av detta ansätts DoU-kostnaden för storskalig vattenkraft till 100 kr/MWh.

Drift- och underhållskostnader för småskalig vattenkraft varierar mycket beroende på hur anläggningen ser ut; hur många dammluckor som regleras för hand, hur mycket rensning av grindar från skräp och is som behöver göras med mera. Ett kraftbolag uppskattar att småskalig vattenkraft av storleksordningen 1 MW och med en normalårsproduktion på runt 4 000 MWh/år har en årlig DoU-kostnad någonstans mellan 350 000 – 700 000 kr/år eller 87,5 – 175 kr/MWh. DoU-kostnaden för småskalig vattenkraft på 5 MW och 4 000 fullasttimmar per år ansätts till 125 kr/MWh, vilket motsvarar 2,5 % av en investeringskostnad på 25 000 kr/kW.

Ekonomiska styrmedel

El producerad med vattenkraft i nya anläggningar är berättigad till elcertifikat (se kapitel 3.9).

Fastighetsskatten för vattenkraft uppgår sedan år 2011 till 2,8 % av taxeringsvärdet och år 2013 upptaxerades vattenkraften ca 50 % vilket enligt beräkningar utförda av Svensk Energi innebär att fastighetsskatten i snitt gick upp från tidigare ca 5,5 öre/kWh till ca 8,9 öre/kWh [18].

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för vattenkraft summeras i Tabell 4-40.

Tabell 4-40. Summerade kostnader för vattenkraft

Parametrar	5 MW	90 MW	Enhet
Specifik investering	25 000	20 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	-	-	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	2	4	år
Avskrivningstid	40	40	år
DoU	125	100	kr/MWh _{el}
Elcertifikat*	-190	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	8,9	8,9	öre/kWh _{el}

* Elcertifikat betalas ut i 15 år

4.12.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för vattenkraft summeras i Tabell 4-41 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

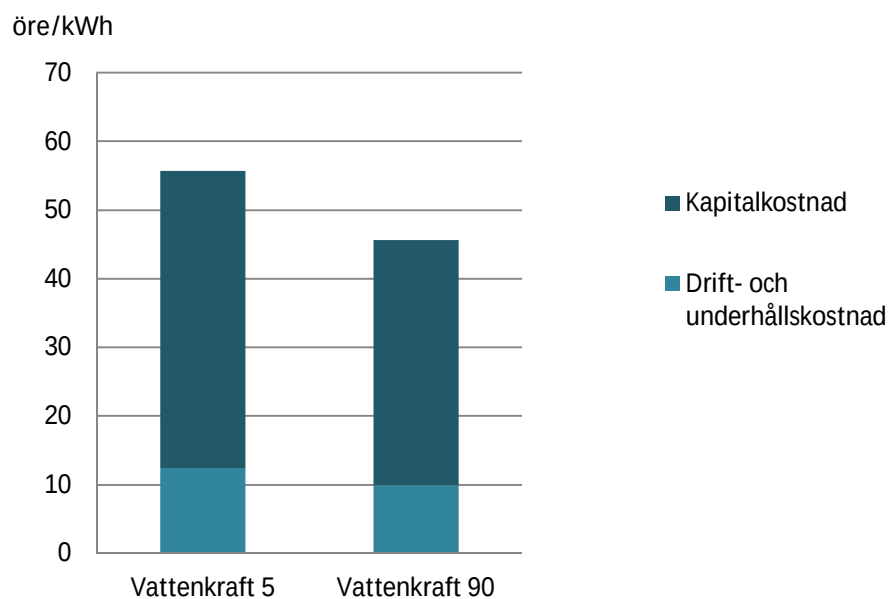
Kapitalkostnaden är den absolut största kostnaden för elproduktion i nya vattenkraftanläggningar, och samtidigt den mest osäkra. Investeringskostnaden på 20 000 respektive 25 000 kr/kW är uppskattad utifrån spann på mellan 7 000 – 32 000 kr/kW för storskalig och mellan 8 500 – 53 000 kr/kW för småskalig vattenkraft. En känslighetsanalys av investeringskostnadens påverkan på elproduktionskostnaden görs i kapitel 5.3.3.

Vattenkraft lastas med den absolut högsta fastighetsskatten bland samtliga elproduktionstekniker, i genomsnitt hela 8,9 öre/kWh [18].

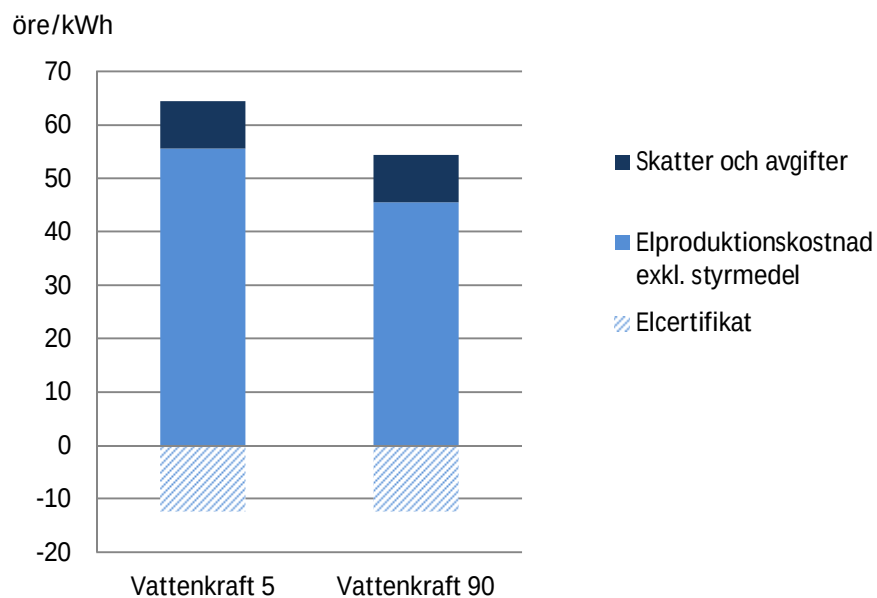
Observera att elproduktionskostnaden för vattenkraft i denna rapport ska spegla nybyggd vattenkraft och inte befintlig. Majoriteten av dagens svenska vattenkraftverk har funnits länge och har följaktligen mycket lägre kapitalkostnader. Samtidigt krävs i regel omfattande ombyggnationer, produktionsökningar eller ogynnsamma myndighetsbeslut för att befintliga anläggningar ska kunna få erhålla elcertifikat.

Tabell 4-41. Resultat för vattenkraft med 6 % kalkylränta

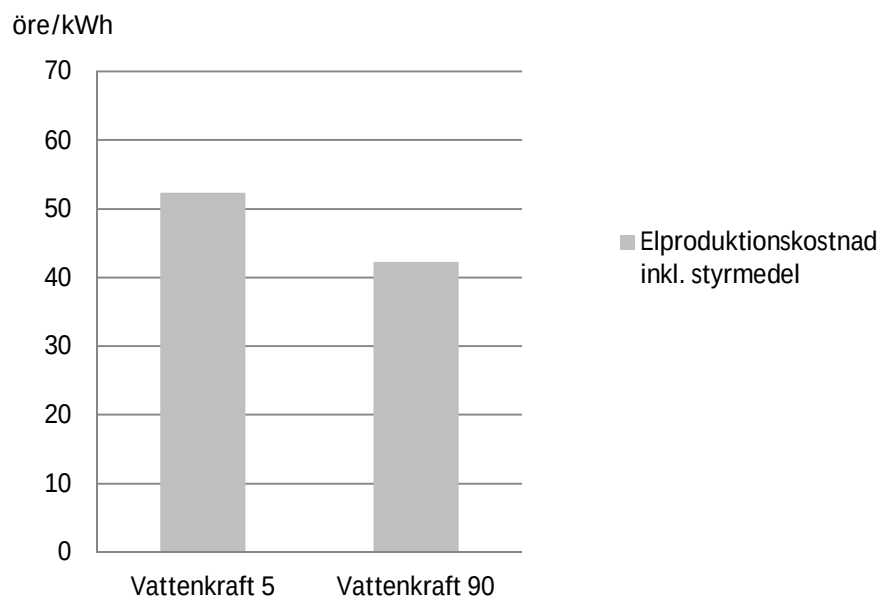
Parametrar	5 MW	90 MW	Enhet
Produktion			
Elproduktion	20	360	GWh/år
Kostnader			
Kapitalkostnad	43,2	35,7	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	12,5	10,0	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-12,3	-12,3	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	8,9	8,9	öre/kWh _{el}
Resultat			
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	56	46	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	52	42	öre/kWh _{el}



Figur 4-53. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för vattenkraft



Figur 4-54. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för vattenkraft



Figur 4-55. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för vattenkraft

4.13 Solceller

4.13.1 Teknikbeskrivning

En solcellsanläggning omvandlar energin från solen till elektrisk kraft och konverteras från likström till växelström via en växelriktare. Materialet i solceller är halvledare som fångar upp solstrålningens fotoner och omvandlar dem till elektricitet. När solljus av rätt våglängd belyser ett dopat halvledarmaterial exciteras elektroner från det yttre valensbandet upp till det ledningsbandet. Detta gör att en elektrisk spänning skapas och en likström erhålls.

I solcellsbranschen benämns installerad effekt som "kW toppeffekt", " kW_t ". I denna studie är kW_t ekvivalent med kW_{brutto} . Den till användaren levererade mängden el uttrycks ofta i termen "kWh el per år/ kW_t ".

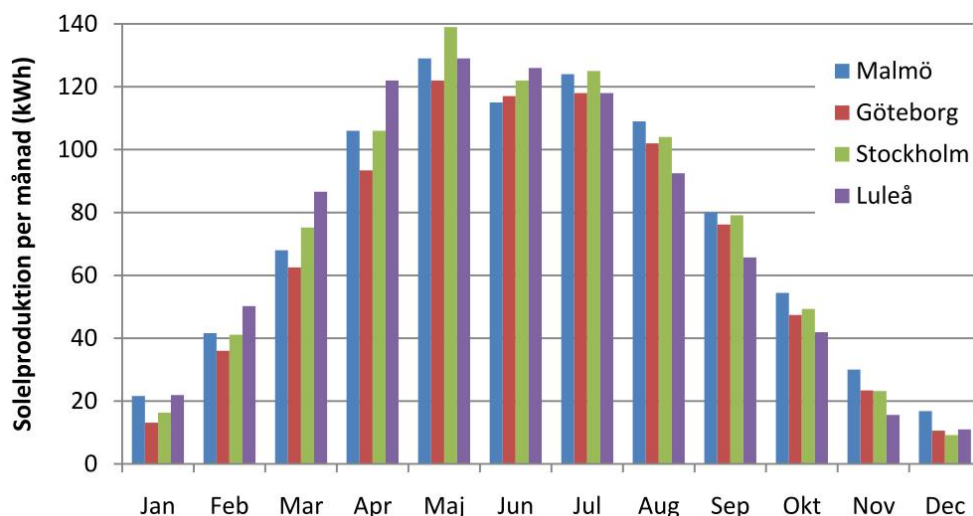
Det vanligaste halvledarmaterialet som används idag är kristallint kisel, och solceller baserade på detta ämne kallas för första generationens solceller. Andra generationens solceller är tunnfilmssolceller vilka består av flera tunna lager av halvledarmaterial såsom amorft kisel eller andra material såsom kadmiumtellurid. Tunnfilmssolceller kan vara flexibla och böjliga men har dock en lägre verkningsgrad.

En solcellsanläggning består av ett antal solcellsmoduler (en solmodul är en ram med ett antal seriekopplade solceller monterade), en växelriktare, monteringsystem och kringutrustning så som brytare, elmätare och kablage. I dagsläget ansluts majoriteten av alla solcellsanläggningar som installeras på befintliga fastigheters tak eller fasad till elnätet på fastighetens sida av elmätaren. Detta för att egenproducerad el då ersätter köpt el och skapar på så sätt störst ekonomiskt värde för anläggningsägaren än om all el skulle säljas. Det eventuella överskott som uppstår matas in på nätägarens elnät.

Beroende på val av moduler, växelriktare och övriga systemkomponenter omvandlar en solcellsanläggning idag ca 12 % av den instrålade energin till nyttigjord elektricitet ("nettoel"). Solelproduktionen är proportionell mot solinstrålningen. En klar sommardag produceras som mest och en mullen vinterdag knappt någonting alls. Det betyder att en solcellsanläggning producerar som mest under mars-oktober, se Figur 4-56 [87]. De antaganden som författarna till studien [87] gjort är 12 % systemförluster och ett fast monterat system utan solföljning under ett medelår vad gäller solinstrålning.

Verkningsgraden för en solcellsmodul beräknas genom att mäta effekten vid STC (Standard Test Conditions) motsvarande en simulerad strålning på 1000 W/m^2 , där strålningskällan är i rät vinkel gentemot modulen, med en solcelltemperatur på 25°C och ett spektrum motsvarande "air mass" 1,5. De moduler som säljs nu (2014) har verkningsgrader vid STC på omkring 15 %.

Installerad effekt är antal solcellsmoduler multiplicerat med solcellsmodulernas märkeffekt, som är definierad vid STC, här kallad bruttoproduktion. Utbytet för en solcellsanläggning anges vanligen i kWh/kW, där den utgående energin mäts efter växelriktare eller transformator, vilket ger vad som här benämns som nettoproduktion av el.



Figur 4-56. Uppskattad solelproduktion i kWh_{netto} per månad för ett 1 kW_{brutto} solcellssystem, vid placering rakt mot söder och med optimal lutning för den aktuella orten [87].

Erfarenhetsmässigt är den årliga nettoproduktionen ca 800 - 1 100 kWh/kW_{installerad eleffekt} för ett svenskt system orienterat rakt mot söder, med en lutning på ca 30-50° och som ej skuggas någon gång under dagen. Solinstrålningen per år och därmed solelproduktionen kan variera ca ±10 % jämfört med ett medelår. Verkliga produktionsvärden kan avvika från de uppskattade värdena på grund av flera andra orsaker, exempelvis verkningsgrad på växelriktare, grad av skuggning och nedsmutsning, hur väl ventilerade modulerna är, samt tid med snötäckning.

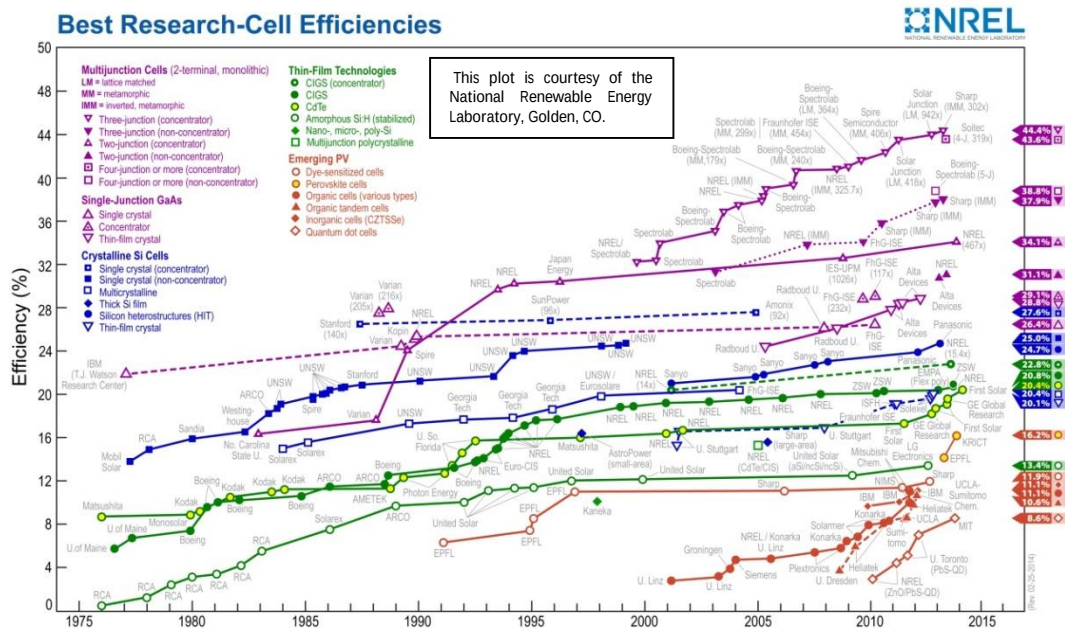
Solföljare uppskattas av olika leverantörer öka den årliga elproduktionen med ca 30-40 % i södra halvan av Sverige. I nordligaste Sverige är ökning större enligt teoretiska beräkningar [88].

Med åren minskar solcellernas effektivitet. Modultillverkarna ger vanligen en effektgaranti att modulerna ska ge minst 80% av märkeffekten efter 20-25 år. Minskningstakten varierar mellan olika solceller men uppgår i median till ca 0,2 % per år [89], det vill säga en anläggning förväntas efter 30 års livslängd producera 94 % av den installerade effekten. Solcellernas livslängd förväntas uppgå till (minst) 30 år och denna livslängd användes bland annat vid en nyligen gjort kostnadsberäkning för solel av Stridh m fl [90].

Elproduktionsförluster i systemet uppstår exempelvis i växelriktare, AC- och DC-brytare och kablage, och uppskattas till max ca 10 % [91]. Elproduktionen kan också minska till följd av externa faktorer så som snö, smuts, förhöjd temperatur i solcellerna m.m.. Dessa förluster är svårare att uppskatta generellt då de beror av snömängd, vinkel på solmodulerna, läge osv. Exempelvis kan instrålningsförlusterna på grund av smuts vara allt från 1 till 8 % [92].

4.13.2 Utvecklingstrender

Solceller är ett område inom vilket utvecklingen går snabbt. Elverkningsgraden för solcellerna ökar förhållandevis snabbt samtidigt som kostnaden för modulerna går ner. I Figur 4-57 visas trenden hur verkningsgraden har utvecklats för de bästa forskningssolcellerna. Verkningsgraden för en färdig modul blir alltid lägre än för varje enskild solcell i modulen. Många av de kiselbaserade solcellsmoduler som säljs har en verkningsgrad på 15-15,5 %, men det finns redan aktörer på marknaden som levererar kiselbaserade solcellsmoduler med över 20 % verkningsgrad [93].



Figur 4-57. Graf över hur effektiviteten på solceller har utvecklats sedan 1975. Källa: National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO [94].

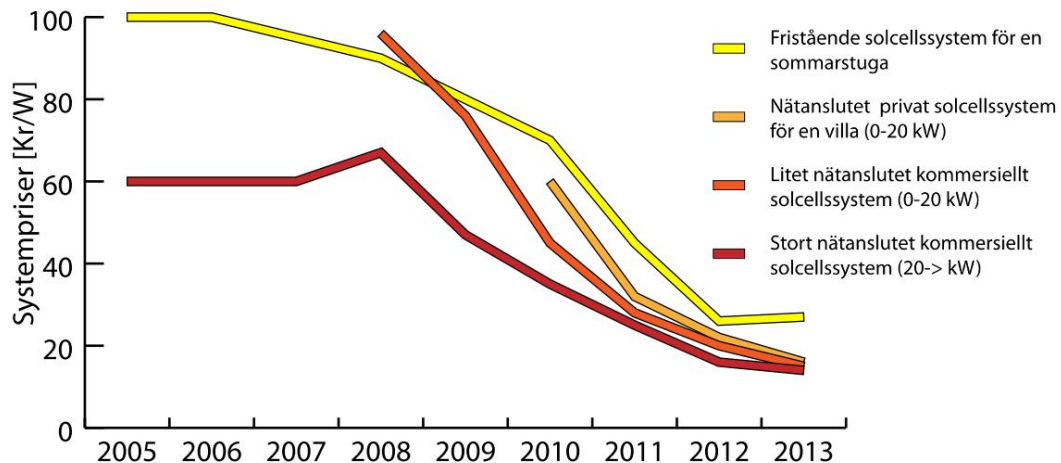
I diagrammet visas toppnoteringar för enskilda solceller. Solcellsmoduler i kommersiell produktion har alltid lägre verkningsgrad.

Det finns fysikaliska begränsningar i hur hög verkningsgraden i en solcell kan bli. På grund av bandgapets storlek sätts en gräns för hur stor effekt som kan uppnås i en solcell av ett visst material. Kisel har bandgap på 1,11 eV vilket motsvaras av fotoner med våglängder på 1,12 μm och kortare. Fotoner med lägre energiinnehåll (större våglängd) kommer inte excitera elektroner och fotoner med högre energiinnehåll kommer fortfarande bara lämna ifrån sig 1,11 eV. Detta ger en maximal teoretisk gräns för verkningsgraden, som dock kan höjas om olika lager med halvledare används, vilka kan ta upp olika delar av solljuset [95].

Investeringskostnaden för kiselbaserade nyckelfärdiga system har sjunkit från ca 60 000 kr/kW_{el, brutto} till ca 16 000 kr/kW_{el, brutto} från 2010 till 2013 för småskaliga nätanslutna anläggningar (se trend i Figur 4-58). Även större anläggningar har sjunkit kraftigt i pris. Två större markmonterade

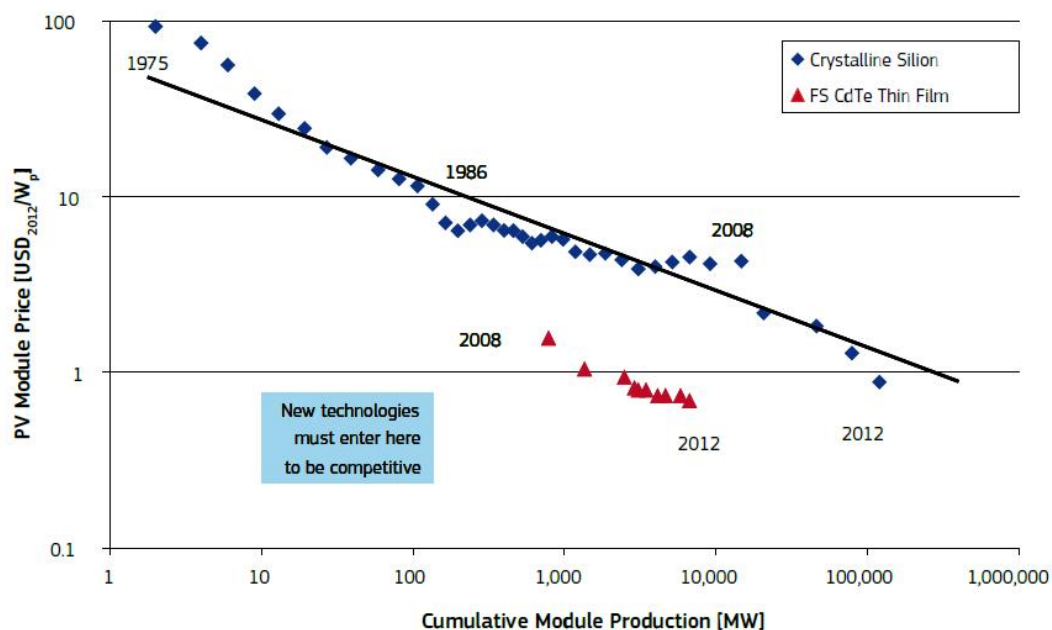
solcellsanläggningar installerade av ett energibolag under 2013 hade exempelvis investeringskostnader på 11 500 kr/kW_{el, brutto}.

Investeringskostnaden för solcellsmodulerna är nu så pass låga att trenden i Europa är att inte bygga solföljande anläggningar då det är mer kostnadseffektivt att lägga till fler solcellsmoduler.



Figur 4-58. Systemkostnadens utveckling från 2005 till och med 2013 i kr/W_{el, brutto} [96].

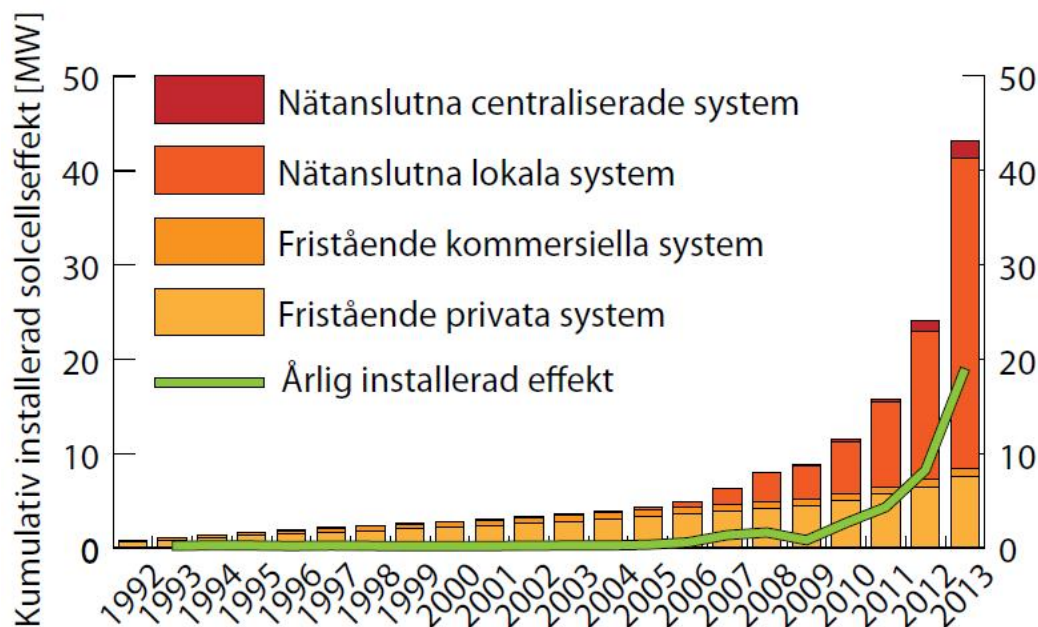
Hittills har kostnadsminskningen för solcellsmoduler varit starkt kopplad till antalet installerade system, se Figur 4-59. Under perioden 2013-2017 förväntas en minskning i produktionskostnad för de bästa kinesiska solcellsmodulerna på 19 % [88]. Systemkostnaden förväntas därför sjunka i en långsammare takt de närmaste åren än vad som skett fram till 2014.



Figur 4-59. Samband mellan kostnaden på solcellsmoduler och den kumulativa modulproduktionen från 1975 till 2012 [97].

Installationstakten för solcellsbaserad elproduktion i Sverige ökar kraftigt från år till år, se Figur 4-60.

Den installerade effekten i Sverige i slutet av år 2013 var 43,1 MW, varav 34 MW var nätanslutna och produktionen beräknades uppgå till runt 30 GWh. Detta kan jämföras med Tyskland som under 2013 producerade ca 30 TWh sol [98].



Figur 4-60. Kumulativ installerad solcellseffekt samt årlig installerad kapacitet i Sverige från 1992 till 2013 [96].

För den konventionella kiseltekniken är utvecklingen främst inriktad på att minska materialmängderna och därmed priset per installerad eleffekt. Inom tunnfilmstekniken pågår forskning och utveckling av flera parallella alternativ: CIS, CIGS, CdTe, Graetzel-celler m.fl., där bokstäverna står för vilket ämne det ljusabsorberande skiktet i cellen består av³². Stora framsteg görs inom flera områden och tunnfilmstekniken demonstreras i stor skala på många håll. Det stora problemet är att utveckla en effektiv industriell tillverkningsprocess. Målet är då att tunnfilmssolceller ska kunna tillverkas till låga kostnader, ha låg vikt och medge enkelt montage. Tunnfilmssolceller kan till exempel beläggas på plastmattor och rullas ut på takytor utan glassubstrat och metallramar. Än så länge är dock tunnfilmsmoduler inte konkurrensmässiga jämfört med kiselbaserade solcellsmoduler vad gäller produktionskostnad per kWh [88]. År 2013 hade kiselbaserade solceller 91 % av världsmarknaden vilket var en ökning från 89 % år 2012 [99]. Inom överskådlig framtid bedöms kiselbaserade solceller komma att dominera marknaden. Förutom tillverkningskostnad är verkningsgrad, degradering och livslängd viktiga parametrar som alla är till fördel för kiselbaserade solceller jämfört med tunnfilmsteknikerna vad gäller produktionskostnad per kWh.

Tunnfilmssolceller anses nu vara en standardteknik [100] men har i dagsläget svårt att konkurrera prismässigt med kiselbaserade solceller. 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,

³² C = koppar, I = indium, G = gallium, S = selen eller svavel, Cd = kadmium, Te = tellur

bildades för att marknadsföra den teknik som togs fram på centralt. Detta bolag såldes till tyska företaget Q-Cells och har nyligen blivit uppköpt av Hanergy Group. Solibros produktionsanläggning ligger i Thalheim i Tyskland men utvecklingsavdelningen finns kvar i Uppsala. Verkningsgraden för panelerna kan nå upp till 13,4 % [101] och kostnaden för en enklare fasadinstallation bedöms till ca 25 000 kr/kW_{el} för en större anläggning enligt uppgifter från en av Sveriges ledande leverantörer av solcellsmoduler.

Ett annat utvecklingsspår är så kallade multi-junction solceller (flerskiktssolceller); solceller som består av många skikt med olika material 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 [87].

På systemsidan ses en trend att använda så kallade byggnadsintegrerade solceller. Dessa solceller har fler funktioner än elproduktion, t.ex. solavskärmning eller att utgöra en del av en byggnads klimatskal. På så sätt kan kostnaderna fördelas på flera nyttigheter samtidigt som integrationen i arkitekturen kan göras mer tilltalande. Byggnadsintegrerade solceller kan integreras med ny och befintlig bebyggelse utan nämnvärda acceptansproblem. De tar dessutom inte någon mark i anspråk när de placeras på byggnader. Ett exempel är Frodeparken i Uppsala, där den lätt böjda ytan är täckt av 1 800 tunnfilmssolcellsmoduler av typen CIGS med en installerad eleffekt på 100 kW och en förväntad produktion på 700 kWh/kW, år [102].

En annan trend är att utveckla lämplig teknik för gigantiska anläggningar som ska placeras i öknar. Det sker idag främst i USA, Kina, Mellan Östern och Australien. Det finns även planer på att uppföra mycket stora anläggningar i Algeriet. I dag finns det stora solcellsfält främst i Tyskland. I solrika områden, främst ökenliknande områden, kan även termisk solelproduktion vara lämpligt. Denna teknik bygger på att en vätska förångas av solenergin och den genererade ångan driver en turbin. Termisk solel kräver en hög direkt solinstrålning och kan inte ta upp den diffusa solinstrålningen så som solceller gör. Denna teknik kommer förmodligen därför inte att kunna utgöra ett reellt alternativ i Sverige. Tekniken har haft svårt att få ett stort genomslag, på grund av en högre produktionskostnad per kWh än kiselbaserade moduler [89].

Ett annat område som studeras är att samtidigt producera el och värme från solcellsanläggningar, så kallat hybridssystem. Sverige ligger relativt långt fram forskningsmässigt med två företag som har börjat marknadsföra och sälja produkter avsedda för denna applikation. Elverkningsgraden för en hybridanläggning som levereras av ett av företagen är på ca 10 % och värmeverkningsgraden på ca 40 %, se bland annat [103]. Härnösand Energi och Miljö är ett av de företag som investerat i hybridteknik, deras anläggning är på 200 m² och ger ca 14 MWh el samt 54 MWh värme årligen [104].

4.13.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Tre typer av installationer studeras:

- 5 kW_{el, brutto} på villatak med optimal lutning och ingen skuggning
- 50 kW_{el, brutto} på ställning på industritak med optimal lutning och ingen skuggning
- 1 MW_{el, brutto} på ställning på mark med optimal lutning och ingen skuggning

De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna baseras inte på specifika anläggningar utan är framtagna genom kontakt med leverantörer, anläggningsägare och genom uppgifter i forskningsrapporter. Systemförlusterna (från solcellen till efter växelriktaren) bedöms vara 1 %-enhet lägre för de större anläggningarna (50 kW och 1 MW) vilket till stor del beror på verkningsgraden för växelriktaren, vilken är något högre för de två större systemen. Produktionen antas också minska med 2 % på årsbasis till följd av smuts, snötäckning m.m.. För moduler med låg vinkel (<ca 30°) och där det är mycket snö kan denna andel komma att öka. Tillgängligheten på 100 % kan tyckas hög men är i linje med vad några olika leverantörer och anläggningsägare anger baserat på erfarenhet. Antalet fullasttimmar är ungefärliga och uppskattas baserat på vad befintliga system har för årsproduktion relativt systemens topp effekt. Produktionen beror på var i landet anläggningen är placerad.

De tekniska beräkningsförutsättningarna för solcellsanläggningar presenteras i Tabell 4-42.

Tabell 4-42. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för solcellsanläggningar; 5 kW, 50 kW och 1 MW

Parametrar	5 kW	50 kW	1 MW	Enhet
Resultande fullasttimmar*	960	970	970	h/år
Eleffekt brutto	0,005	0,05	1	MW
Eleffekt netto	-	-	-	MW

* Dessa fullasttimmar motsvarar utbytet i kWh_{netto} per kW installerad effekt

4.13.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnaden för ett solcellssystem beror av många olika faktorer, exempelvis var solcellsmodulerna installeras (tak, mark eller vägg), på modulverkningsgrad och om det köps av ett företag eller en privatperson. För en privatperson tillkommer moms på priset.

Investeringskostnader för systemen på 5 och 50 kW har ansatts till 16 000 kr/kW installerad eleffekt för villasystemet och 14 000 kr/kW installerad eleffekt för 50 kW-anläggningen på tak [96]. Kostnaden för 1 MW-parken som är byggd på ställning på mark har uppskattats utifrån uppgifter från en av

Sveriges ledande leverantörer av solcellsmoduler och uppgår till 10 000 kr/kW installerad eleffekt. Observera att spannet i investeringskostnader vid faktiska installationer kan variera mycket; enligt en studie gjord 2013 av Stridh et al. [90] varierade kostnaderna mellan 11 000 kr och 22 000 kr/kW för en anläggning över 10 kW och mellan 14 000 kr och 30 000 kr/kW för en anläggning på 1-5 kW.

Utöver grundinvesteringen så innefattas en reinvestering efter 15 år då växelriktaren byts ut. Kostnaden för växelriktaren är baserad på uppgifter från en av Sveriges ledande leverantörer av solcellsmoduler och anges för respektive fall i Tabell 4-43.

Installation av solpaneler anses vara ett relativt riskfritt projekt och kalkylräntan kan sättas mellan 3-5 % [100]. Detta gäller speciellt för det villabaserade systemet där bolåneräntan minus skatteavdrag bör kunna användas. För att ge en relevant jämförelse med de andra kraftslagen i denna rapport har dock samma kalkylränta, 6 %, ansatts för samtliga kraftslag. I den beräkningsapplikation som beskrivs i kapitel 6 kan dock kalkylräntan justeras.

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnaderna är generellt mycket låga för en solcellsanläggning eftersom det inte finns några rörliga delar i fasta system. Större anläggningar förväntas ha årlig tillsyn och tiden för detta uppskattas till 1 timme per 7 kW installerad effekt och år [105]. Större system kan inkludera mjuk- och hårdvara för att anläggningsägaren ska kunna erhålla daglig rapportering om produktionen, vilket gör att eventuella problem upptäcks i god tid. Halmstad kommun har installerat ett antal solcellsanläggningar från 2010 och framåt och uppger att de än så länge inte har haft något problem med anläggningarna [106]. Detta verifieras av företaget Euronorm, som anger att under de ca 10 år de varit i branschen, så har underhåll för i storleksordningen 2 av 100 anläggningar krävts [107]. För den markbaserade anläggningen har 10 kr/kW el lagts till för att täcka kostnader för markarrende.

Eventuellt kan solcellssystem vara utsatta för stöld av enskilda delar vilket skulle kunna påverka försäkringskostnaden, dock har ingen hänsyn tagits till denna eventuella kostnad.

Ekonomiska styrmedel

År 2014 kan ett investeringsstöd på 35 % av den totala investeringskostnaden sökas från Energimyndigheten [108] för anläggningarna på 5 och 50 kW. Utöver detta erhålls elcertifikat för all försäld el för större anläggningar. För den mindre anläggningen antas att 50 % av den producerade elen levereras ut på nätet och därmed erhåller elcertifikat.

Om inte investeringsstöd utnyttjas så kan en villaägare få s k ROT-avdrag för installationsarbetet vilket uppgår till 50 % av arbetskostnaden.

Regeringen har lagt ett förslag om att mindre anläggningar (säkringsnivå max 100 A och maximalt avdrag 30 000 kWh/år) ska erhålla 60 öre/kWh el som

säljs ut på nätet [109], denna potentiella intäktskälla beaktas dock ej då förslaget ännu ej är antaget.

Den markbaserade anläggningen har belagts med fastighetsskatt.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för solceller summeras i Tabell 4-43.

Tabell 4-43. Summerade kostnader för nyckelfärdiga solcellsanläggningar.

Parametrar	5 kW	50 kW	1 MW	Enhet
Specifik investering	16 000	14 000	10 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	-	-	-	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	< <1	<1	<1	år
Moms	25 %	0 %	0 %	
Avskrivningstid	25	25	25	år
DoU	0	80	90	kr/kW _{el}
Reinvestering	0,009	0,07	0,97	Mkr (exkl. moms)
Tid mellan grund- och reinvestering	15	15	15	år
Investeringsstöd	35	35	0	% av investering
Elcertifikat *	-190 **	-190	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0	0	0,5	öre/kWh _{el}

* Elcertifikat betalas ut i 15 år

** Elcertifikat betalas ut för 50 % av den producerade effekten

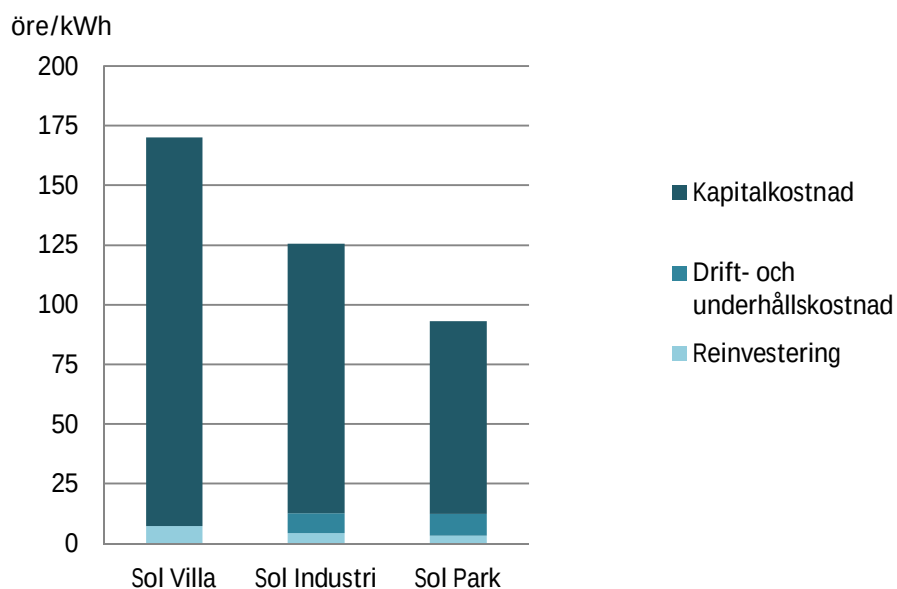
4.13.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för solceller summeras i Tabell 4-44 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

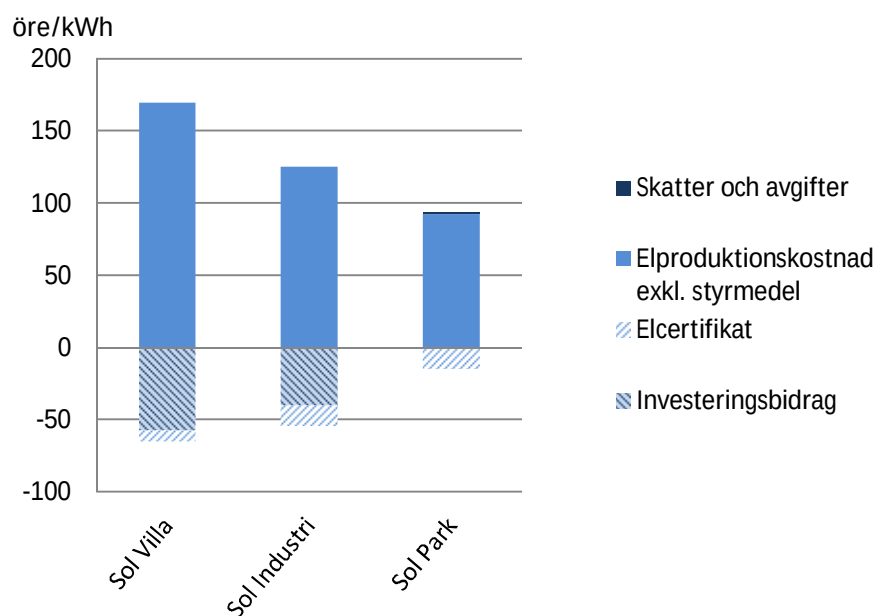
Tabell 4-44. Resultat för solceller med 6 % kalkylränta

Parametrar	5 kW	50 kW	1 MW	Enhet
Produktion				
Elproduktion	4,8	49	970	MWh/år
Kostnader				
Kapitalkostnad	163,0	112,9	80,7	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	0	8,3	9,3	öre/kWh _{el}
Reinvestering	7,3	4,6	3,3	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-7,2	-14,5	-14,5	öre/kWh _e
Investeringsstöd	-57,0	-39,5	0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	0	0	0,5	öre/kWh _{el}
Resultat				
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel och investeringsstöd	170	126	93	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	106	72	79	öre/kWh _{el}

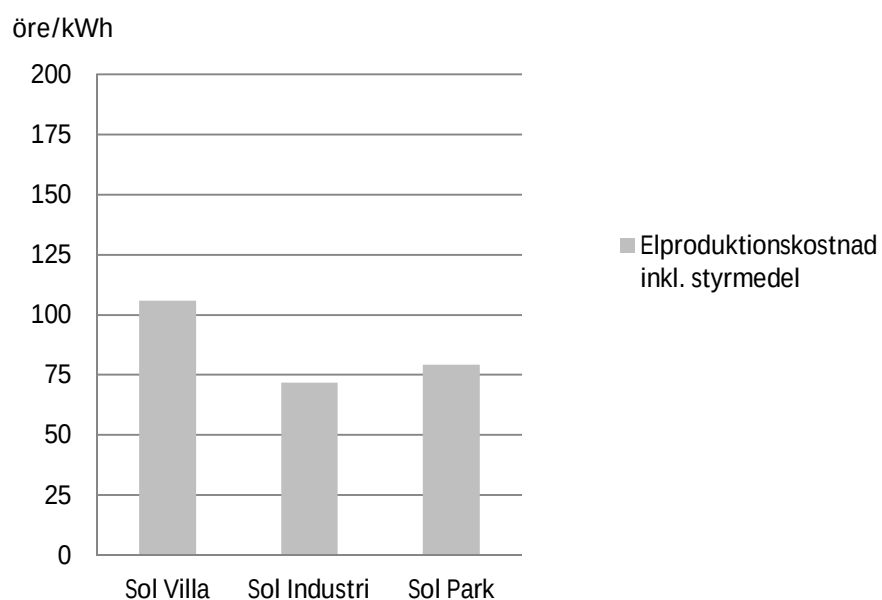
För solceller domineras elproduktionskostnaden av kapitalkostnaden. Kalkylräntans nivå är därmed starkt påverkande på elproduktionskostnaden. Om en ränta på 3 % används för 5 kW-anläggningen erhålls en elproduktionskostnad, utan styrmedel och investeringsstöd, på 128 öre/kWh vilket kan jämföras med 170 öre/kWh om 6 % ränta används.



Figur 4-61. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för solceller



Figur 4-62. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för solceller



Figur 4-63. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för solceller

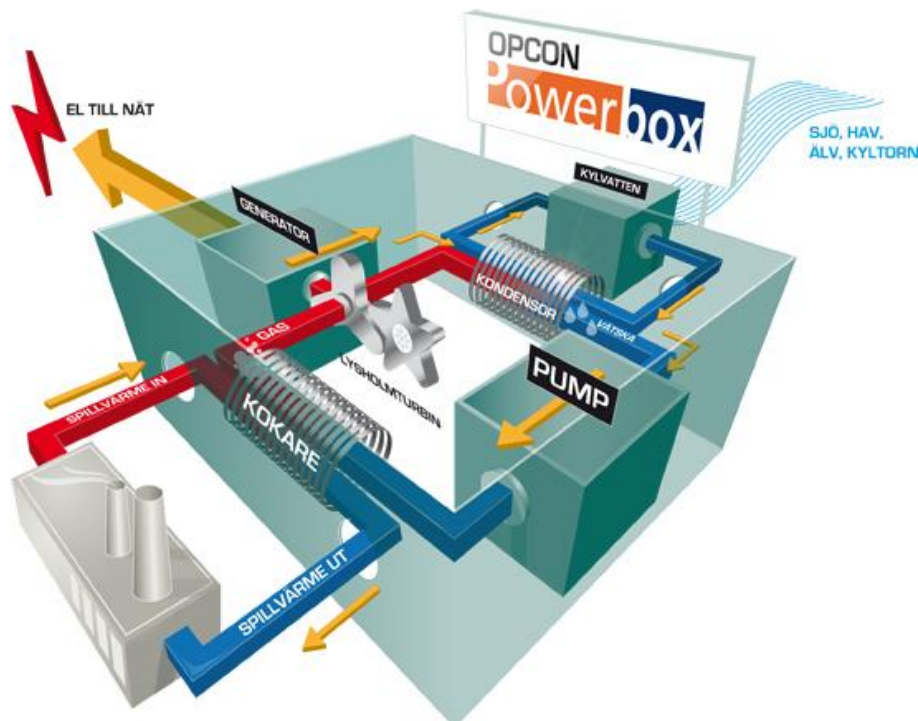
4.14 Restvärme-ORC – Semikommersiell

Enligt definitionen i denna rapport är semikommersiella tekniker nya och kan troligen köpas med begränsade garantier. Detta innebär dels att underlaget av kostnader är begränsat samtidigt som beräkningsförutsättningarna bygger på förväntningar, framförallt gällande drifttid och tillgänglighet. Detta ger generellt en större osäkerhet i data än för de kommersiella teknikerna presenterade i kapitel 4.1 - 4.13.

4.14.1 Teknikbeskrivning

Restvärme-ORC bygger på samma princip som Bio-ORC som beskrivs i 4.10.1, skillnaden är att värmekällan är restvärme från en extern process och att anläggningen arbetar mellan mycket lägre temperaturer så att en hetoljepanna inte är nödvändig. Syftet är att utnyttja energin i restvärme till elproduktion som annars skulle gå förlorad.

ORC-anläggningar för restvärme är i regel stand-alone-system; container-lösningar som innehåller hela ORC-modulen. Det som anläggningsägaren kompletterar med är rörinstallationer, kylvattenanslutning och kraftkablar. Leverantören Opcon Energy Systems har en ORC-modul av denna typ. Modulen innehåller en kokare och en kondensor där arbetsmediet förångas och kondenseras. Det förångade arbetsmediet expanderas i en dubbelskruvsturbin, som är kopplad till en generator. Elproduktionen varierar med flöde och temperatur på restvärmen och på kylvattnet.



Figur 4-64. Illustration av Restvärme-ORC från Opcon Energy Systems. Källa: Opcon Energy Systems [110].

4.14.2 Utvecklingstrender

Allmänt om utvecklingstrender för ORC-anläggningar finns beskrivet i kapitel 4.10.2.

Flera industrier i Sverige har installerat ORC-moduler för elproduktion från restvärme de senaste åren. Munksjö Aspa Bruk installerade en ORC-modul 2008 med ett ammoniakbaserat arbetsmedium. ORC-modulen ägs och drivs av leverantören Opcon Energy Systems, Munksjö ansvarade för inkopplingen av modulen. Det finns ett avtal mellan parterna för prissättning av den el som produceras, samtidigt som ORC-anläggningen också används för att höja temperaturen på inkommande vatten till brukets sodapanna. Tyvärr har ORC-anläggningen återkommande problem med läckage av ammoniak, vilket begränsar drifttiden³³.

Stora Enso Skutkär installerade en liknande anläggning 2009 men med ett Freonbaserat arbetsmedium, R410A. Upplägget är enligt Goldschmidt [68] samma som vid Munksjö Aspa Bruk; Opcon Energy Systems äger och driver ORC-anläggningen, Stora Enso Skutkär levererar restvärme till anläggningen och köper den producerade elen till ett avtalat pris.

E.ON driver sedan ett antal år ett utvecklingsprojekt tillsammans med Clean Power Technologies AB med att ta fram en ORC-modul för att generera el med hetvatten från Elmeverket i Älmhult. Driftsättning av anläggningen är planerad till hösten 2014.

ORC-tekniken är fortfarande ung och under utveckling, därför klassas den fortfarande som semi-kommersiell.

4.14.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

De teknikbaserade beräkningsförutsättningarna för Restvärme-ORC är baserade på anläggningar beskrivna av Goldschmidt [68] samt på uppgifter från leverantören Opcon Energy Systems.

Förväntade fullasttimmar ansätts till 8 000 timmar per år för att representera baslast, den externa processen som driver modulen är troligen en kommersiell industri med produktion hela året. Tillgängligheten ansätts till 95 % efter uppgifter från Opcon Energy Systems.

Nettoeffekten på 500 kW är en uppskattning och representerar en medeleffekt över året, med avdrag för intern elförbrukning.

Beräkningsförutsättningar för Restvärme-ORC sammanfattas i Tabell 4-45.

³³ Kontakt med medarbetare på Munksjö Aspa Bruk, 2014-02-25

Tabell 4-45. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för Restvärme-ORC

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	Restvärme	-
Förväntade fullasttimmar	8 000	h/år
Tillgänglighet	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 600	h/år
Eleffekt brutto	0,8	MW
Eleffekt netto	0,5	MW

4.14.4 Kostnader

Investeringskostnader

Leverantören Opcon Energy Systems uppger att en ORC-modul av standardtyp med en bruttoeffekt (märkeffekt) på 800 kW kostar ungefär 11 miljoner kronor. Beroende på tillgängliga flöden och temperaturer över året innebär det en nettoeffekt kring 500 kW i medel över året med avdrag för intern elförbrukning [68]. Utöver ORC-modulen tillkommer projektering, rörinstallationer, kylvattenanslutning, eventuella pumpar, kraftkablar och ställverk. Enligt Goldschmidt [68] motsvarar detta mellan 1 - 4 miljoner kronor beroende på vilka förutsättningar respektive anläggning har, om ytterligare kylkapacitet krävs eller inte, om det är långt mellan anläggningarna etc.

E.ON installerar under 2014 en första ORC-modul på 250 kW_{el} brutto till sin fjärrvärmeanläggning i Älmhult. Investeringen uppskattades 2013 att uppgå till totalt 8 miljoner kronor; framtida aggregat förväntas av E.ON kosta 4 – 5 miljoner kronor [111]. Vad som ingår i investeringen i detalj är inte känt. Projektet i Älmhult är ett utvecklingsprojekt som försenats i omgångar på grund av problem hos leverantören och beräknas vara klart hösten 2014³⁴.

ORC-tekniken är fortfarande ung i Sverige och leverantörer har haft problem med att leverera fungerande anläggningar. En total investeringskostnad för en framtida ORC-komplettering på motsvarande 500 kW_{el} netto i årsmedeleffekt, med behov av ny kylkapacitet, antas utifrån nämnda referenser till 15 miljoner kronor, 30 000 kr/kW_{el}. Den ekonomiska livslängden sätts till 15 år, baserat på en teknisk livslängd på 20 – 25 år.

En ORC-komplettering tar enligt Opcon Energy Systems från någon vecka till några månader att installera beroende på vilka förutsättningar som råder avseende exempelvis process och kylsystem. I beräkningsapplikationen används endast hela år för byggtid och beräkning av byggrenta, hela investeringen antas därför lasta år 0.

³⁴ Kontakt med medarbetare på E.ON Värme, 2014-07-01

Drift- och underhållskostnader

Opcon Energy Systems uppger en DoU-kostnad enbart för deras Opcon PowerBox till ungefär 150 000 kr/år, vid en tillgänglighet på 95 %. Majoriteten av kostnaden kommer från överhållningen av turbinen som görs efter 40 000 drifttimmar.

Goldschmidt [68] menar att DoU-kostnader för en ORC-modul är jämförbara med värmepumpanläggningar; ungefär 60 000 kr/år för personal och 1,5 % av investeringen för övriga DoU-kostnader.

DoU-kostnaden ansätts utifrån nämnda referenser till 480 kr/kW_{el} och år.

Ekonomiska styrmedel

Om restvärmen som driver ORC-modulen kommer från förnybar energi är anläggningen elcertifikatsberättigad, vilket antas i denna rapport.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för restvärme-ORC summeras i Tabell 4-46.

Tabell 4-46. Summerade kostnader för restvärme-ORC

Parametrar	5 MW	Enhet
Specifik investering	25 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	30 000	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	0	år
Avskrivningstid	15	år
DoU	480	kr/kW _{el} , netto
Bränslekostnad*	0	kr/MWh _{el}
Elcertifikat**	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

* Restvärmen antas vara gratis enligt resonemang i kapitel 3.2

** Elcertifikat betalas ut i 15 år

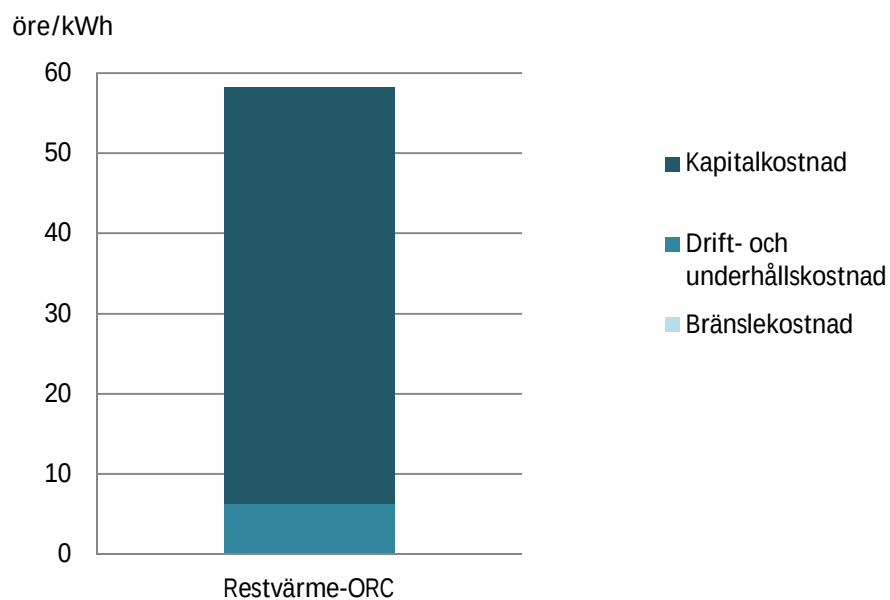
4.14.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för restvärme-ORC summeras i Tabell 4-47 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

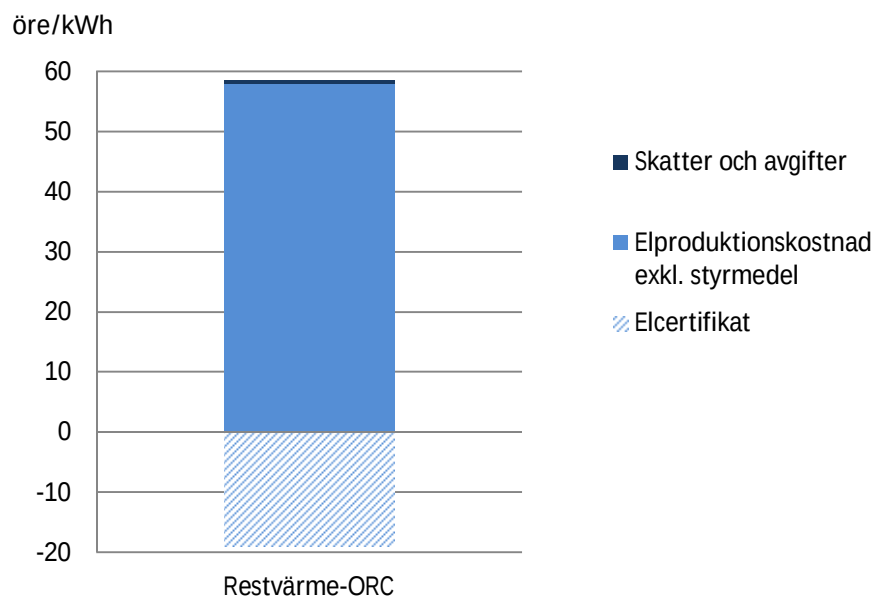
Elproduktionskostnaden är framräknad utifrån 8 000 förväntade fullasttimmar och med en tillgänglighet på 95 % vilket förutsätter att restvärme med tillräcklig temperatur finns tillgänglig året om. Som det nämns i tidigare kapitel har leverantörer haft problem att leverera anläggningar som når så hög produktion, trots god tillgång på restvärme. I dagsläget är tillgängligheten lägre än 95 % och DoU-kostnaderna är sannolikt högre. Därför bör den framräknade elproduktionskostnaden ses som en kostnad som kan uppnås för ett väl fungerande system då anläggningen kan anses vara kommersiell.

Tabell 4-47. Resultat för restvärme-ORC med 6 % kalkylränta

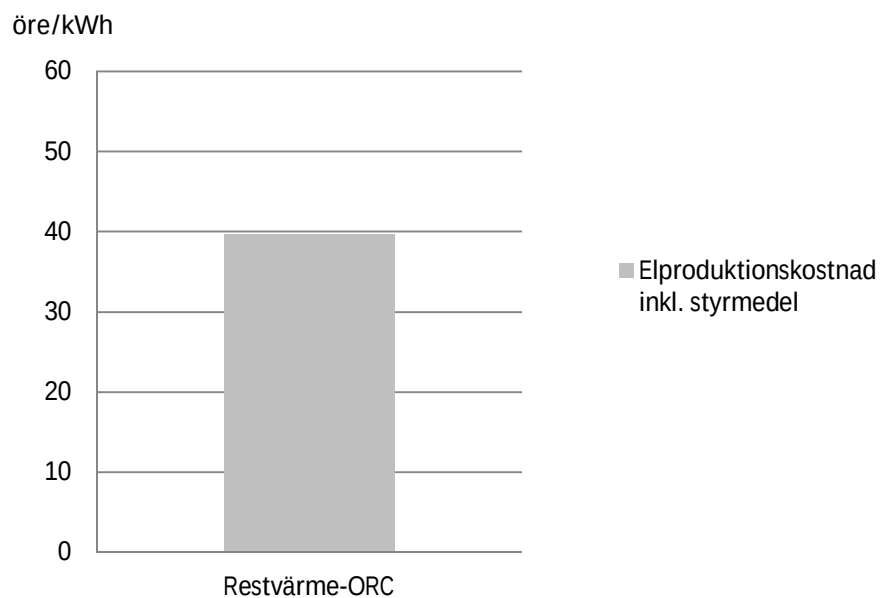
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	3,8	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	51,9	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	6,3	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	0	öre/kWh _e
Elcertifikat	-19,0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	0,5	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	58	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	40	öre/kWh _{el}



Figur 4-65. Elproduktionskostnad exkl. styrmedel för restvärme-ORC



Figur 4-66. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel för restvärme-ORC



Figur 4-67. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel för restvärme-ORC

4.15 RDF-förgasning gaspanna – Semikommersiell

Enligt definitionen i denna rapport är semikommersiella tekniker nya och kan troligen köpas med begränsade garantier. Detta innebär dels att underlaget av kostnader är begränsat samtidigt som beräkningsförutsättningarna bygger på förväntningar, framförallt gällande drifttid och tillgänglighet. Detta ger generellt en större osäkerhet i data än för de kommersiella teknikerna presenterade i kapitel 4.1 - 4.13.

Sameldningsteknik, med förgasning som ett försteg till förbränning, som i denna rapport anses vara semikommersiell teknik, rönt ett stort intresse under slutet av 90-talet. Då, för drygt 15 år sedan ansågs den av många som ett sätt att snabbt få igång en marknad för ökade kvantiteter bibränslen och ersätta fossila bränslen i kraftproduktionen i Europa, samtidigt som kraftindustrin därmed skulle engagera sig i och bli pådrivande för kommersialisering av bibränsleproduktionen. Genom att vara en marginell del av bränslet i stora kolpannor skulle hög verkningsgrad nås med mer begränsade investeringar. Förgasningstekniken, d.v.s. indirekt sameldning, sågs som ett sätt att undvika de problem med direkt sameldning som befarades, bl.a. korrosion i pannor, ökad slagging/fouling och svårighet att få avsättning för kolaskor och andra restprodukter till följd av inblandning av aska från bibränslen.

Direkt sameldning har dock varit det dominerande då detta kräver mindre investering och bränslen kan köpas billigt på spot-basis m.m., och tillämpas nu i många anläggningar.

Indirekt sameldning baserad på förgasning har funnits eller finns i ett fåtal kommersiella anläggningar på 45-80 MW bränseleffekt och gasen från dessa eldas som en mindre andel i pannor på flera hundra MW:

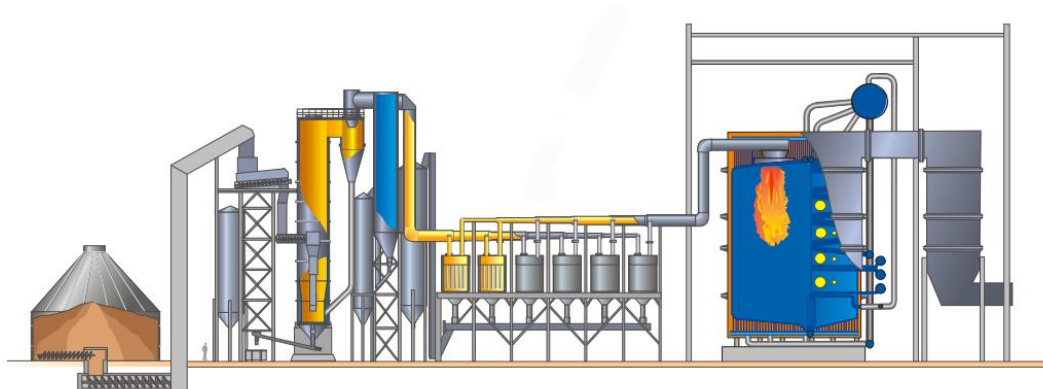
- Burlington
- Zeltweg
- Lahti
- Ruien
- Getrudienberg (AMERGAS)

I dessa anläggningar används CFB-förgasare, och som de nu drivs (både Burlington och Getrudienberg byggdes med omfattande gasrening ursprungligen) sker viss kylning av gasen och stoft-avskiljning i en cyklon eller keramiskt filter innan gasen eldas i pannan. Detta innebär att det dels ställs krav på rökgasreningen efter pannan, dels att bränsleurlvalet blir mer begränsat.

Lahtis senaste satsning (se närmare beskrivning nedan) innebär ökad rening av gasen mellan förgasare och kraftpanna vilket har gett högre elverkningsgrad i och med att ångpannan kan hantera högre ångdata utan att problem med korrosion erhålles.

4.15.1 Teknikbeskrivning

Beskrivning av teknik är i stort hämtad ur Waldheim [112].



Figur 4-68. Principschema förgasning och eldning i Kymijärvi II, Lahti. Källa: Valmet Power [113]

Förbehandling och förgasning

Bränslet förbehandlas genom utsortering av icke brännbart material, glas och metall följt av storleksmätning och –justering till den för vald förgasare lämpliga fraktionsstorleken. Fukthalten i dessa bränslen varierar, och kan vara lågt, samtidigt som andelen energirik plast kan vara hög. I vissa fall torkas bränslet. Via ett inmatningssystem tillförs bränslet förgasaren tillsammans med förgasningsluft, som förvärmats mot utgående het gas. Förgasaren kan ha olika utformningar, men för denna tillämpning lämpar sig CFB-förgasare bäst. Gasen från förgasaren passerar en cyklon för grovavskiljning av partiklar.

Gasrening

Gasreningen kan ske med eller utan katalytisk behandling. I den nyaste anläggningen för förgasning av avfall, Kymijärvi II i Lahti, renas gasen utan katalys. Gasen som bildas kyls från 850-900°C till 400°C och partiklar separeras i keramiska filter därefter. Alkaliklorider och tungmetaller har då kondenserat och kan tas omhand av filtrena. Däremot är merparten av tjärämnenen fortfarande i gasfas och kondensation av dessa och igensättning av utrustning ska kunna undvikas.

Energiåtervinning och emissioner

Den nyaste anläggningen i Lahti, Kymijärvi II, togs i drift 2012 och innefattar två parallella 80 MW_{bränsle} CFB-förgasare och en gaseldad kraftpanna. Bränslet är SRF (solid recovered fuel) och håller en fukthalt på mellan 20 och 30 %. Totalt förgasas 250 000 ton SRF per år. Gasen eldas i en panna med ångdata på 540°C och 120 bar(ö). I turbinen produceras 50 MW el och 90 MW värme, vilket ger ett alfavärde på 0,55 och en totalverkningsgrad på 87,5 %. Utsläppen från anläggningen är max 240 mg/MJ för både NO_x och SO_x [114].

4.15.2 Utvecklingstrender

När avfallsbränslen utnyttjas tillkommer drivkraften att ekonomin kan förbättras genom att betalning erhålls för att ta emot bränslet (negativt bränslepris). Samtidigt genereras helt eller delvis samma förmånliga intäkter som för biobränslen, men till en tilläggsinvestering som är långt lägre än för en avfallspanna, och med prestanda som väsentligt överstiger de som kan nås med en sådan panna i konventionellt utförande. Kymijärvi II innebär ett genombrott i och med att reningen av gasen kan ske effektivt vid hög temperatur utan katalys och en hög elverkningsgrad erhålls. En riskfaktor kan dock vara utfällning av tjära i filtret.

Gasreningen har stor betydelse för att avfallsförgasning ska hitta nya användningsområden. Kan kvicksilver och svavel avskiljas förutom det klor och de tungmetaller som redan på nuvarande tekniskläge kan avskiljas i gasreningen ligger det inom möjligheternas ram att få gasen "grönklassad", varigenom utnyttjnings- möjligheterna skulle breddas radikalt och till och med kunna omfatta gasturbiner och gasmotorer. Detta hänger direkt samman med tjärreduktion i samband med förgasningen, då en minskad tjärmängd leder till att filtreringstemperaturen kan sänkas under 200°C, vilket gör att kvicksilver kan avskiljas. För svavel finns ingen applicerbar teknik för detta att tillgå i dagsläget. Först när gasen blivit så ren från tjära att den kan kylas under daggpunkten finns teknik, om än kostsam och komplicerad. Därför kunde avskiljning av svavel under dessa betingelser vara ett intressant forskningsområde.

4.15.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna som används vid beräkning av elproduktionskostnad anges i Tabell 4-48 och baseras på förgasningsanläggningen Kymijärvi II i Lahti [114].

Tabell 4-48. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för RDF-förgasning, 50 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Bränsletyp	RDF	-
Värmevärde	4,2	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	7 500	h/år
Tillgänglighet	95 %	-
Resulterande fullasttimmar	7 125	h/år
Eleffekt brutto	56,1	MW
Eleffekt netto	50	MW
Elverkningsgrad*	31,2 %	-
Alfavärde netto**	0,56	-
Värmeeffekt	90	MW
Totalverkningsgrad	87 %	-
NO _x -utsläpp	40	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	35	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme

4.15.4 Kostnader

Investeringskostnader

Förgasningsanläggningen Kymijärvi II i Lahti, tagen i drift 2012, används som bas. Investeringen uppgick till 157 M€ [113] och innefattade bränslemottagning, viss bränslepreparering, förgasare, gasrening, gaspanna, rökgasrening och turbin samt markberedning. Befintligt kontrollrum och turbinhall utnyttjades [115]. Den totala kostnaden för en "greenfield"-anläggning motsvarande Kymijärvi II uppskattas till ca 1 600 Mkr.

Drift- och underhållskostnader

Den rörliga drift- och underhållskostnaden bör vara i samma storleksordning som en RDF-eldad kraftvärmepanna och uppskattas till 55 kr/MWh bränsle. Den fasta drift- och underhållskostnaden uppskattas till samma som den RDF-eldade anläggningen, 1 900 kr/kW el_{netto}.

Bränslekostnader

Beroende på grad av upparbetning så kan bränslekostnaden för RDF variera mellan 0 till 50 kr/MWh. En kostnad på 25 kr/MWh bränsle ansätts.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för RDF-kraftvärmeverk summeras i Tabell 4-49.

Tabell 4-49. Summerade kostnader och styrmedel för RDF-förgasning, 50 MW

Parametrar	Värde	Enhet
Specifik investering	32 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	35 900	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	2	år
Avskrivningstid	25	år
Fast DoU	1900	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	55	kr/MWh _{bränsle}
Bränslepris	25	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-324	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning	-2,5	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift	2,3	öre/kWh _{el}
Utsläppsrätter	2,0	öre/kWh _{el}
Fastighetsskatt	0,5	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

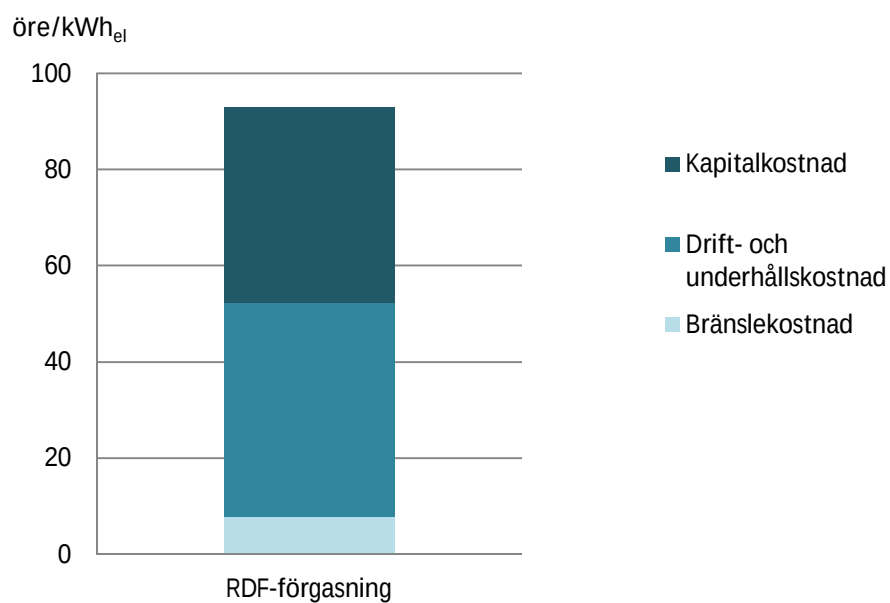
4.15.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för RDF-förgasning summeras i Tabell 4-50 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

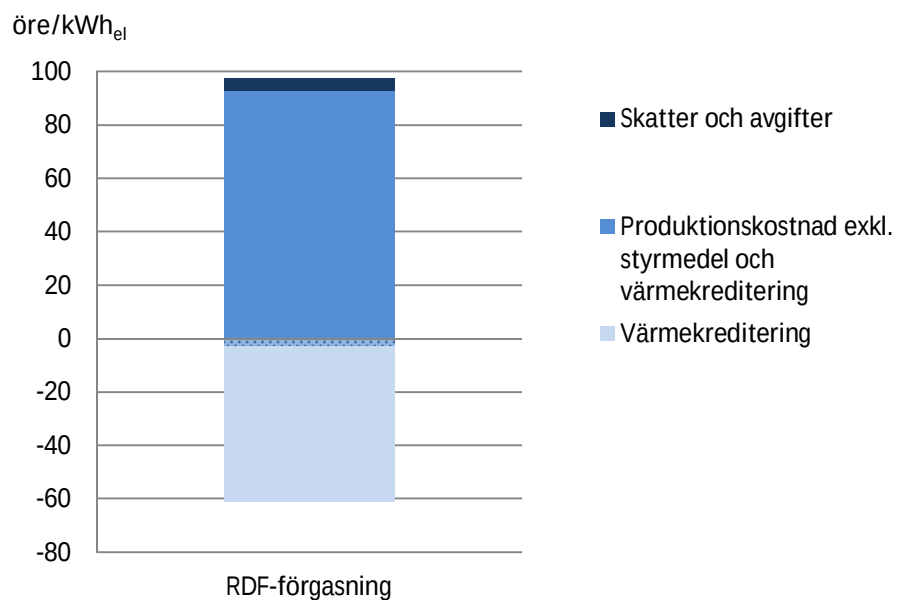
RDF-förgasning har en relativt låg investeringskostnad per installerad kW jämfört med andra fastbränsleeldade anläggningar samtidigt som elverkningsgraden är högre. Tillsammans med en låg bränslekostnad ger detta en låg elproduktionskostnad. Tekniken är dock i ett utvecklingsstadium och produktionskostnadsberäkningen utgår från en tillgänglighet i paritet med andra avfallseldade kraftverk och Kymijärvi I (>95 %). I Kymijärvi I eldades dock gasen direkt utan rening. I Kymijärvi II renas gasen innan brännarna vilket bland annat kan leda till kondensation av tjära. Tillgängligheten och underhållskostnaden är därmed något osäkra i denna kalkyl. Därför bör den framräknade elproduktionskostnaden ses som en kostnad som kan uppnås för ett väl fungerande system då anläggningen kan anses vara kommersiell.

Tabell 4-50. Resultat för RDF-förgasning med 6 % kalkylränta

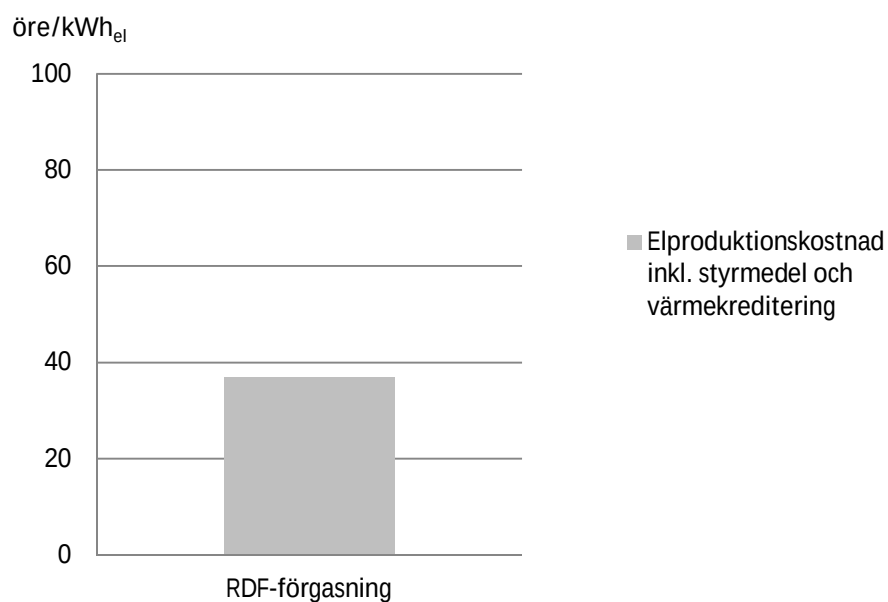
Parametrar	Värde	Enhet
Produktion		
Elproduktion	356	GWh/år
Värmeproduktion	641	GWh/år
Kostnader		
Kapitalkostnad	40,8	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	44,3	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	8,0	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-58,3	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	-2,5	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	4,8	öre/kWh _{el}
Resultat		
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	35	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	37	öre/kWh _{el}



Figur 4-69. Produktionskostnad för el och värme med RDF-förgasning, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-70. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för RDF-förgasning



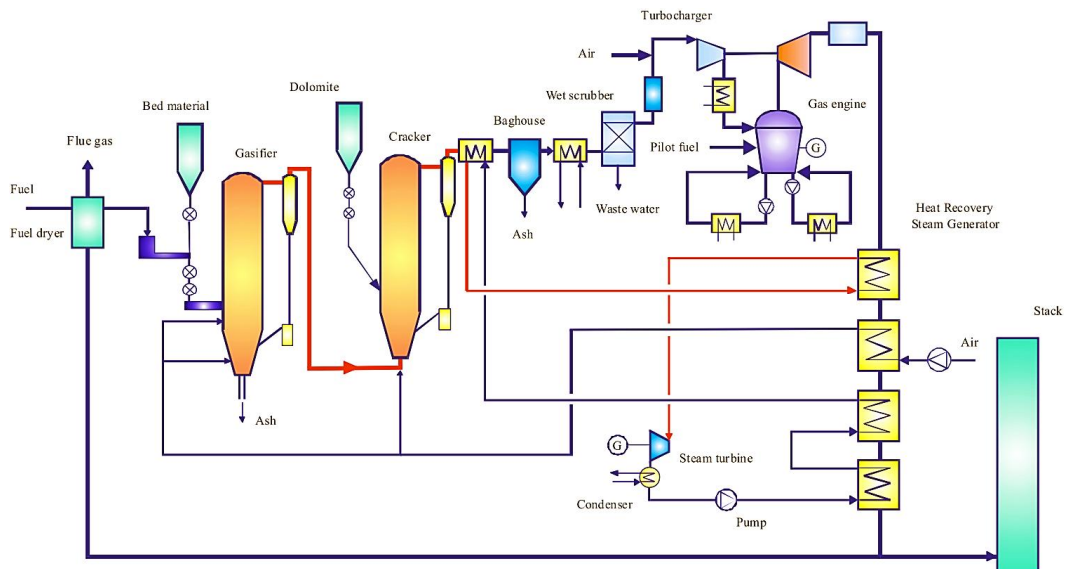
Figur 4-71. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för RDF-förgasning

4.16 Biobränsleförgasning gasmotor – Semikommersiell

Enligt definitionen i denna rapport är semikommersiella tekniker nya och kan troligen köpas med begränsade garantier. Detta innebär dels att underlaget av kostnader är begränsat samtidigt som beräkningsförutsättningarna bygger på förväntningar, framförallt gällande drifttid och tillgänglighet. Detta ger generellt en större osäkerhet i data än för de kommersiella teknikerna presenterade i kapitel 4.1 - 4.13.

4.16.1 Teknikbeskrivning

Förgasning med gasmotor, BIG-ICE (Biomass Integrated Gasification Internal-Combustion Engine), är intressant då det potentiellt har högre elverkningsgrader än vad som bedöms vara ekonomiskt optimalt för mindre kraftvärmeanläggningar med panna/ångcykel (1 – 15 MW el). Exempel på anläggningskonfiguration visas schematiskt i Figur 4-72.



Figur 4-72. Exempel på förgasningsanläggning med elproduktion genom gasmotor [112]

Biobränslet prepareras till en lämplig partikelstorlek och torkas till 10-15 % fukthalt. Som värmemedium för torkning används rökgaser efter värmeåtervinning. Det preparerade bränslet tillförs förgasaren, som drivs nära atmosfärstryck och därmed kan konventionella inmatningssystem användas. I förgasaren omsätts bränslet till en gas vid en topptemperatur av 800-950°C. Vanligen är förgasaren utformad som en fast eller bubblande fluidiserad bädd, alternativt indirekt fluidiserad bädd. För förgasningen utnyttjas luft (direkt eller indirekt) som erhålls från fläktar eller blåsmaskiner.

Efter förgasaren kan gasen i vissa fall efterbehandlas för att reducera tjärhalten vid hög temperatur, i vissa fall kan katalys användas. Gasen kyls, renad eller orenad, och renas därefter från tjära och partiklar med hjälp av skrubbar med vatten eller oljor (eller kombinationer av olika media) under

eller strax över gasens daggpunkt beroende på om vatten kondenseras eller om vattenångan i gasen följer med denna till motorn.

Den förgasningsteknik som rönt störst intresse är förgasning med s.k. indirekt fluidiserad bädd, vilken blivit känd genom anläggningen i Güssing, Österrike, vilken togs i drift 2002 och numera har en rapporterad tillgänglighet (förgasare + motor) runt 7 000 timmar/år. Anläggningen har en bränsleeffekt på 8 MW och producerar 2 MW el.

Ytterligare 5 anläggningar (ca 3 – 5 MW_{el}) är tagna i drift de senaste åren, planerade eller under byggnad i Tyskland och Österrike (exempelvis Villach, Oberwart, Klagenfurt och Ulm). Några av dessa är byggda som en kombi-cykel baserat på ORC-turbiner, och en planerad anläggning utnyttjar dessutom AER (Absorption Enhanced Regeneration) där CO₂ tas bort ur gasen med ett kalkbaserat mineral som regenereras i förbränningsdelen vilket höjer gasens värmevärde.

Babcock Völunds anläggning i Harboøre, Danmark, är baserad på förgasning i fast bädd, med 3,5 MW tillfört bränsle och 1 MW elproduktion. Den togs i drift år 2000, och sedan dess har förgasare + motor körts över 80 000 timmar totalt. Tre anläggningar finns också i Japan, byggda av JFE med licens från Babcock Völund.

En av de nyare anläggningarna är byggd i Newry, Irland, med nedåtdragsförgasare från Zeropoint och gasmotor från leverantören GE Jenbacher. Förgasaren och en gasmotor togs i drift 2012 och ska när båda gasmotorerna är installerade producera 3,6 MW el från 6,7 MW syngas. Samma leverantör har levererat en anläggning till Schwarzepumpe på 1,8 MW el, installerad 2011.

4.16.2 Utvecklingstrender

Förgasning följt av gasmotor är fortfarande ett teknikområde i utvecklingsstadiet även om ett antal kommersiellt drivna anläggningar finns. Reglering, automatisering, materialval för att undvika lågtemperaturkorrosion och partikelbildning är områden där utveckling fortfarande sker [116].

Flera gasmotortillverkare är verksamma på produktgasområdet, även om GE Jenbacher fortfarande har en dominerande ställning. Motorutvecklingen sker på flera områden (höjning av turboladdningstrycket utan kondenseringsproblem och knackning, individuell styrning av tändningen i varje cylinder, smörjöljesystem mm). Här kan både kostnader sänkas och verkningsgrader höjas något, men med en relativt långsam bana. Den största förbättringspotentialen ligger snarare i systemtänkande med integrering av restvärmeutnyttjande för torkning, ång- eller ORC-cykler för att nå högre verkningsgrader. Fortsatt utveckling förväntas möjliggöra såväl högre elverkningsgrader som lägre investeringskostnader samt större anläggningar.

4.16.3 Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar

Prestanda och kostnader har i denna studie bedömts för kraftvärme för två

anläggningsstorlekar – 1 MW_{el} och 5 MW_{el}. För 5 MW-anläggningen har de nya anläggningarna i Newry [117] [118] och Enfield [119] legat som grund. För 1 MW-anläggningen finns inga nya installationer efter 2011 att utgå ifrån men Babcock & Wilcox Vølund anger tekniska specifikationer för en 1 MW_{el}-anläggning [120] och dessa används vid beräkning av elproduktionskostnad.

De tekniskspecifika beräkningsförutsättningarna som används vid beräkning av elproduktionskostnad anges i Tabell 4-51.

Tabell 4-51. Tekniskspecifika beräkningsförutsättningar för BIG-ICE, 1 och 5 MW

Parametrar	1 MW	5 MW	Enhet
Bränsletyp	Skogsflis	Skogsflis	-
Värmevärde	2,6	2,6	MWh/ton _{bränsle}
Förväntade fullasttimmar	5 000	5 000	h/år
Tillgänglighet	96 %	96 %	-
Resulterande fullasttimmar	4 800	4 800	h/år
Eleffekt brutto	1,1	5,8	MW
Eleffekt netto	1	5	MW
Elverkningsgrad*	25,5 %	31,0 %	-
Alfavärde netto**	0,48	0,52	-
Värmeeffekt	2,1	9,6	MW
Totalverkningsgrad	79 %	91 %	-
NO _x -utsläpp	75	75	mg NO ₂ /MJ _{bränsle}
Svavelutsläpp	0	0	mg S/MJ _{bränsle}
CO ₂ -utsläpp	0	0	g CO ₂ /MJ _{bränsle}

* Elverkningsgrad definierad som netto-el genom bränsle

** Alfavärde netto definieras som netto-el genom netto-värme

4.16.4 Kostnader

Investeringskostnader

Investeringskostnaden som används vid beräkningarna utgår från två av de nyare installationerna i Newry och Enfield [117] [118] [119]. Kostnaden för anläggningen i Newry på 3,6 MW_{el} är på 14,7 M£ vilket ger ungefär 43 800 kr/kW_{el, brutto}. Kostnaden för anläggningen i Enfield på 10,4 MW_{el} är på 45 M£ vilket ger ungefär 46 500 kr/kW_{el, brutto}. Kostnaden för ett fall med 5 MW_{el} uppskattas därmed till 45 000 kr/kW_{el, brutto}. För fallet med 1 MW_{el} uppskattas kostnaden till 55 000 kr/ kW_{el, brutto}.

Drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnaden anges av Rusanova et al. [121] till 67 kr/MWh_{el}, motsvarande ca 18 kr/MWh_{bränsle}. Detta är ungefär i samma

storleksordning som den rörliga drift- och underhållskostnaden för biobränsleeldade kraftvärmeverk. Rusanova et al. anger dock inte fast drift- och underhållskostnad. Denna ansätts till 2 % av investeringskostnaden.

Bränslekostnader

Bränslekostnaden för skogsflis uppgår till 200 kr/MWh, räknat på lägre värmevärde och fuktig flis.

Summerade kostnader

Kostnader och styrmedel för BIG-ICE summeras i Tabell 4-52.

Tabell 4-52. Summerade kostnader och styrmedel för BIG-ICE, 1 och 5 MW

Parametrar	1 MW	5 MW	Enhet
Specifik investering	55 000	45 000	kr/kW _{el} , brutto
Specifik investering	60 500	52 200	kr/kW _{el} , netto
Byggtid	1	1	år
Avskrivningstid	15	15	år
Fast DoU	1 210	1 040	kr/kW _{el} , netto
Rörligt DoU	18	18	kr/MWh _{bränsle}
Bränslepris	200	200	kr/MWh _{bränsle}
Värmekreditering*	-499	-499	kr/MWh _{värme}
NO _x -återbetalning**	0	-2,6	öre/kWh _{el}
NO _x -avgift**	0	4,4	öre/kWh _{el}
Elcertifikat***	-190	-190	kr/MWh _{el}
Fastighetsskatt	0,7	0,7	öre/kWh _{el}

* Värmekrediteringen är beskriven i kapitel 3.6.2.

** Förbränningsanläggningar med el och/eller värmeproduktion <25 GWh omfattas inte av kväveoxidavgiften.

*** Elcertifikat betalas ut i 15 år.

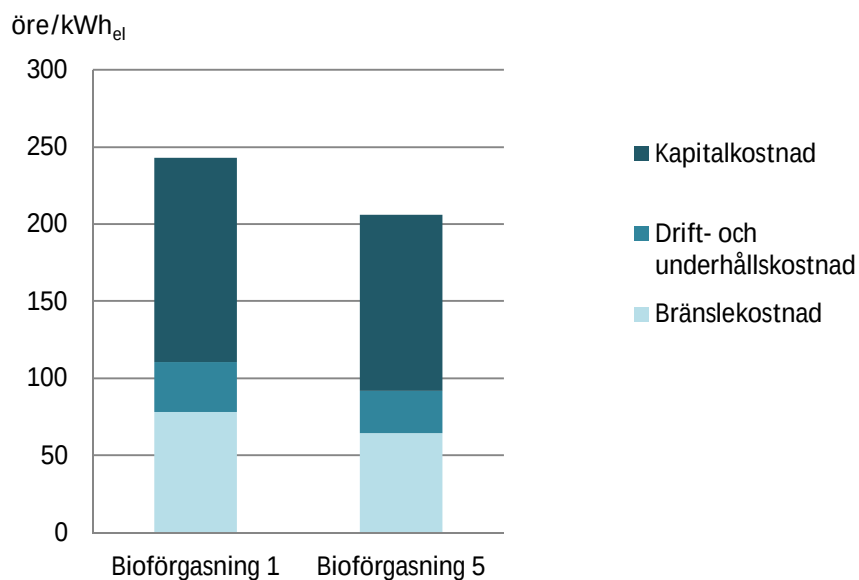
4.16.5 Resultat

Årsproduktion, kostnader och resulterande elproduktionskostnad för BIG-ICE summeras i Tabell 4-53 och i efterföljande diagram med en kalkylränta på 6 %. Resultatet presenteras med respektive utan ekonomiska styrmedel.

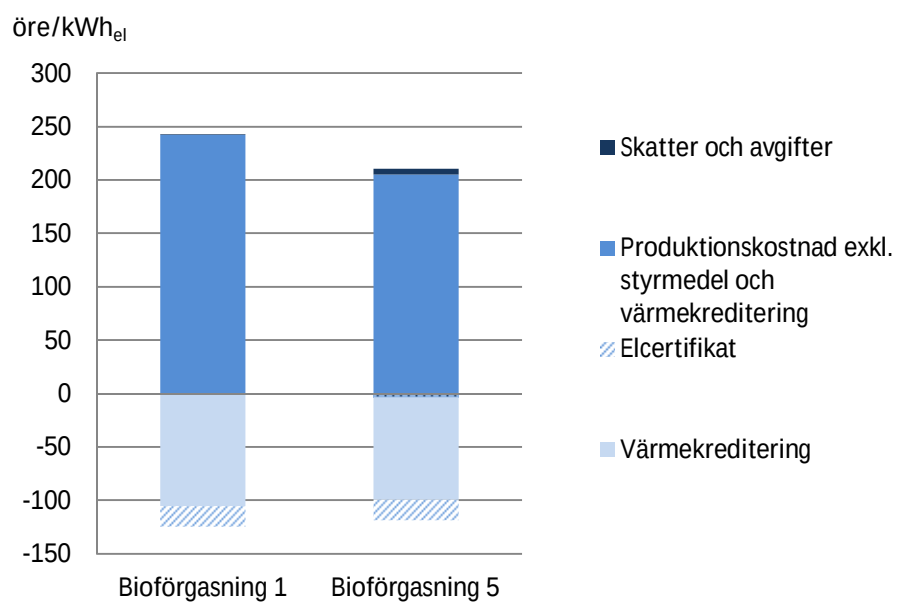
Den mindre anläggningen på 1 MW har högre kapitalkostnad per installerad kW_{el} och lägre elverkningsgrad än 5 MW-anläggningen vilket leder till nästan 50 % högre elproduktionskostnad för den mindre anläggningen jämfört med den större. Jämfört med 5 MW biobränsleeldad kraftvärmearläggning är elproduktionskostnaden lägre. Trots detta har tekniken ännu inte fått fäste i Sverige. Anledningen till detta torde vara teknikens mognadsgrad speciellt avseende gasrening. Med ökad positiv erfarenhet av tekniken bör den ekonomiska kalkylen förbättras bland annat genom en längre avskrivningstid.

Tabell 4-53. Resultat för BIG-ICE med 6 % kalkylränta

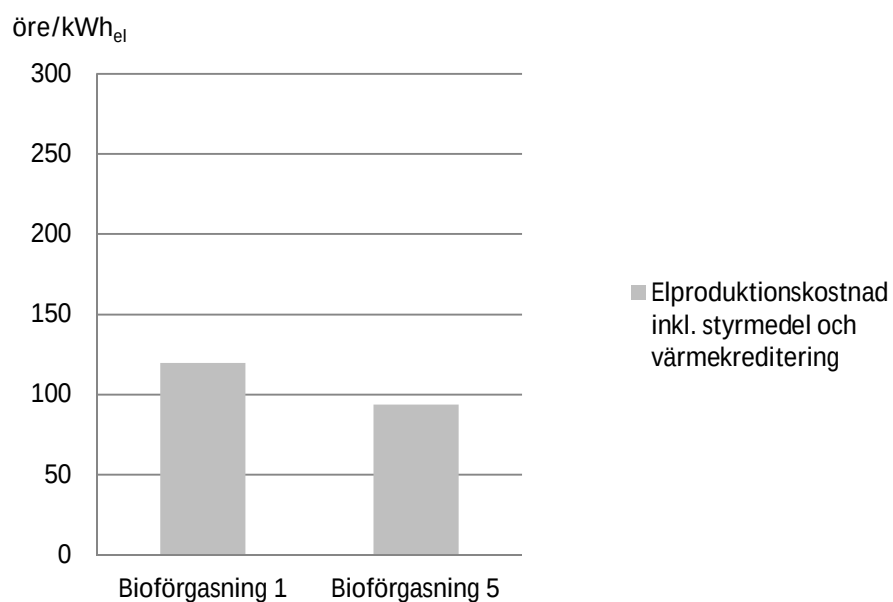
Parametrar	1 MW	5 MW	Enhet
Produktion			
Elproduktion	4,8	24	GWh/år
Värmeproduktion	10,0	46	GWh/år
Kostnader			
Kapitalkostnad	132,4	114,2	öre/kWh _{el}
DoU-kostnad	32,3	27,5	öre/kWh _{el}
Bränslekostnad	78,4	64,5	öre/kWh _{el}
Värmekreditering	-104,8	-95,8	öre/kWh _{el}
NO _x -återbetalning	0,0	-2,6	öre/kWh _{el}
Elcertifikat	-19,0	-19,0	öre/kWh _{el}
Skatter & avgifter	0,7	5,1	öre/kWh _{el}
Resultat			
Elproduktionskostnad <u>utan</u> styrmedel	138	110	öre/kWh _{el}
Elproduktionskostnad <u>med</u> styrmedel	120	94	öre/kWh _{el}



Figur 4-73. Produktionskostnad för el och värme med BIG-ICE, exkl. styrmedel och värmekreditering



Figur 4-74. Elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för BIG-ICE



Figur 4-75. Resultande elproduktionskostnad inkl. styrmedel och värmekreditering för BIG-ICE

4.17 Kolkondens med CCS – Framtida teknik

För framtida tekniker redovisas utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda till skillnad från de kommersiella och semikommersiella teknikerna som presenterats i kapitel 4.1 – 4.13 respektive 4.14 - 4.16 där en elproduktionskostnad tagits fram.

4.17.1 Teknikbeskrivning

Den starka drivkraften att minska CO₂-utsläppen har lett till en utveckling av kolbaserad kondenskraft med CO₂-avskiljning och lagring, *Carbon capture and Storage* (CCS). Att fånga in, avskilja, komprimera och lagra koldioxid är en energikrävande process vilket gör att en anläggning med CCS-teknik har en betydligt lägre verkningsgrad, 8 – 12 %-enheter lägre [10].

CO₂-avskiljning med omhändertagande och lagring av CO₂ är inte en ny teknik i sig, den har bland annat använts i oljebranschen under många år med syfte att öka utvinningen av olja. Däremot är CCS-teknik något nytt i kraftbranschen och det finns ingen teknik idag som är kommersiellt mogen för stora kraftverk.

Avskiljningstekniker

Det finns i huvudsak tre principer för koldioxidavskiljning från fossila kraftverk;

- Post-combustion; koldioxiden avskiljs från rökgaserna.
- Pre-combustion; kolet avlägsnas från bränslet innan förbränningen.
- Oxy-fuel-combustion; förbränning av bränslet sker med syrgas och återcirkulerad koldioxid istället för luft.

För avskiljning och kompression från koleldade kondenskraftverk är prestanda och kostnader relativt lika för de ovan beskrivna avskiljningsteknikerna, vid samma förutsättningar och ungefär samma grad av "optimism/konservatism" [1].

Transport och lagring av CO₂

Den CO₂ som avskiljs i ett kraftverk komprimeras till flytande form och transporteras till den plats där geologisk lagring ska ske. För de kvantiteter som skulle bli aktuella för transport av CO₂ från stora kraftverk, bedöms pipeline på land resp. pipeline och/eller fartyg vara mest kostnadseffektivt [122].

Den största lagringspotentialen finns i saltvattenfyllda porösa geologiska formationer, saltvattenakvifärer, som har täta berglager ovanför sig. Vid lagringsplatsen injekteras koldioxiden under mark eller havsbotten till minst 800 meters djup, där den förblir flytande (överkritisk) av det naturliga hydrostatiska trycket. Koldioxiden löser sig såsmåningom i vattnet och den mättade lösningen sjunker ner mot botten av akvifären. Efter mycket lång tid har koldioxiden reagerat med berggrunden och permanent mineraliserats [122].

4.17.2 Utvecklingstrender

I februari 2014 fanns det totalt 12 storskaliga CCS-projekt i drift världen över, 9 under byggnation och 39 i olika planeringsfaser [123]. Det största antalet återfinns i Nordamerika, med bland annat ett av de första storskaliga CCS-projekten för kraftproduktion – *The Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Project* i Estevan, Kanada. Det är ett befintligt kolkraftverk på 110 MW som moderniserats och kompletterats med *post-combustion CCS* och som väntas tas i full kommersiell drift 2014/2015 [124], [123], [125].

Utvecklingen av kolbaserad CCS-teknik har delvis avstannat i Europa, ett flertal demonstrationsprojekt har försenats eller övergivits. Vattenfalls CCS-satsning vid *Jämschwalde* kolkraftverk i Tyskland lades ned 2011 på grund av motstånd från allmänheten vilket har lett till att utvecklingen av nya testanläggningar i Tyskland stannat av. Inget nytt storskaligt CCS-projekt har gått in i en byggfas på mer än ett decennium i kontinentala Europa [123].

Sedan 2011 har Sverige, liksom de flesta EU-länder, endast implementerat EU:s CO₂-lagringsdirektiv under hav – det vill säga att det inte är möjligt att erhålla tillstånd för landbaserad CO₂-lagring³⁵. Detta begränsar möjligheterna för CCS-teknik och ökar lagringskostnaderna av koldioxid i Sverige.

4.17.3 Uppskattade kostnader

Kostnaderna för avskiljning och kompression av CO₂ utgörs av investeringar i processutrustning, ökade bränslekostnader p.g.a. att processerna konsumerar energi, samt D&U-kostnader för avskiljning och kompression.

Investeringskostnader

År 2013 uppskattades den specifika investeringskostnaden för ett kolbaserat kondenskraftverk på 650 MW med CCS-teknik till motsvarande 34 500 kr/kW_{el} [26].

Tola och Pettinau [28] jämför 2014 bland annat kostnader för olika kolbaserade tekniker, med och utan CCS. Investeringskostnaden för kolpulvereldade USC-anläggningar uppskattas exklusive finansiella kostnader under byggtid till ca 35 000 kr/kW_{el} med CCS.

Drift- och underhållskostnader

DoU-kostnaderna för ett kolbaserat kondenskraftverk med CCS uppskattas år 2013 vara drygt 110 % högre än för ett motsvarande kolkraftverk utan CCS [26]. Totala DoU-kostnaden för kraftverket uppskattades till en fast och rörlig del på ca 530 kr/kW_{el} respektive drygt 60 kr/MWh_{el} [26].

Elproduktionskostnader

Europeiska teknikplattformen för CCS, så kallade Zero Emission Platform (ZEP), publicerade år 2011 beräknade framtida kostnader för att avskilja, transportera och lagra CO₂ från kol- och naturgasbaserade kraftverk efter år 2020 [126]. Elproduktionskostnaden för ett kolpulvereldat USC-kraftverk med

³⁵ Kontakt med Clas Ekström, Vattenfall R&D, 2014-02-26

CCS beräknades uppgå till mellan ca €70 - 100/MWh_{el}, när elproduktionskostnaden för ett motsvarande kraftverk utan CCS uppskattades till ca €45 - 55/MWh_{el} med samma beräkningsförutsättningar. I och med att endast havsbaserad lagring kommer bli aktuell i Sverige förväntas kostnaden för transport och lagring av CO₂ vara hög och elproduktionskostnaden därför ligga i den högre delen av spannet.

4.18 Gaskombikondens med CCS – Framtida teknik

För framtida tekniker redovisas utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda till skillnad från de kommersiella och semikommersiella teknikerna som presenterats i kapitel 4.1 – 4.13 respektive 4.14 - 4.16 där en elproduktionskostnad tagits fram.

4.18.1 Teknikbeskrivning

Teknikerna för avskiljning, transport och lagring av CO₂ beskrivs för kolbaserade kraftverk i kapitel 4.17.1.

För avskiljning av CO₂ från naturgaseldade kombicykelkraftverk, är "post-combustion capture" den teknik som i första hand torde bli aktuell för demonstration. "Oxy-fuel"-förbränning fordrar modifierade/nya typer av gasturbiner och "pre-combustion" bedöms numera inte erbjuda några signifikanta potentiella fördelar jämfört med "post-combustion" capture [1].

4.18.2 Utvecklingstrender

Jämfört med utvecklingen av CCS-teknik för kolbaserad kondenskraft i kapitel 4.17.2 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 högre verkningsgrader.

4.18.3 Uppskattade kostnader

Kostnaderna för avskiljning och kompression av CO₂ utgörs av investeringar i processutrustning, ökade bränslekostnader p.g.a. att processerna konsumerar energi, samt drifts- och underhållskostnader för avskiljning och kompression.

År 2013 uppskattades specifika investeringskostnaden för en gaskombianläggning på 340 MW med CCS till knappt 14 000 kr/kW_{el}. Den fasta och rörliga DoU-kostnaden uppskattades till ca 210 kr/kW_{el} respektive ca 45 kr/MWh_{el}. [26]

Elproduktionskostnader

Europeiska teknikplattformen för CCS (ZEP) har gjort en jämförelse av framtida elproduktionskostnader för naturgaseldade gaskombianläggningar med eller utan CCS. Utan CCS beräknades elproduktionskostnaden till ett spann beroende på bränslekostnaden till ca €46 - 90/MWh_{el}; med CCS

uppskattades kostnaden till mellan €70 – 120/MWh_{el} beroende på bränslepris och lagringsmetod. [126]

4.19 Biobränsleförgasning kombicycle – Framtida teknik

För framtida tekniker redovisas utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda till skillnad från de kommersiella och semikommersiella teknikerna som presenterats i kapitel 4.1 – 4.13 respektive 4.14 - 4.16 där en elproduktionskostnad tagits fram.

När biobränsleförgasning kombineras med gasturbin och ångturbin i kombinerad cykel, s.k. BIGCC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle), finns möjlighet att nå både intressanta anläggningsstorlekar, ca 15-100 MW el, höga verkningsgrader och högt förhållande mellan producerad el och värme i kraftvärmetillämpningar. Sammantaget skulle detta kunna ge en betydande potential gentemot konventionell teknik baserad på pannor och ångturbiner i och med att det gör det möjligt att producera betydligt mer el från ett givet fjärrvärmeunderlag. Denna teknik anses dock i denna rapport att vara en framtida teknik, dvs den finns inte kommersiellt tillgänglig idag vare sig med eller utan fullständiga garantier.

4.19.1 Teknikbeskrivning

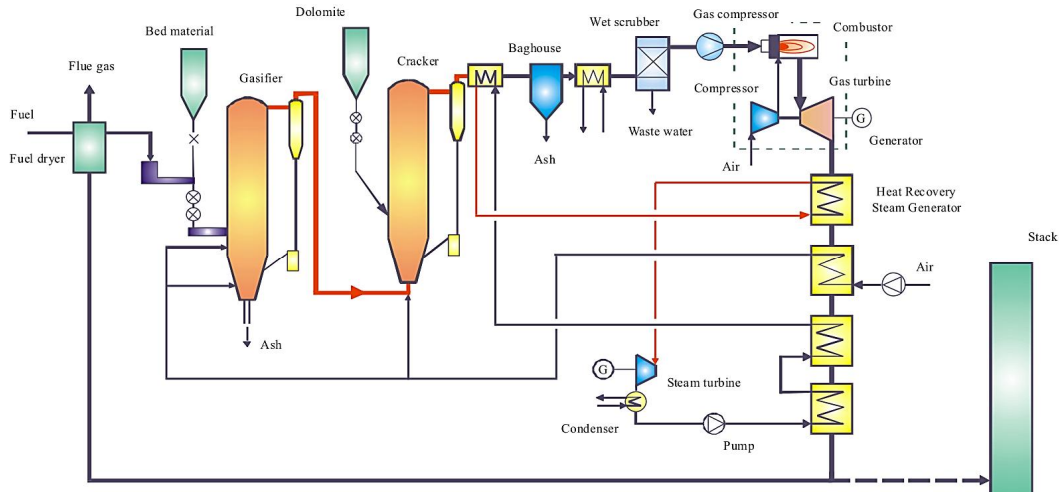
Biobränslet förbehandlas för att erhålla en relativt homogen storlek. Därefter torkas det till ca 10-15 % fukthalt i en tork där uppvärmning av torkmediet sker med restvärme från anläggningen. Förgasningen sker i en atmosfärisk eller trycksatt reaktor vid mellan 800 och 950°C. Merparten av partiklarna i den genererade gasen separeras i en cyklon.

Vid lågtrycksförgasning kan stoft avskiljas i ett konventionellt spärrfilter. I ett sista gasreningssteg skrubbas gasen i en vattenskrubber som avskiljer ammoniak, väteklorid ev. tjära m.m. samtidigt som gasen kylv och därmed torkas då vattenånga kondenseras ut. Skrubbingen leder förstås till behov av vattenhantering med rening av det kondensat som bildas. Vid trycksatt förgasning är tjärrening inte nödvändig om gasen renas från stoft i ett högttemperaturfilter vid 350-400°C som enda reningssteg. Vid dessa förhållanden kondenserar inte tjärorna och de kan förbrännas i gasturbinen. En nackdel med denna teknik är att ammoniak inte avskiljs från gasen utan bildar NO_x vid förbränning i gasturbinen.

Efter komprimering med mellankylning, i fallet atmosfärisk förgasning, eller direkt från högttemperaturfiltret vid trycksatt förgasning förbränns produktgasen i gasturbinens brännkammare. De varma avgaserna (ca 450-550°C) kylv på konventionellt sätt i en avgaspanna som, tillsammans med gaskylningen genererar ånga till ångturbinen. [112]

Verkningsgraden från bränsle till el för BIGCC-anläggningar i större skala uppges till 42-43 % ([127] och [127]). Värmeverkningsgraden förväntas vara 41-47 % av bränsleeffekten och totalverkningsgrad 83-90 %.

I Figur 4-76 visas ett schematiskt upplägg för en BIGCC-anläggning.



Figur 4-76. Termisk biobränsleförgasning med gasturbin, BIGCC. [112]

4.19.2 Utvecklingstrender

Några pilot- och demonstrationsanläggningar byggdes i början av 90-talet – bl.a. en komplett BIGCC anläggning i Värnamo baserat på trycksatt förgasningsteknik. Trots en tekniskt lyckad demonstration i Värnamo-anläggningen har inga ytterligare anläggningar byggts, och i stort sett all aktiv utveckling på området ligger nere sedan 2004. Gasturbintillverkare som Siemens och GE har inte engagerat sig i tekniken för turbiner under ca 50-60 MW, medan däremot utveckling och demonstration av större gasturbiner för snarlik gas för stora kolförgasningsanläggningar har skett. Studier har dock gjorts även under senare år.

Realisering och vidareutveckling förutsätter intresse hos gasturbintillverkare att aktivt medverka. Om så sker, skulle nya pilot- eller prototypanläggningar kunna realiseras om några år, varefter uppskalade/ halvkommersiella anläggningar skulle kunna tas i drift innan år 2020 och kommersiella anläggningar bli tillgängliga i slutet av 2020-talet. Gasturbinanpassningar brukar behöva stor marknadspotential för att kunna motiveras, varför nödvändiga förutsättningar torde vara att BIGCC i aktuella storlekar av gasturbintillverkare bedöms kunna bli en långsiktigt tekniskt och ekonomiskt fördelaktig teknik för biobränslebaserad kraftvärme i såväl Sverige som andra delar av Europa och internationellt. Detta skulle kunna inträffa om långsiktigt väsentligt högre elpriser än fjärrvärmepriser förväntas och om tekniken förväntas kunna bli applicerbar på ett större antal fjärrvärmeunderlag i lämpliga storlekar även internationellt, i kombination med styrmedel som gynnar biobränslebaserad el- och fjärrvärmeproduktion.

Förgasning som ett försteg till förbränning i en befintlig (fossileldad) panna är dock mer tillämpat än BIGCC. Ett exempel är den nya biomassaförgasaren hos Vaskiluodon Voima i Finland vilka har installerat en 140 MW_t förgasare

som producerar gas till den befintliga kolpannan på 560 MW_t. Ett annat exempel är Foster Wheelers RDF-förgasare som försåg en befintlig kolpanna i Lahti med en del av bränslet.

4.19.3 Uppskattade kostnader

Investeringskostnader

Inga kommersiella BIGCC-anläggningar finns idag. Gustavsson et al. [15] och Wetterlund et al. [127] pekar dock på att kostnaden för en BIGCC-anläggning i storleken 40-75 MW el skulle vara mellan 20 700 kr/kW_{el, brutto} och 22 500 kr/kW_{el, brutto}.

Den hittills största installerade biomassaförgasaren är den hos Vaskiluodon Voima i Finland som har installerat en 140 MW_t förgasare vilken producerar gas till den befintliga kolpannan på 560 MW_t. Kostnaden för förgasare och bränslehantering låg på strax under 40 MEUR vilket med en elverkningsgrad på 42,5 % ger drygt 5 700 kr/kW_{el, brutto}. Ett gaskombikraftverk har i denna utredning uppskattats kosta 11 000 kr/kW_{el, brutto} för en anläggning med 40 MW eleffekt, vilket skulle ge en kostnad för en BIGCC-anläggning på 16 700 kr/kW_{el, brutto}. Kostnad för utökad gasrening tillkommer dock till denna siffra och den slutgiltiga investeringskostnaden kan mycket väl hamna i häraden angiven av Gustavsson et al. [15] och Wetterlund et al. [127].

Drift- och underhållskostnader

Gustavsson et al. [15] och Wetterlund et al. [127] anger en fast drift- och underhållskostnad på 433 respektive 675 kr/kW_{el, brutto}. Den rörliga drift- och underhållskostnad anges till 35 respektive 32 kr/MWh bränsle.

Elproduktionskostnader

Elproduktionskostnaden har beräknats för ett fiktivt verk med en förgasare i samma storlek som den hos Vaskiluodon Voima; 140 MW gas. Med beräkningsförutsättningar enligt Tabell 4-54 (och övriga ej angivna förutsättningar enligt fallen för biobränsleeldade kraftvärmeverk) erhålls en elproduktionskostnad på 75 öre/kWh el, exklusive styrmedel.

Tabell 4-54. Beräkningsförutsättningar för BIGCC 66 MW.

Parametrar	66 MW	Enhet
Specifik investering	22 500	kr/kW _{el, brutto}
Fast DoU	675	kr/kW _{el, brutto}
Rörligt DoU	35	kr/MWh _{el}
Verkningsgrad bränsle till gas	90 %	%
Intern elförbrukning	7 %	% av bruttoeffekt
Elverkningsgrad	42,5 %	%

4.20 Vågkraft – Framtida teknik

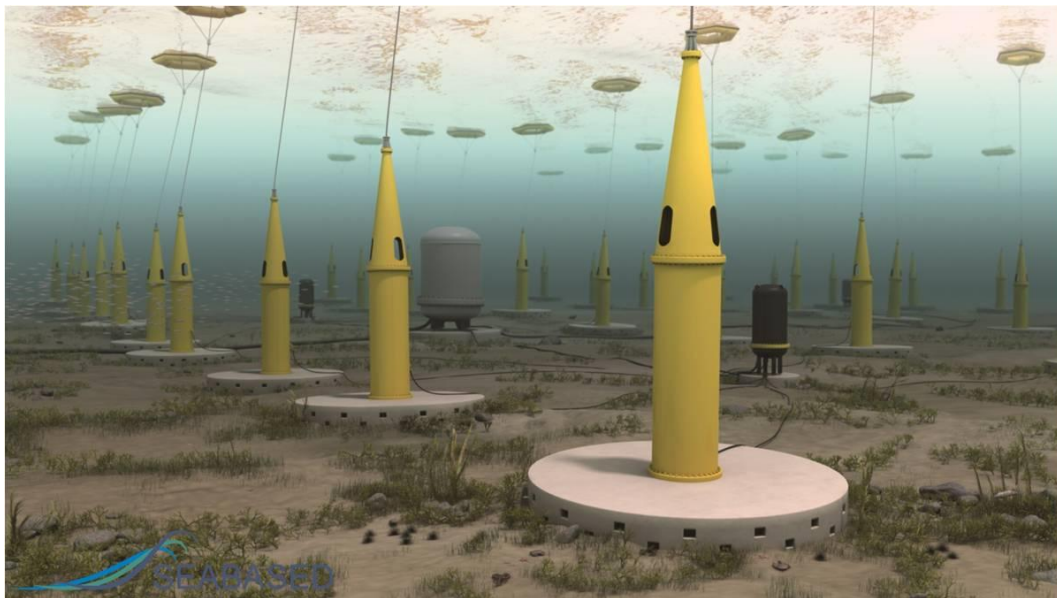
För framtida tekniker redovisas utvecklingstrender och drivkrafter, teknikutveckling och kostnader respektive kritiska komponenter samt med en kortfattad bedömning av tekniska prestanda till skillnad från de kommersiella och semikommersiella teknikerna som presenterats i kapitel 4.1 – 4.13 respektive 4.14 - 4.16 där en elproduktionskostnad tagits fram.

4.20.1 Teknikbeskrivning

Ett vågkraftverk omvandlar energin i havets vågor till elektricitet. Det finns många olika tekniker, men ingen är direkt överlägsen någon annan i dagsläget. Med stor sannolikhet kommer det finnas utrymme för flera olika tekniker, särskilt eftersom förutsättningarna varierar kraftigt mellan olika platser med avseende på vågklimat, vattendjup, avstånd till land m.m.

Det är främst sex typer av tekniker, samtliga väl beskrivna av Holmberg et al. [128]; dämpare (attenuator), punktabsorbering (point absorber), oscillerande vågomvandlare (oscillating surge wave converter), oscillerande vattenpelare (oscillating water column), översköljningsanordning (overtopping device), nedsänkt tryckskillnadsanordning (submerged pressure differential).

Den teknik som kommit längst mot kommersialisering i Sverige är Seabased AB:s boj-konstruktion (point absorber) med en linjärgenerator på botten. I början av 2014 anslöts företagets första megawatt till nätet i Sveriges första stora vågkraftspark i Sotenäs kommun [129].



Figur 4-77. Illustration av en vågkraftspark från Seabased AB. Källa: Seabased [130].

4.20.2 Utvecklingstrender

Enligt IPCC [131] fanns mer än 50 vågkraftskoncept under utveckling år 2011, varav drygt 10 av företag i Norden när Elforsk [128] skrevs 2011.

Två koncept i framkant är utvecklade av svenska Seabased AB och skotska Pelamis Wave Power.

Seabased AB bygger Sveriges första och världens största vågkraftspark i Sotenäs utanför Kungshamn. Tillstånd finns för 420 stycken aggregat på 25 kW vardera, totalt ska parken ge 25 GWh/år när den är i full drift [132]. En första etapp om totalt ca 1 MW installeras stegvis från och med 2014, i juli 2014 installerades de första aggregaten i parken som ska vara helt utbyggd till 2016 [133]. Vågkraftsparken är ett forskningsprojekt, huvudsakligen finansierat av Fortum och Energimyndigheten, som genomförs av Seabased AB i samarbete med Uppsala universitet [134].

Skotska Pelamis Wave Power utvecklar ett vågkraftverk som var det första i världen att leverera elektricitet till ett nät. Idag testas det senast utvecklade kraftverket på 750 kW på flera platser utanför Storbritanniens kust och företaget planerar för att bygga upp en serieproduktion [135].

4.20.3 Uppskattade kostnader

Vågkraftstekniken är fortfarande under utveckling; det saknas etablerade leverantörer och kostnader är endast kalkyler för framtida anläggningar. Dessutom är det brist på uppdaterade sammanställningar av kostnader för vågkraft.

Investeringskostnader

En brittisk sammanställning från år 2010 (DECC [136]) anger investeringskostnaden för en fullskaleprototyp till 70 000-100 000 kr/kW. En första vågkraftspark på 10 MW bedömdes i samma sammanställning kosta mellan 500-600 miljoner kronor, motsvarande 50 000-60 000 kr/kW.

Johansson nämner vid ett seminarium 2014 att Seabased referensanläggning på 10 MW beräknas kosta 259 miljoner kronor och omfattar 350 bojar på en area av 64 ha [137]. Det motsvarar en specifik investering på knappt 26 000 kr/kW vilket är hälften av vad som presenterades av Holmberg et al. år 2011 [128].

Drift- och underhållskostnader

Precis som investeringskostnader är DoU-kostnader svåra att uppskatta. En brittisk sammanställning från år 2010 (DECC [136]) uppskattar DoU-kostnaden för en första vågkraftspark på 10 MW till mellan 30 - 40 miljoner kronor per år.

Elproduktionskostnader

Enligt Holmberg et al. [128] beräknades elproduktionskostnaden år 2011 för en första vågkraftspark på 10 MW till 4,5 kr/kWh, dock med osäkerheter kring ingående kostnader. I beräkningen användes en kapacitetsfaktor på 33 %, kalkylränta på 12 % och en ekonomisk livslängd på 20 år. Med samma

beräkningsförutsättningar men med en specifik investeringskostnad motsvarande för Seabased [137] på 26 000 kr/kW och en DoU-kostnad på 40 miljoner kronor per år beräknas elproduktionskostnaden till 2,7 kr/kWh utan elcertifikat.

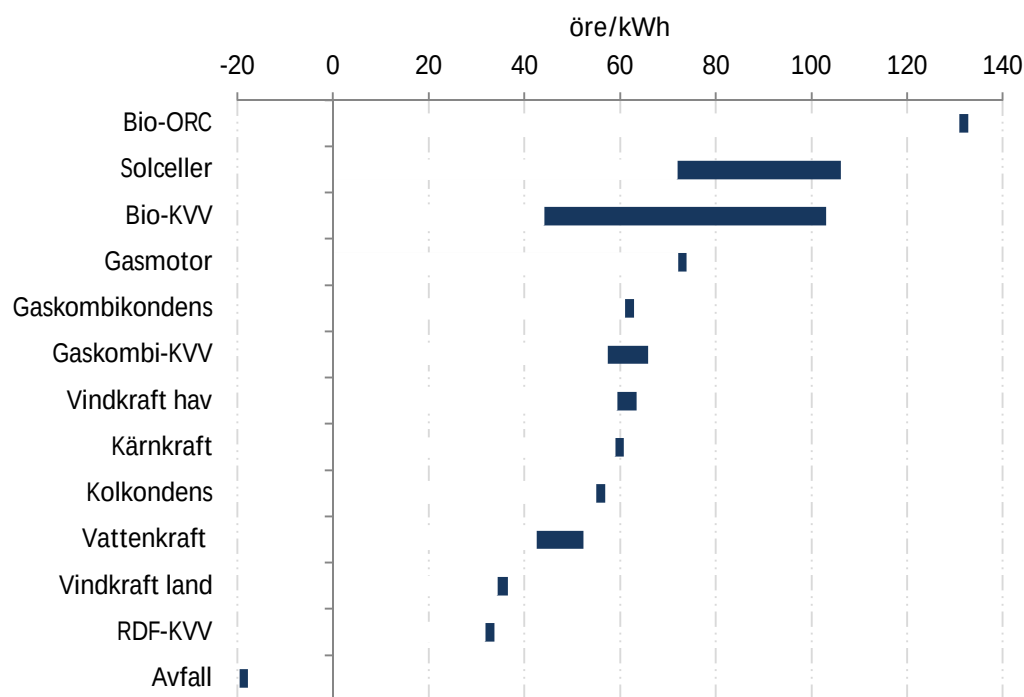
Strategic Initiative for Ocean Energy, ett samarbete mellan företag och organisationer som Carbon Trust, Renewable UK och University of Edinburgh, presenterade 2013 [138] en uppskattad produktionskostnad för en andra 10 MW park på mellan 33 - 62 c€/kWh motsvarande ungefär 2,9 - 5,5 kr/kWh. I beräkningen har en kalkylränta på 12 % och en ekonomisk livslängd på 20 år använts.

Brittiska Carbon Trust uppskattar på sin hemsida [139] en elproduktionskostnad för en första vågkraftsprototyp på 5 MW till runt 4 kr/kWh. Kring år 2020 uppskattar de att kostnaden sjunkit till runt 2 kr/kWh för platser runt Pentland Firth och Orkney i Storbritannien. Tekniska och ekonomiska förutsättningar för uppskattningarna redovisas inte.

5 Resultat

Kapitel 5 innehåller sammanfattande resultat av samtliga teknikslag i rapporten. I kapitel 4 beskrivs resultaten för respektive teknikslag mer ingående, här jämförs teknikslagen med varandra. Resultatet presenteras för fall med en kalkylränta på 6 respektive 10 %. Elproduktionskostnadens påverkan av parametrarna kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering presenteras i kapitel 5.3. För vidare parameterstudier hänvisas till den webbaserade beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6.

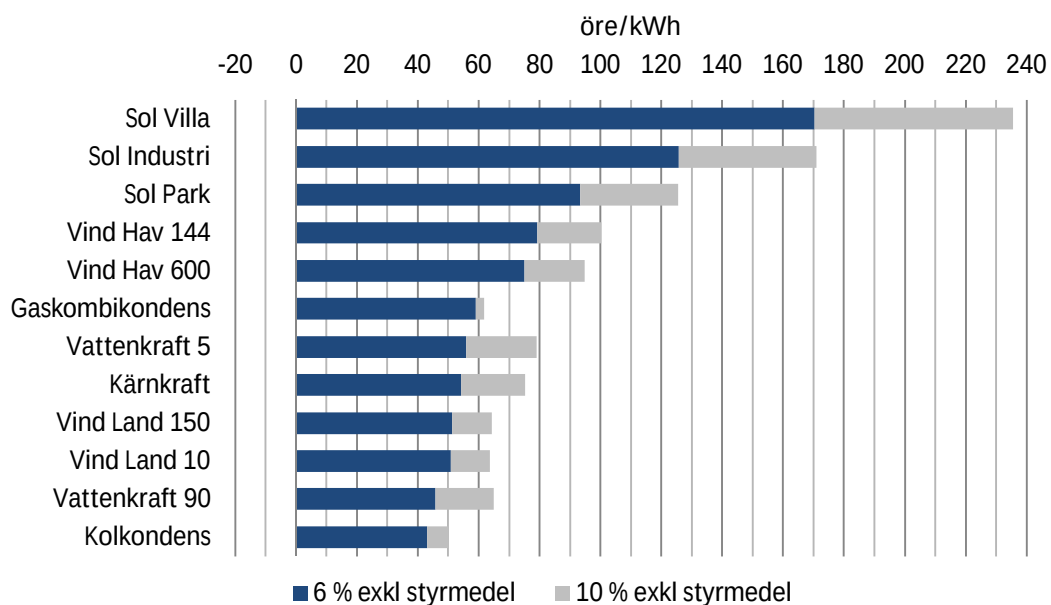
I Figur 5-1 presenteras elproduktionskostnaden för samtliga kommersiella teknikslag inkl. styrmedel med 6 % kalkylränta och som spann för de teknikslagen med flera effektstorlekar. Mer diskussion kring resultaten återfinns i kapitel 5.1 och 5.2.



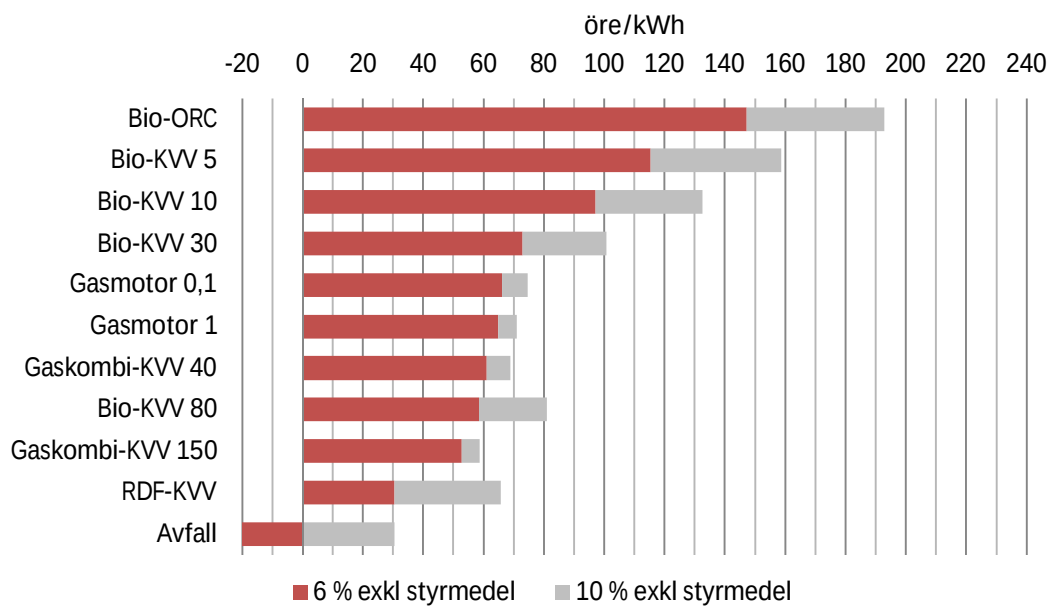
Figur 5-1. Elproduktionskostnader inkl. styrmedel med 6 % ränta för samtliga kommersiella teknikslag, med spann för de teknikslag där elproduktionskostnaden tagits fram för flera effektstorlekar.

5.1 Kommersiella tekniker

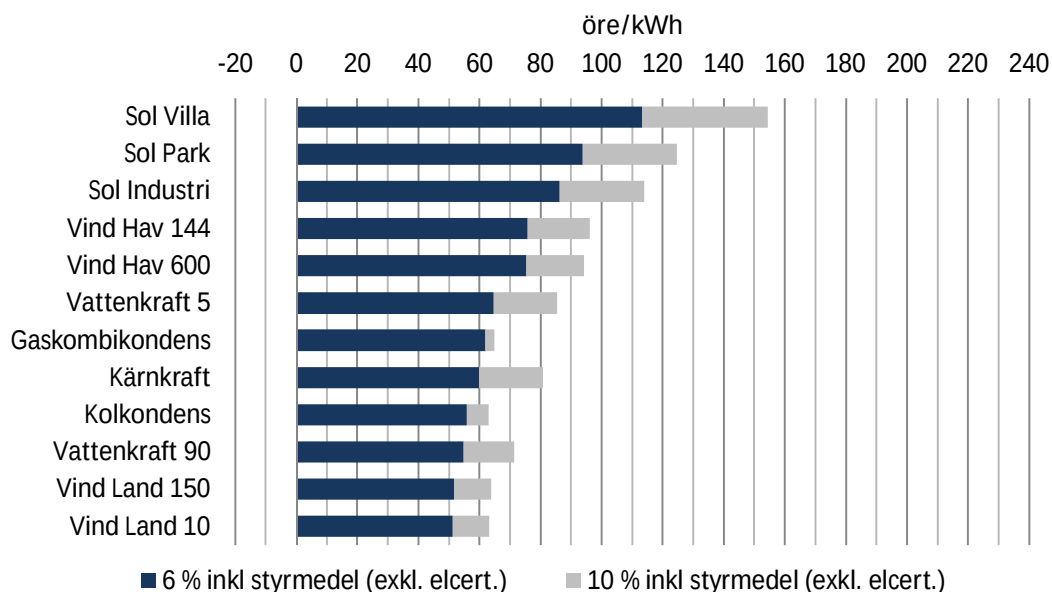
Elproduktionskostnaderna för kommersiella tekniker redovisas i Figur 5-2 - Figur 5-7 samt i Tabell 5-1. Resultatet diskuteras översiktligt nedan.



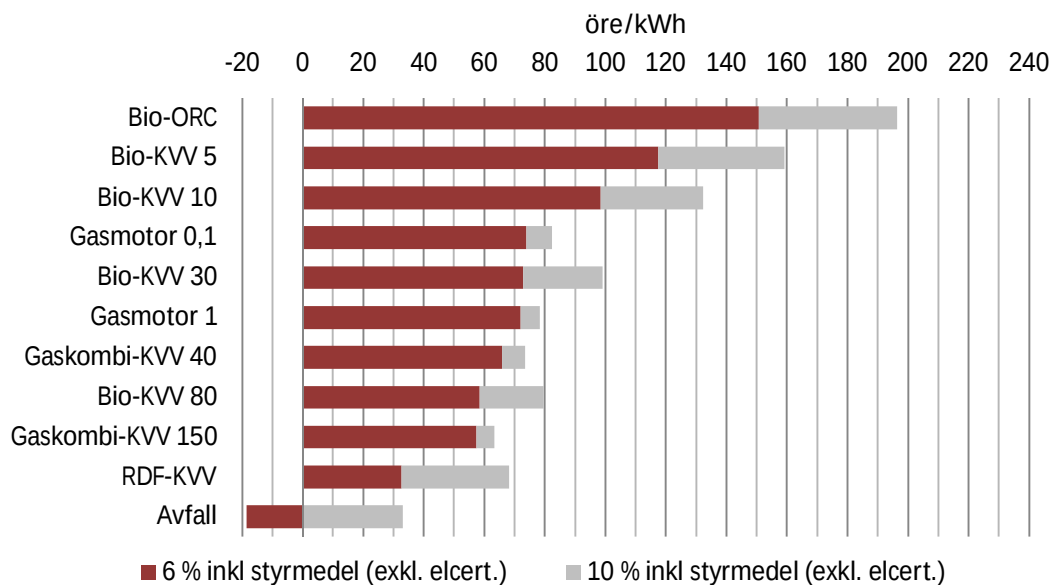
Figur 5-2. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



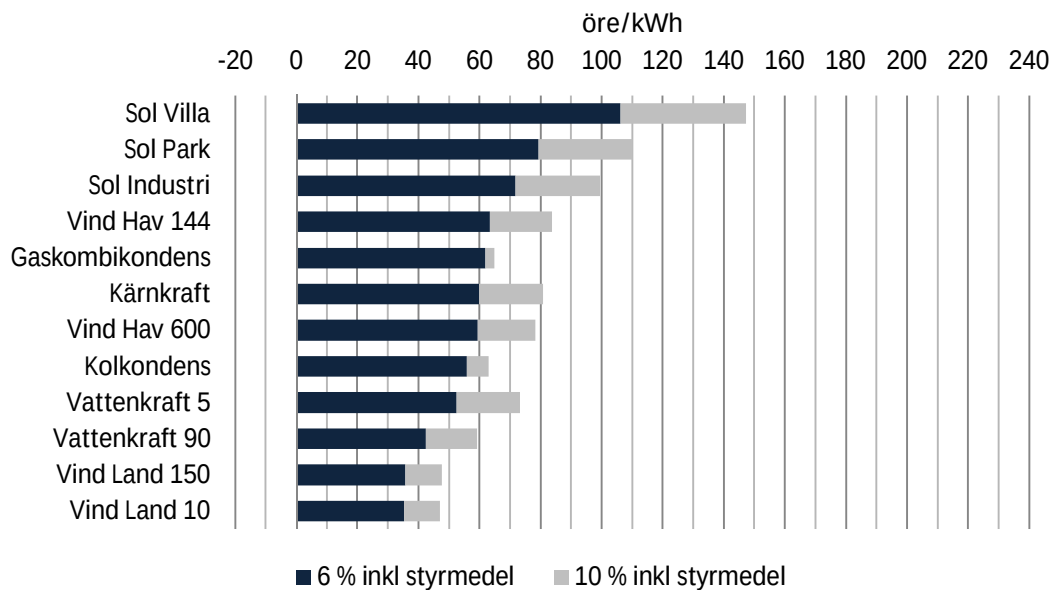
Figur 5-3. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som producerar både el och värme, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



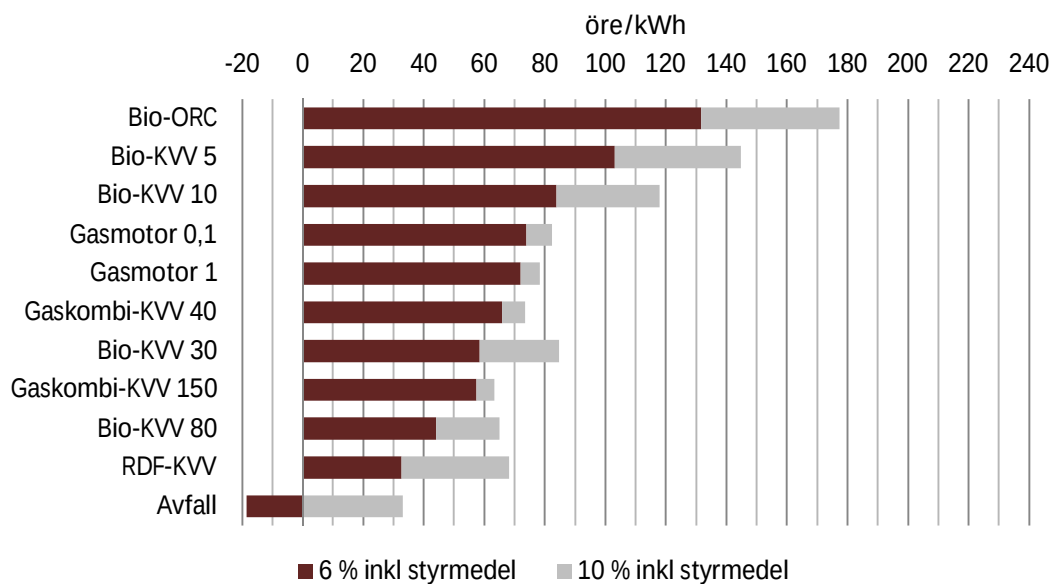
Figur 5-4. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, inkl. styrmedel men exkl. elcertifikat, med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur 5-5. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som producerar både el och värme, inkl. styrmedel men exkl. elcertifikat, med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur 5-6. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur 5-7. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som producerar både el och värme, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta

Tabell 5-1. Elproduktionskostnad för kommersiella tekniker

			Elproduktionskostnad [öre / kWh]			
			Med styrmedel		Utan styrmedel	
Teknikslag	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}	6 % ränta	10 % ränta	6 % ränta	10 % ränta
Kondenskraft						
Kolkondens	800	740	56	63	43	50
Gasturbin	151	150	506	662	503	659
Gaskombikondens	431	420	62	65	59	62
Kärnkraft	1720	1600	60	81	54	75
Kraftvärme						
Gaskombikraftvärme	41	40	66	73	61	69
Gaskombikraftvärme	154	150	57	63	53	59
Biokraftvärme	5,8	5	103	145	115	159
Biokraftvärme	11	10	84	118	97	133
Biokraftvärme	33	30	58	85	73	101
Biokraftvärme	88	80	44	65	58	81
Avfallskraftvärme	23	20	-19	33	-21	30
RDF-kraftvärme	23	20	33	68	30	66
Gasmotor	0,1	0,1	74	82	66	74
Gasmotor	1	1	72	78	65	71
Bio-ORC	2,5	2	132	177	147	193
Sol, vind, vatten						
Vindkraft, land	5x2	-	35	47	51	64
Vindkraft, land	50x3	-	36	48	51	64
Vindkraft, hav	40x3,6	-	63	84	79	100
Vindkraft, hav	100x6	-	59	78	75	95
Vattenkraft	5	-	52	73	56	79
Vattenkraft	90	-	42	59	46	65
Solceller (villatak)	0,005	-	106	147	170	235
Solceller (industri)	0,05	-	72	99	126	171
Solceller (park)	1	-	79	110	93	125

Osäkerheter i kostnader

Elproduktionskostnaden är för vissa kraftslag i studien förknippade med större osäkerheter än andra utifrån omfattningen på tillgänglig indata. Ny kärnkraft har exempelvis inte byggts i Europa på många år vilket gör att erfarenheterna

kring kostnader är få och kostnadsuppskattningen är följaktligen mer osäker. I motsats har biobränsleeldade kraftvärmeverk byggts kontinuerligt och i stor omfattning i Sverige senaste åren vilket gjort att ett stort underlag kunnat ligga till grund för kostnadsuppskattningarna som därför är betydligt säkrare. Ny kärn- och vattenkraft är de kraftslag där elproduktionskostnaden är mest osäker. Samtliga kostnader och förutsättningar presenteras för respektive kraftslag i kapitel 4, och i kapitel 5.3 görs känslighetsanalyser för att visa hur elproduktionskostnaden påverkas av parametrarna kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering.

Styrmedelseffekter

Ekonomiska styrmedel i form av skatter, avgifter och elcertifikat påverkar resultatet betydligt vilket kan jämföras mellan Figur 5-2, Figur 5-4 och Figur 5-6 för de kraftslag som endast producerar el och mellan Figur 5-3, Figur 5-5 och Figur 5-7 för kraftvärmeteknikerna som producerar både el och värme. Generellt straffas de fossila kraftslagen samtidigt som de förnybara kraftslagen gynnas. Tydliga exempel, där styrmedel har stor effekt på elproduktionskostnaderna, är vindkraft och kolkondens. Observera att skatter och avgifter relaterade till hantering av restavfall från kärnkraft samt avfallsskatt för övriga tekniker (även kallad deponiskatt) har inkluderats i DoU-kostnaderna enligt kapitel 3.8, således ingår dessa skatter och avgifter även i de fall elproduktionskostnader presenteras exklusive styrmedel.

Diskussion kring resultatet för kommersiella tekniker

Avfallseldad kraftvärme har den lägsta elproduktionskostnaden av samtliga ingående teknikslag i studien. Det beror främst på att bränslet, hushålls- och industriavfall, inte kostar utan är en intäkt, samtidigt som andelen värme som produceras är mycket hög vilket genererar stora intäkter genom värmekreditering. Viktigt att poängtera är att avfallseldad kraftvärme primärt byggs för att producera värme och förutsätter därför en lokal efterfrågan på värme. Utan värmekreditering är elproduktionskostnaden mycket hög, över 130 öre/kWh, vilket skulle innebära att avfallseldad kraftvärme istället är ett av de dyraste teknikslagen i studien.

Av de teknikslagen som endast producerar el har kolkondens den lägsta elproduktionskostnaden då beräkningen utförs utan ekonomiska styrmedel. När styrmedel läggs till blir kolkondensen dyrare och landbaserad vindkraft får den lägsta elproduktionskostnaden, även innan intäkter för elcertifikat räknas in. Bortsett från de avfallsbaserade kraftvärmeteknikerna har landbaserad vindkraft den lägsta elproduktionskostnaden med dagens styrmedel. Observera dock att eventuella kostnader för effekterreglering inte behandlats i denna rapport.

Biobränsleeldad kraftvärme uppvisar ett tydligt storleksberoende där elproduktionskostnaden är lägre ju större anläggningen är. Även här är det viktigt att poängtera att biobränsleeldade kraftvärmeverk i grunden är beroende av ett värmeunderlag och att värmekrediteringen är betydelsefull för elproduktionskostnaden.

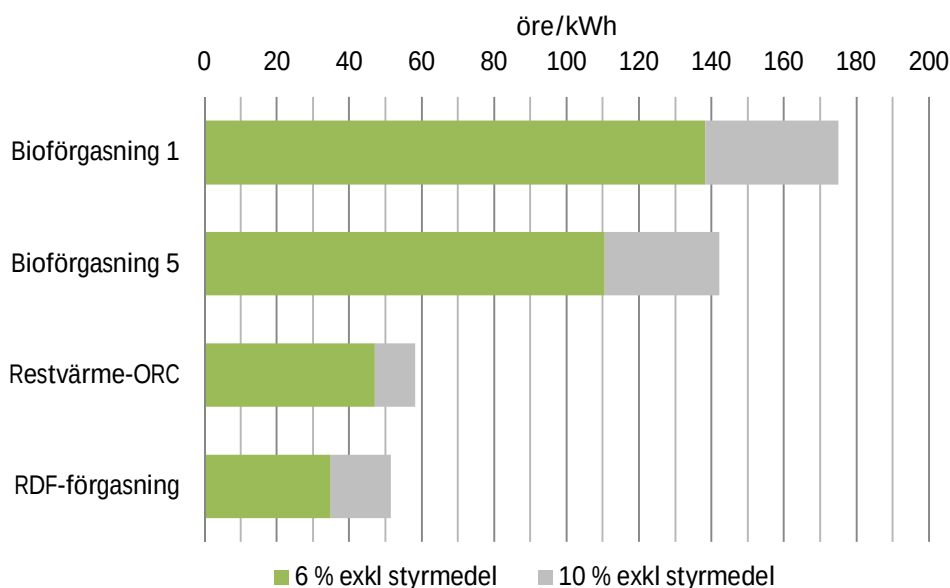
Enligt Figur 5-2, Figur 5-4 och Figur 5-6 visar vindkraft inget tydligt storleksberoende mellan olika anläggningsstorlekar. Det bör dock förtydligas

att kostnaden för vindkraft är storleksberoende vid jämförelser på en och samma specifika plats. Anledningen till att detta storleksberoende inte syns i Figur 5-2, Figur 5-4 och Figur 5-6 är att den elproduktionskostnad som visas inte har beräknats för samma specifika plats utan har baseras på genomsnittliga kostnader för nya vindkraftanläggningar. Mindre anläggningar byggs i regel nära nätanslutning och vid bra vindförhållanden, större anläggningar ofta längre ifrån nätanslutning och vid mindre gynnsamma vindförhållanden. De olika förutsättningarna som anläggningarna har gör därför att just storleksberoendet som finns vid samma specifika plats inte visar sig. Skillnaden mellan land- och havsbaserad vindkraft är däremot betydande i rapporten.

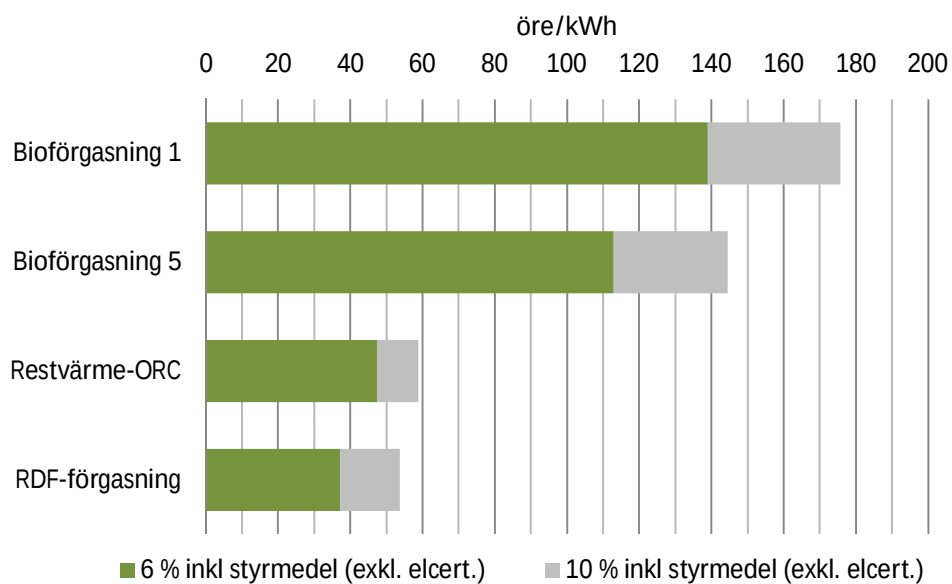
Elproduktionskostnaden för solcellsanläggningar har minskat markant de senaste åren som följd av ökad effektivitet och sjunkande investeringskostnader för solcellspaneler.

5.2 Semikommersiella tekniker

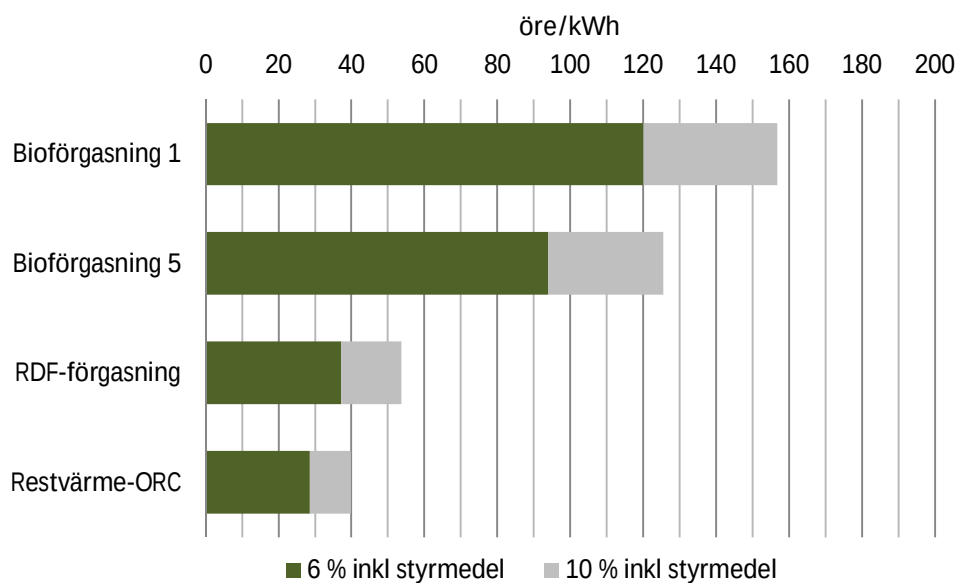
Elproduktionskostnaderna för semikommersiella tekniker redovisas i Figur 5-8 - Figur 5-10 samt i Tabell 5-2. Resultatet diskuteras översiktligt nedan.



Figur 5-8. Elproduktionskostnader för semikommersiella tekniker, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur 5-9. Elproduktionskostnader för semikommersiella tekniker, inkl. styrmedel men exkl. elcertifikat med 6 respektive 10 % kalkylränta



Figur 5-10. Elproduktionskostnader för semikommersiella tekniker, inkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta

Tabell 5-2. Elproduktionskostnad för semikommersiella tekniker

Teknikslag	Elproduktionskostnad [öre/kWh]					
	Eleffekt [MW] _{brutto}	Eleffekt [MW] _{netto}	Med styrmedel		Utan styrmedel	
			6 % ränta	10 % ränta	6 % ränta	10 % ränta
Restvärme-ORC	0,8	0,5	28	40	47	58
RDF-förgasning	56	50	37	54	35	51
Biobränsleförgasning	1,1	1	120	157	138	175
Biobränsleförgasning	5,8	5	94	125	110	142

Osäkerheter i kostnader

Enligt definitionen i denna rapport är semikommersiella tekniker nya och kan troligen köpas med begränsade garantier. Detta innebär dels att underlaget av kostnader är begränsat samtidigt som beräkningsförutsättningarna bygger på förväntningar, framförallt gällande drifttid och tillgänglighet.

Styrmedelseffekter

Elcertifikat är det mest betydande styrmedlet bland de semikommersiella kraftslagen som sänker kostnaden för samtliga utom för RDF-förgasning som inte är berättigad till elcertifikat. Övriga styrmedel påverkar endast elproduktionskostnaden marginellt. Observera att avfallsskatt (även kallad deponiskatt) har inkluderats i DoU-kostnaderna enligt kapitel 3.8, således ingår avfallsskatt även i de fall elproduktionskostnader presenteras exklusive styrmedel.

Diskussion kring resultatet för semikommersiella tekniker

Elproduktionskostnaden inklusive styrmedel för en restvärmedriven ORC-anläggning är en av de lägsta i rapporten, under förutsättning att gratis restvärme med tillräckligt hög temperatur finns tillgänglig hela året samt vid en tillgänglighet på 95 %. Tekniken är dock fortfarande ung och erfarenheter från anläggningar i drift ger att tillgängligheten idag är långt under 95 %, vilket sannolikt innebär att DoU-kostnaderna också är högre än antaget. I rapporten anses restvärmen ursprungligen komma från ett förnybart bränsle vilket berättigar elcertifikat.

Elproduktionskostnaden för biobränsleförgasning med gasmotor (BIG-ICE) är starkt kopplad till storleken på anläggningen. Den mindre anläggningen på 1 MW har högre kapitalkostnad per installerad kW_{el} och lägre elverkningsgrad än 5 MW-anläggningen vilket leder till nästan 50 % högre elproduktionskostnad för den mindre anläggningen jämfört med den större. Jämfört med 5 MW biobränsleddad kraftvärmeanläggning är elproduktionskostnaden lägre vilket beror på lägre investeringskostnad och högre elverkningsgrad för den förgasningsbaserade anläggningen. Förgasningsanläggningen arbetar med lägre luftmängder och är därmed mer kompakt än motsvarande förbränningsanläggning. Trots detta har tekniken ännu inte fått fäste i Sverige. Anledningen till detta torde vara teknikens mognadsgrad speciellt avseende gasrening. Med ökad positiv erfarenhet av

tekniken bör den ekonomiska kalkylen förbättras bland annat genom en längre avskrivningstid.

RDF-förgasning har en relativt låg investeringskostnad per installerad kW jämfört med andra fastbränsleeldade anläggningar samtidigt som elverkningsgraden är högre. Tillsammans med en låg bränslekostnad ger detta en låg elproduktionskostnad. Tekniken är dock i ett utvecklingsstadium och produktionskostnadsberäkningen utgår från en tillgänglighet i paritet med andra avfalletseldade kraftverk och Kymijärvi I (>95 %). I Kymijärvi I eldades dock gasen direkt utan rening. I Kymijärvi II renas gasen innan brännarna vilket bland annat kan leda till kondensation av tjära. Tillgängligheten och underhållskostnaden är därmed något osäkra i denna kalkyl.

Samtliga av de semikommersiella teknikerna utom Restvärme-ORC är både el- och värmeproducerande kraftslag vilket gör att värmekrediteringen, och därmed avsättningen av värme, har stor påverkan på elproduktionskostnaden för dessa tekniker.

5.3 Känslighetsanalyser

Känslighetsanalyser görs nedan av parametrarna kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering för utvalda kommersiella kraftslag som påverkas mycket av respektive parameter. Egna känslighetsanalyser kan utföras med beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6.

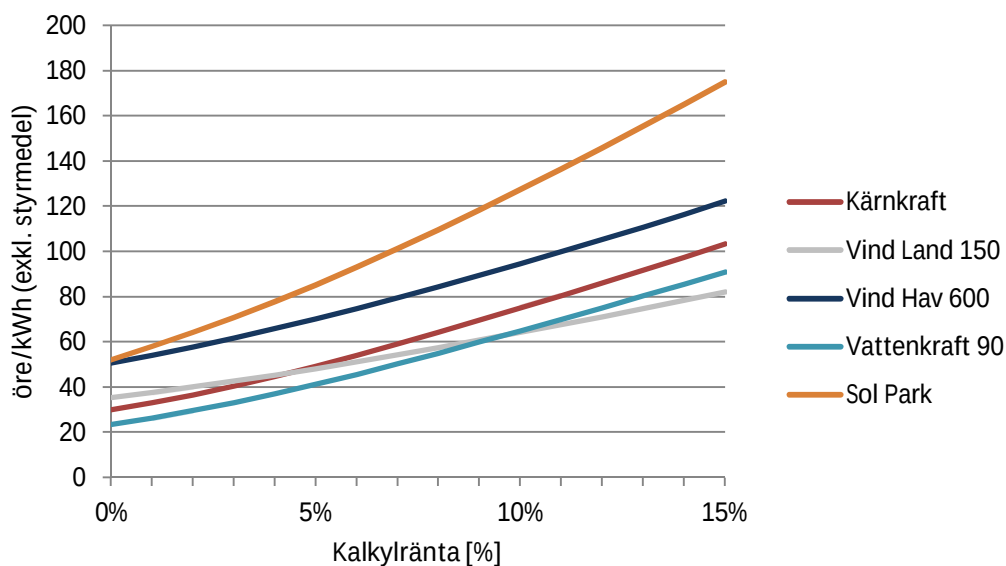
5.3.1 Kalkylränta

Vilken kalkylränta som är rimlig för respektive teknikslag varierar med hänsyn till investeringens risk och investerarnas avkastningskrav. I denna rapport har de elproduktionskostnader som presenterats i kapitel 4 tagits fram med en antagen gemensam kalkylränta om 6 % vilket är beskrivet i kapitel 3.10. För alla kraftslag presenteras också elproduktionskostnaden med 10 % kalkylränta i Figur 5-2 – Figur 5-7 samt i Tabell 5-1 och Tabell 5-2. För teknikslag som förknippas med stora investeringskostnader och stora risker krävs sannolikt en högre kalkylränta för att en investerare ska göra en investering, så som exempelvis kärnkraft. För småskalig teknik så som "sol villa"-alternativet kan sannolikt en lägre kalkylränta ansättas.

Solceller är det teknikslag som bland de kapitalintensiva teknikerna påverkas mest av kalkylräntan enligt Figur 5-11, elproduktionskostnaden varierar mellan 64 och 128 öre/kWh för en kalkylränta på 2 respektive 10 %.

Landbaserad vindkraft påverkas minst av kalkylräntan bland de kapitalintensiva teknikerna, elproduktionskostnaden varierar mellan 40 och 65 öre/kWh för en kalkylränta på 2 respektive 10 %.

För övriga kapitalintensiva teknikerna ökar elproduktionskostnaden med ca 20 öre/kWh då kalkylräntan ökas från 6 till 10 %.



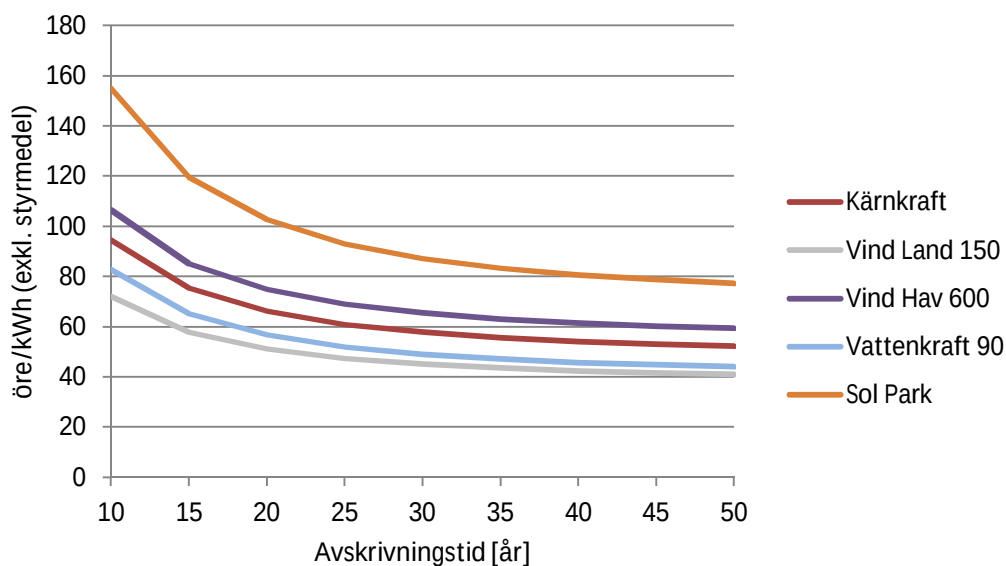
Figur 5-11. Kalkylräntans påverkan på elproduktionskostnaden exkl. styrmedel för några av de kapitalintensiva teknikerna

5.3.2 Avskrivningstid

Anläggningarnas ekonomiska livslängd (avskrivningstid) presenteras för samtliga kraftslag i kapitel 3.10.

Elproduktionskostnaden ökar exponentiellt vid minskande avskrivningstid, för de kapitalintensiva kraftslagen i studien sker en tydlig ökning vid avskrivningstider under 15 år enligt Figur 5-12. Avskrivningstidens påverkan på elproduktionskostnaden minskar däremot med ökad avskrivningstid och vid avskrivningstider mellan 25 och 40 år ger detta en minskning i elproduktionskostnad på ca 7 öre/kWh för de studerade kraftslagen utom för solkraft som minskar med ca 13 öre/kWh.

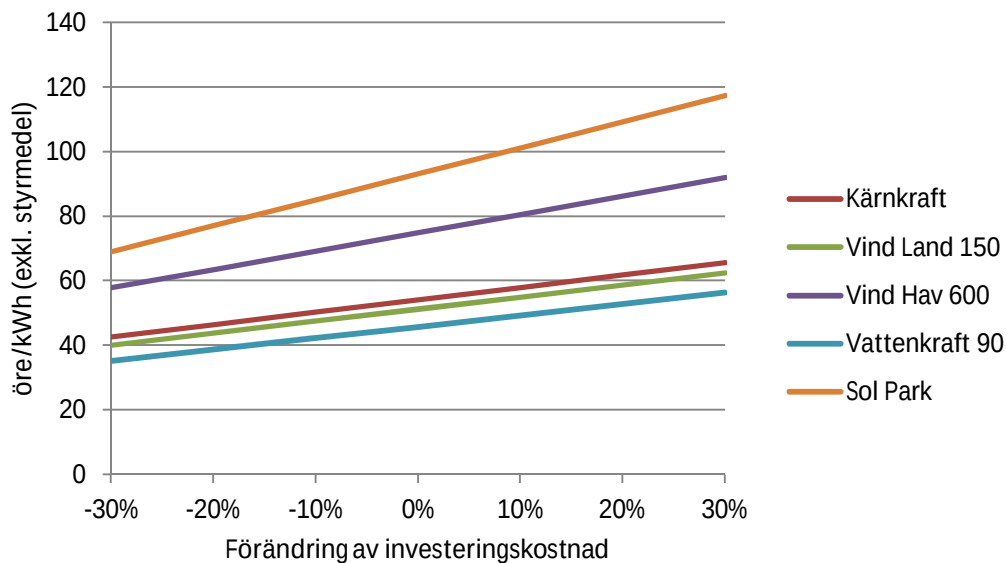
Elproduktionskostnaden för landbaserad vindkraft, som i studien beräknats med en avskrivningstid på 20 år, bör enligt vissa i branschen idag beräknas med en avskrivningstid på 25 år i och med den senaste tekniska och ekonomiska utvecklingen. I denna studie skiljer dock elproduktionskostnaden knappt 4 öre/kWh mellan 20 och 25 år i avskrivningstid, och endast drygt 2 öre/kWh mellan 25 och 30 år i avskrivningstid. Ökad avskrivningstid över 20 år har därmed inte så stor inverkan på den slutliga elproduktionskostnaden.



Figur 5-12. Avskrivningstidens påverkan på elproduktionskostnaden exkl. styrmedel för några av de kapitalintensiva teknikerna. Ansatta avskrivningstider i rapporten; kärn- och vattenkraft 40 år, solkraft 25 år och vindkraft 20 år.

5.3.3 Investeringskostnad

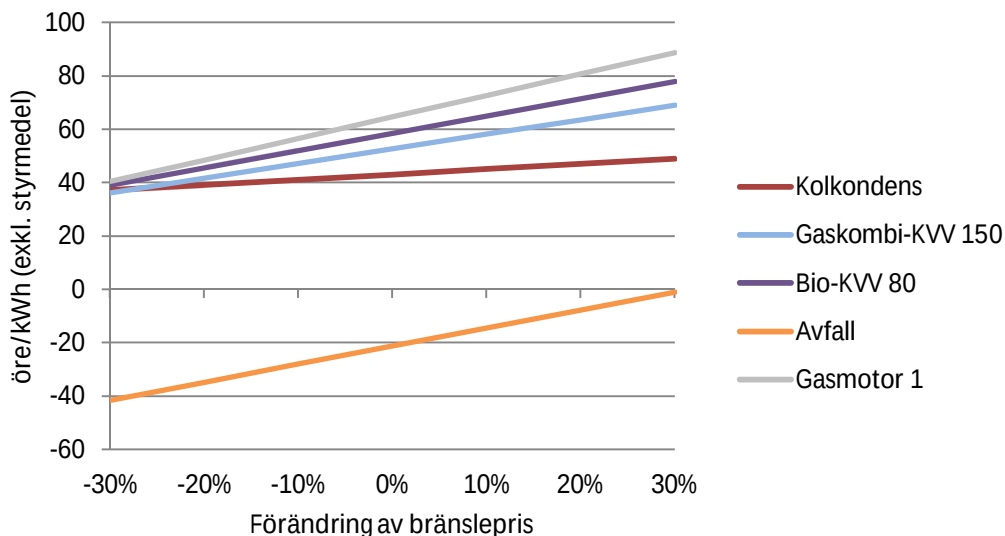
Vissa investeringskostnader i rapporten är förknippade med stora osäkerheter, exempelvis gällande kärnkraft och vattenkraft enligt diskussion i kapitel 4.4.4 respektive 4.12.4. Figur 5-13 visar hur elproduktionskostnaden påverkas av investeringskostnaden för några av de kapitalintensiva teknikerna. Solkraft och havsbaserad vindkraft påverkas mest, förändras investeringskostnaden med 20 % förändras elproduktionskostnaden med 17 respektive 12 öre/kWh. Övriga kapitalintensiva kraftslag påverkas ungefär lika mycket, förändras investeringskostnaden med 20 % förändras elproduktionskostnaden med ca 8 öre/kWh. Ju högre andel kapitalkostnader desto större påverkan.



Figur 5-13. Investeringskostnadens påverkan på elproduktionskostnaden exkl. styrmedel för några av de kapitalintensiva teknikerna

5.3.4 Bränslepris

För de kraftslag som är bränslebaserade har bränslepriset en stark inverkan på elproduktionskostnaden. Kolkondens påverkas minst av de studerade kraftslagen enligt Figur 5-14, förändras kolpriset 20 % förändras elproduktionskostnaden ca 4 öre/kWh. Naturgaseldad gasmotor och avfallseldad kraftvärme påverkas mest bland de studerade kraftslagen; förändras naturgaspriset med 20 % förändras elproduktionskostnaden för gasmotor med 16 öre/kWh, förändras priset på avfall med 20 % förändras elproduktionskostnaden med knappt 14 öre/kWh.

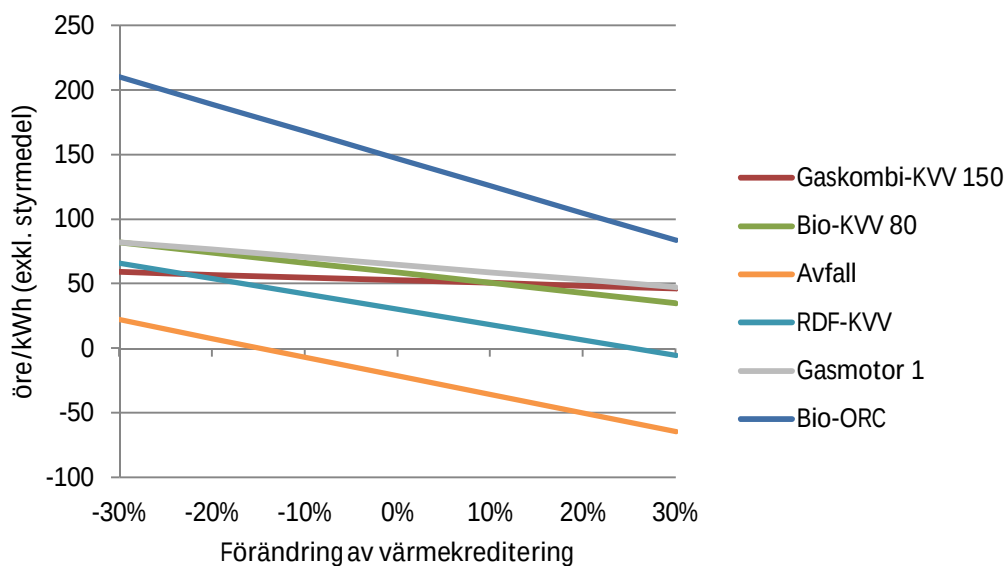


Figur 5-14. Bränsleprisets påverkan på elproduktionskostnaden exkl. styrmedel för några av de bränslebaserade teknikerna

5.3.5 Värmekreditering

I en kraftvärmeanläggning, där el och värme produceras samtidigt, måste vid beräkning av elproduktionskostnaden den samtidigt producerade och nyttiggjorda värmen åsättas ett värde, dvs. alla kostnader för produktionen i kraftvärmeanläggningen kan inte tillskrivas elproduktionen. I denna rapport beräknas elproduktionskostnaden för kraftvärmeanläggningar genom att subtrahera kostnaden att producera fjärrvärme från den totala produktionskostnaden för att producera både el och värme. Metodiken beskrivs utförligt i kapitel 3.6.2.

Värmekreditering påverkar elproduktionskostnaden för kraftvärme mycket, framförallt för teknikslag med låg elverkningsgrad som Bio-ORC och avfallseldad kraftvärme enligt Figur 5-15; båda med elverkningsgrader under 20 %. Ökar värmekrediteringen med 20 % minskar den resulterande elproduktionskostnaden för Bio-ORC med ca 42 öre/kWh, från 147 till 105 öre/kWh. Värmekrediteringen går att ändra fritt i beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6.



Figur 5-15. Värmekrediteringens påverkan på elproduktionskostnaden exkl. styrmedel för några av de kraftvärmeproducerande teknikerna

5.3.6 Sammanfattning av känslighetsanalyserna

Elproduktionskostnaderna presenterade i denna rapport baseras på många olika antaganden kring allt från anläggningsstorlekar och tekniska specifikationer till ekonomiska förutsättningar för att få fram en generell och jämförbar bild av vad det kostar att producera el med olika tekniker.

I kapitel 5.3 varierar endast ett fåtal ekonomiska parametrar på en generell nivå, för att undersöka ett specifikt fall både vad det gäller anläggningsspecifika parametrar och ekonomiska förutsättningar kan beräkningsapplikationen beskriven i kapitel 6 användas.

6 Webbaserad beräkningsapplikation

6.1 Allmänt

Beräkningsapplikationen, som finns tillgänglig på Elforsks hemsida <http://www.elforsk.se>, beräknar elproduktionskostnaden för specificerade anläggningsalternativ enligt annuitetsmetoden med i förväg angivna indata. Beräkningsresultaten presenteras i tabell- och diagramform samt kan tillsammans med tillhörande indatatabel exporteras till Excelformat. Användaren anger vilka av anläggningarna som ska ingå i beräkningarna och kan fritt ändra indata för respektive anläggningsalternativ.

Denna rapport fungerar som "instruktionsbok" och källhänvisning för hur beräkningsapplikationen ska användas, hur resultatet ska tolkas och var förinställda indata kommer ifrån.

6.2 Användning av beräkningsapplikationen

Beräkningsapplikationen finns tillgänglig på Elforsks hemsida <http://www.elforsk.se> och kan användas med moderna webbläsare, från Internet Explorer 9 och senare.

Arbetsflödet i applikationen är som följer;

1. Val av anläggningar
Anläggningarna som ska ingå i beräkningarna väljs genom att bocka i rutorna vid respektive anläggning. Samtliga anläggningar i en kategori kan väljas genom att klicka på knappen "Alla ovan".
2. Parametrar
Samtliga parametrar som ligger till grund för beräkningarna är ifyllda i förväg för respektive anläggningsalternativ, majoriteten går att modifiera fritt genom att ändra i skriffälten³⁶. Samtliga indata kan återställas till de förinställda för respektive anläggningsalternativ genom att klicka på knappen "Återställ". Indatatabeln kan exporteras till en Excel-fil genom att klicka på "Ladda ned tabell".
3. Resultat
Resultatet redovisas i tabellform för respektive anläggning. Resultattabeln kan exporteras till en Excel-fil genom att klicka på "Ladda ned tabell".

³⁶ Ändras indata av användaren gäller inte nödvändigtvis övriga indata längre och beräkningen kan bli felaktig. Ändras exempelvis en anläggningsstorlek gäller inte nödvändigtvis den i förväg angivna specifika investeringskostnaden som tagits fram för en specifik anläggningsstorlek.

4. Diagram

Resultatet kan visualiseras i ett flertal diagram genom att klicka på "Skapa diagram". Samtliga diagram kan sparas genom att klicka på knappen "Spara som bild" under respektive diagram.

6.3 Förklaring av beräkningsapplikationen

Samtliga i förväg angivna indata samt nomenklaturen för anläggningarna återfinns för respektive anläggningsalternativ i kapitel 4 i rapporten. Generella förutsättningar och förklaringar, som vilka skatter som gäller eller vad som generellt ingår i investeringskostnaden, återfinns beskrivet i kapitel 3.

6.3.1 Ingående parametrar

Beräkningarna innefattar samtliga projektspecifika kostnader och intäkter tillsammans med de ekonomiska styrmedel som gäller för år 2014.

Följande kostnader beaktas i beräkningarna;

- Annuitetsberäknad kapitalkostnad med hänsyn till ränta under byggtid
- Fast drift- och underhållskostnad
- Rörlig drift- och underhållskostnad inklusive deponikostnad för bränsleaska
- Bränslekostnader
- Nuvärdesberäknad framtida reinvesteringsskostnad
- Lokaliseringsspecifika kostnader
- Ekonomiska styrmedel
 - o Energiskatt
 - o Koldioxidskatt
 - o Svavelskatt
 - o Effektskatt (kärnkraft)
 - o Fastighetsskatt
 - o NO_x-avgift
 - o Utsläppsrätter för CO₂

Följande intäkter beaktas i beräkningarna;

- Värmekreditering
- NO_x-återbetalning
- Nuvärdesberäknat värde på elcertifikat
- Investeringsbidrag
- Rörlig intäkt

För varje anläggning kan så kallade lokaliseringsspecifika kostnader anges. Dessa kan anges som en engångskostnad, en årlig kostnad samt en rörlig kostnad. Även en rörlig intäkt kan anges. Dessa poster är inlagda för exempelvis eventuella framtida styrmedel eller redan befintliga anläggningsspecifika kostnadsposter.

6.3.2 Presentation av resultat

Resultatet av beräkningarna presenteras både i tabell- och diagramform. Utöver resultatet för de angivna parametrarna genereras ett antal diagram med känslighetsanalyser för att visa hur resultatet påverkas av förändringar av kalkylränta, avskrivningstid, investeringskostnad, bränslepris och värmekreditering.

6.4 Förenklingar i beräkningsapplikationen

För att applikationen ska vara hanterbar har vissa förenklingar av parametrar och beräkningar gjorts.

6.4.1 Förklaring av eleffekt

Eleffekt för sol-, vind- och vattenkraft

Redovisad eleffekt och specifika kostnader är baserade på bruttoeleffekt, för vind- och vattenkraft mer känt som märkeffekt eller generatoreffekt och för solkraft mer känt som topp effekt – kr/kW_{el} innebär följaktligen kronor per bruttoeleffekt.

Eleffekt för övriga kraftslag

Redovisad eleffekt, elverkningsgrad och specifika kostnader är för resterande kraftslag, om inget annat anges, baserade på nettoelproduktion, dvs. intern elförbrukning i anläggningen är fråndragen den producerade effekten – kr/kW_{el} innebär följaktligen kronor per nettoeleffekt³⁷.

³⁷ Nettoeleffekten ska representera en resulterande medeleffekt över året med avdrag för interna förluster/förbrukningar och dellasteffekter; som förenkling i beräkningarna har maximal nettoeleffekt använts.

6.4.2 Värmeeffekt inkl. rökgaskondensering (RGK)

Beräkningsapplikationen är förenklad till att räkna med total värmeeffekt inklusive RGK och med ett alfavärde netto definierat som kvoten mellan nettoeffekt och värmeeffekt inkl. RGK. I de fall en anläggning har RGK uppgår RGK-effekten till 20 % av anläggningens termiska effekt som default.

6.4.3 Elverkningsgrad för kraftvärme

För de ingående kraftvärmeanläggningarna har elverkningsgraden räknats fram utifrån angiven nettoeffekt, värmeeffekt (inkl. RGK) och totalverkningsgrad genom sambandet;

$$\eta_{el} = \eta_{total} \cdot \left(\frac{1}{1 + \frac{1}{\alpha_{netto}}} \right)$$

där α_{netto} är kvoten mellan nettoeffekt och värmeeffekt (inkl. RGK). För att undvika att elverkningsgraden ska öka till en orimlig nivå vid minskad värmeeffekt har en begränsning lagts in; vid minskad värmeeffekt från default hålls elverkningsgraden konstant, vilket i praktiken innebär att totalverkningsgraden sjunker. Begränsning saknas för orimligt hög elverkningsgrad vid orimligt högt angiven nettoeffekt, men det uppmanas den medvetne användaren hantera.

6.4.4 Bränslekostnad för kärnkraft

Till skillnad från övriga kondenskraftstekniker definieras elverkningsgraden för kärnkraft som kvoten mellan nettoeffekt och termisk effekt, vilket gör att skillnader i elverkningsgrad inte påverkar bränsleåtgången i beräkningsapplikationen. Elverkningsgraden för kärnkraft är istället fast till 36 % och bränslekostnaden anges istället per elproduktion, öre/kWh_{el}.

6.4.5 Ränta under byggtid

Ränta under byggtid beräknas med utgångspunkt från en antagen betalningsplan för respektive anläggning. I applikationen kan betalningsplanen ändras fritt upp till 10 år innan driftstart för alla anläggningar.

Betalningsplanen är förenklad såtillvida att den är baserad på hela år. För tekniker med korta byggtider och som byggs och driftsätts på 1 år med färdigställande under slutet av året (år 0) skulle en mer rättvisande bild kunna ges med kvartalsvis uppdelning. Vid långa byggtider har detta mindre betydelse. För att inom ramen för den valda uppdelningen på hela år få en rimlig spegling av den verkliga situationen, speciellt gällande anläggningar med korta byggtider, har för dessa antagits att en större andel av betalningarna ligger under det år som anläggningen tas i drift (år 0).

6.4.6 Elcertifikat

Elcertifikat är en intäkt som minskar behovet av en elförsäljningsintäkt för att få täckning för elproduktionskostnaden. Vid beräkningarna har ett pris på 190 kr/MWh ansatts som default. Utbetalning sker i 15 år, nuvärdesberäknas och fördelas enligt annuitetsmetoden över den ekonomiska livslängden.

Mätning av elproduktion för elcertifikat kan göras baserat på brutto eller netto el, dvs. inklusive respektive exklusive hjälpkraft (egenanvändning av el i kraftverk). Som en förenkling i beräkningarna förutsätts mätning ske baserat på nettoelproduktion istället för bruttoelproduktion, vilket medför en minskad intäkt.

7 Kommentarer

I denna 2014 års upplaga av "El från nya och framtida anläggningar" har kostnadsuppskattningar för 14 kommersiella och 3 semikommersiella kraftslag genomförts. För flera av kraftslagen har dessutom olika anläggningsstorlekar utvärderats. Totalt har därmed 28 olika fall behandlats. Dessutom har utvecklingstrender och grova kostnadsuppskattningar för elproduktion med 4 olika framtida tekniker studerats i rapporten.

För att göra det möjligt att jämföra elproduktionskostnader i denna rapport med de framtagna svenska elproduktionskostnaderna i nya anläggningar år 2011 [1] har urvalet av kraftslag och anläggningsstorlekar till största delen varit de samma. Vissa kraftslag har försvunnit och några har tillkommit. Förändringar av anläggningsstorlekar har justerats där det varit befogat på grund av teknikutveckling mm. För vindkraft har ett fall strukits (landbaserad vindkraft 1MW) och anläggningsstorlekarna och/eller aggregatstorlekarna har justerats i tre av de fyra fallen. För Solceller har två fall tillkommit; 5 kW ("villatak") och 1000 kW ("park"). Kraftslagen Bio-ORC och Solceller var år 2011 betraktade som semikommersiella men är år 2014 att betrakta som kommersiella. Urvalet av kraftslag och anläggningsstorlekar har gjorts i samråd med projektets styrgrupp. Vidare har utvecklingstrender beskrivits för de olika kraftslagen men några prognoser för hur elkostnaderna förväntas utvecklas de närmaste 20 åren har inte presenterats.

I studien har också elproduktionskostnaden för en Gasturbin av storleken 150 MW_{netto} beräknats. Denna anläggning har inkluderats i arbetet för att representera en effektproducent som reglerkraft till elproduktion från sol- och vindkraft med mycket kort drifttid (100h/år). Motivet är att indikera vad reglerkraft kan kosta med så få timmars drifttid i det fall svensk vattenkraft inte skulle räcka till att balansera effektbehovet.

Underlaget för kostnadsberäkningarna och beräkningsmodellen för beräkning av elproduktionskostnaden är framtagna från grunden i detta projekt. Dessutom har en helt ny webbaserad beräkningsapplikation för beräkning av elproduktionskostnaden utvecklats i projektet. Beräkningsapplikation är utvecklad för den enskilde anläggningsägaren eller läsaren som vill anpassa vissa förutsättningar eller indata, alternativt är intresserad av att göra mer detaljerade känslighetsanalyser än vad som presenteras i rapporten. Exempel på indata som kan behöva anpassas efter olika förhållande är räntor, som varierar med kraftslag, riskbedömningar och ägarförhållande.

I denna rapport jämförs kostnader för att producera el i kraftverk med kostnader för att producera el i kraftvärmeverk. För kraftvärmeverken såväl som för kraftverken fördelas hela produktionskostnaden på elproduktionen. För kraftvärmeverken krediteras sedan den producerade fjärrvärmen. Det är viktigt att poängtera att kraftvärmeverkens huvudsakliga syfte är att producera fjärrvärme och att möjlig elproduktion bl.a. beror på hur värmeunderlaget för kraftvärmeverket fördelas över året och om pannan

ligger som baslast eller topplast i fjärrvärmesystemet. Hur stor värmekrediteringen är har stor betydelse för elproduktionskostnader för kraftvärmeverken och speciellt då alfavärdet är lågt som t.ex. för: avfallseldade kraftvärmeverk, biobränslekraftvärme med ORC-teknik och mindre bioeldade kraftvärmeverk. För avfallseldade anläggningar har, förutom värmekrediteringen, även mottagningsavgiften en mycket stor betydelse för elproduktionskostnaden som är den lägsta i rapporten. Avfallsanläggningar byggs dock inte för att producera el i första hand utan för att energiåtervinna avfall och producera fjärrvärme.

Slutligen, noggrannheten på de siffror och underlag som presenteras i denna rapport varierar. Främst på grund av att erfarenheter från nyligen genomförda investeringar saknas för vissa kraftslag, exempelvis kärnkraft och kolkondenskraft. Dessutom är det stora skillnader mellan kraftslagen då det gäller möjligheten att generalisera förutsättningarna till en typanläggning, exempelvis vattenkraft där investeringskostnaden kan variera kraftigt beroende av de geografiska förutsättningarna. De beräkningsförutsättningar och resultat som presenteras i kapitel 4 och 5 är i allmänhet angivna som heltal eller med en decimal, oavsett antalet värdesiffror eller vilken noggrannhet som finns i siffran. Detta för att ge en tydlighet och underlätta för läsaren att kunna följa beräkningar.

8 Litteraturförteckning

- [1] O. Nyström, P.-A. Nilsson, C. Ekström, A.-M. Wiberg, B. Ridell och D. Vinberg, "El från nya och framtida anläggningar 2011," Elforsk, Stockholm, 2011 (Elforsk Rapport 2011:26).
- [2] Energimyndigheten, "Energiläget 2013," Eskilstuna, 2014 (ET 2013:22).
- [3] SCB, "Trädbränsle- och torvpriser Nr 1 2014," Energimyndigheten, Eskilstuna, 2014.
- [4] Energimyndigheten, "Energimarknadsrapport olja, gas, kol - Vecka 15," Energimyndigheten, Eskilstuna, 2014.
- [5] Energinet.dk, "Betalinge for transport i gastransmissionsnettet," 11 februari 2014. [Online]. Available: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Gas/Prisblad%20pr%20%2011%20%20februar%202014%20DK.pdf>. [Använd 03 maj 2014].
- [6] Profu, "Bränsleutredningar 2013," 2013. [Online]. Available: <http://www.profu.se/pdf/mavg2013.pdf>. [Använd 28 augusti 2014].
- [7] Dong Energy, "Naturgaspriser," 3 Maj 2014. [Online]. Available: <http://www.dongenergy.dk/erhverv/energimarked/Pages/naturgaspriser.aspx>. [Använd 3 Maj 2014].
- [8] Göteborg Energi, "Naturgasnät - gasnätpriser 2014," [Online]. Available: http://www.goteborgenergi.se/Foretag/Produkter_och_tjanster/Gas_/Gasnat. [Använd 03 maj 2014].
- [9] World Nuclear Association, "Economics of Nuclear Power," Februari 2014. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>. [Använd 18 Februari 2014].
- [10] H. Hansson, S.-E. Larsson, O. Nyström, F. Olsson och B. Ridell, "El från nya anläggningar 2007," Elforsk, Stockholm, 2007 (Elforsk Rapport 2007:50).
- [11] M. Barring, O. Nyström, P.-A. Nilsson, F. Olsson, M. Egard och P. Jonsson, "El från nya anläggningar - 2003," Elforsk, Stockholm, 2003 (Elforsk Rapport 2003:14).
- [12] M. Barring, J.-O. Gustafsson, P.-A. Nilsson, H. Ohlsson och F. Olsson, "El från nya anläggningar," Elforsk, Stockholm, 2000 (Elforsk Rapport 2000:01).
- [13] Elforsk, "Elforsk Anläggningskostnadsindex," 19 Mars 2014. [Online]. Available: http://www.elforsk.se/Global/Vattenkraft/filer/Anlaggningskostnadsindex/VAST-IND_2_2013_diagram_tabell.pdf. [Använd 26 Juni 2014].
- [14] B. Karlsson, "Södras skogsbränsle - GROT-uttag med näringsåterföring," i *Askdagen, Värmeforsk*, Stockholm, 2014-05-09.

- [15] L. Gustavsson, L. N. Truong, A. Dodoo och R. Sathre, "Effects of environmental taxation on district heat production structures," i *World Renewable Energy Congress*, Linköping, 2011.
- [16] J. Bergström och L.-M. Johansson, "Jämförelse av livscykelkostnad för värmeproduktionssystem i flerbostadshusområde," Examensarbete 2005:59, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, 2006.
- [17] Miljöorganisationernas kärnavfallsgranskning, "SKB skickar uppskattningar av framtida avfallskostnader till SSM," 7 Januari 2014. [Online]. Available: <http://www.mkg.se/skb-skickar-uppskattningar-av-framtida-avfallskostnader-till-ssm>. [Använd 6 Mars 2014].
- [18] G. Åhrling, Personlig kommunikation, *Fastighetsskatt för elproduktionstekniker*, *Svensk Energi*. 25 Februari 2014.
- [19] Naturvårdsverket, "Verksamheter som ingår i EU:s system för handel med utsläppsätter," 18 Februari 2014. [Online]. Available: <http://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Vagledningar/Utslappshandel---vagledningar/Utslappshandel-verksamheter-som-ingar/>. [Använd 25 April 2014].
- [20] Naturvårdsverket, "Naturvårdsverkets och Regerings tolkning av varför rena biobränsleanläggningar kan ingå i handelssystemet," 15 Februari 2013. [Online]. Available: <http://www.naturvardsverket.se/upload/stod-i-miljoarbetet/vagledning/utslappsratter/verksamheter-som-ingar/biomassaanlaggningar.pdf>. [Använd 25 April 2014].
- [21] Energimyndigheten, "Om elcertifikatsystemet," 23 Juli 2013. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Om-elcertifikatsystemet/>. [Använd 16 April 2014].
- [22] Svenska Kraftnät, "CESAR," [Online]. Available: <http://certifikat.svk.se/WebPartPages/AveragePricePage.aspx>. [Använd 25 April 2014].
- [23] Svenska Kraftnät, "Prislista för stamnätet 2014," [Online]. Available: http://www.svk.se/PageFiles/57012/stamn%c3%a4tstariff_2013-09-30.pdf. [Använd 2 Maj 2014].
- [24] VGB, "Component Test Facility for a 700 degrees Power Plant," [Online]. Available: http://www.vgb.org/en/research_project261.html. [Använd 26 Februari 2014].
- [25] Naturvårdsverket, "BRANSCHFAKTA: Förbränningsanläggningar för energiproduktion inklusive rökgaskondensering (utom avfallsförbränning) - Utgåva 2," Naturvårdsverket, Stockholm, 2005.
- [26] U.S. Energy Information Administration, "Updated Capital Costs Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants," U.S. Department of Energy, Washington, 2013.
- [27] J. Salvatore, G. Turner, H. Boyle, E. Nekhaev, A. Clerici och S. Ulreich, "World Energy Perspective," World Energy Council, London, 2013.
- [28] V. Tola och A. Pettinau, "Power generation plants with carbon capture and storage: A techno-economic comparison between coal combustion and gasification technologies," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1461-

- 1474, Januari 2014.
- [29] M. Heinrich, "Pöyry report to DECC: Outlook for new coal-fired power stations in Germany, the Netherlands and Spain," DECC, Oxford, 2013.
 - [30] Wikipedia, "Brayton cycle," [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Thermodynamic_cycle#mediaviewer/File:Brayton_cycle.svg. [Använd 29 augusti 2014].
 - [31] M. Genrup och M. Thern, "Ny gasturbinteknik 2012-2014," Elforsk, Stockholm, 2013 (Elforsk Rapport 2013:31).
 - [32] J. Pikkupeura, Personlig kommunikation, *Project Manager Fingrid Oyj*. 23 April 2014.
 - [33] Fingrid, "Fingrid's new reserve power plant inaugurated in Forssa," 25 Mars 2013. [Online]. Available: <http://www.fingrid.fi/en/news/announcements/Pages%2FFingrid%E2%80%99s-new-reserve-power-plant-inaugurated-in-Forssa.aspx>. [Använd 23 April 2014].
 - [34] Göteborg Energi, "Rya Kraftvärmeverk - till glädje för alla som bor och verkar i Göteborg," [Online]. Available: <http://www.goteborgenergi.se/Files/dok/Informationsmaterial/Broschyrer/Information%20om%20Rya%20Kraftv%c3%a4rmeverk.pdf?TS=634009609439388750>. [Använd 14 Maj 2014].
 - [35] Swedegas, "Gaskvalitet i Sverige," [Online]. Available: http://www.swedegas.se/gas/gaskvalitet/gaskvalitet_i_sverige. [Använd 14 Maj 2014].
 - [36] Norges vassdrags- og energidirektorat, "Kostnader ved produksjon av kraft og varme," Håndbok Nr 1-07, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2007.
 - [37] Knottingley Power, "FAQs," [Online]. Available: <http://www.knottingleypower.co.uk/faqs>. [Använd 29 augusti 2014].
 - [38] General Electric, "Aeroderivative Gas Turbines For Industrial Cogen Applications," April 2012. [Online]. Available: http://icci.com.tr/2012sunumlar/O17_Bulent_Mehmetli.pdf. [Använd 28 Augusti 2014].
 - [39] Vattenfall, "Så fungerar kärnkraft," [Online]. Available: <http://corporate.vattenfall.se/om-energi/el-och-varmeproduktion/karnkraft/sa-fungerar-karnkraft/>. [Använd 3 juli 2014].
 - [40] K. Ardron och S. Marshall, "The physics of the EPR and AP1000," IOP Nuclear Industry Group, 10 November 2010. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=OZXrnw0Slr8>. [Använd 18 Februari 2014].
 - [41] World Nuclear Association, "Advanced Nuclear Power Reactors," Maj 2014. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Power-Reactors/Advanced-Nuclear-Power-Reactors/>. [Använd 27 Maj 2014].
 - [42] IAEA, "PRIS - Power Reactor Information System," [Online]. Available: <http://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>. [Använd 21 Maj 2014].
 - [43] U.S. Department of Energy, "Georgia Power Company (GPC),

- Oglethorpe Power Corp. (OPC), Municipal Electric Authority of Georgia (MEAG)," 19 Februari 2014. [Online]. Available: <http://energy.gov/lpo/georgia-power-company-gpc-oglethorpe-power-corporation-opc-municipal-0>. [Använd 1 Juli 2014].
- [44] Utility Week, "Was Hinkley a good deal?," 17 Januari 2014. [Online]. Available: <http://www.utilityweek.co.uk/news/was-hinkley-a-good-deal/967182#.U7KbcrFvlus>. [Använd 1 Juli 2014].
- [45] IAEA, "IAEA Issues Projections for Nuclear Power from 2020 to 2050," 24 September 2013. [Online]. Available: <http://www.iaea.org/newscenter/news/2013/np2020.html>. [Använd 27 Maj 2014].
- [46] OKG, "Nyheter och pressmeddelanden: OKG förbereder ansökan om miljöprövning för avställnings- och servicedrift på O1," 27 Januari 2014. [Online]. Available: <http://www.okg.se/sv/Press/Nyheter-och-pressmeddelanden/OKG-forbereder-ansokan-om-miljoprovning-for-avstallnings--och-servedrift-pa-O1/>. [Använd 2 April 2014].
- [47] World Nuclear Association, "Nuclear Power in Finland," Mars 2014. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Finland/>. [Använd 14 April 2014].
- [48] W. D. D'haeseleer, "Synthesis on the Economics of Nuclear Energy," European Commission, DG Energy, Leuven, 2013.
- [49] Department of Energy & Climate Change, "Electricity Generation Costs 2013," Crown, London, 2013.
- [50] International Atomic Energy Agency, "Climate Change and Nuclear Power 2013," IAEA, Wien, 2013.
- [51] YLE UUTISET, "TVO unperturbed by nuclear reactor's spiralling cost estimates," 13 December 2012. [Online]. Available: http://yle.fi/uutiset/tvo_unperturbed_by_nuclear_reactors_spiralling_cost_estimates/6415992. [Använd 18 Februari 2014].
- [52] YLE UUTISET, "Olkiluoto 3 försenad med minst åtta år," 9 Januari 2014. [Online]. Available: <http://svenska.yle.fi/artikel/2014/01/09/olkiluoto-3-forsenad-med-minst-atta-ar>. [Använd 18 Februari 2014].
- [53] Department of Energy & Climate Change, "Initial agreement reached on new nuclear power station at Hinkley," 21 Oktober 2013. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>. [Använd 27 Maj 2014].
- [54] Georgia Power, "Plant Vogtle units 3 & 4," [Online]. Available: <http://www.southerncompany.com/what-doing/energy-innovation/nuclear-energy/pdfs/Vogtle-Fact-Sheet.pdf>. [Använd 18 Februari 2014].
- [55] Göteborg Energi, "Rya Kraftvärmeverk - en anläggning för framtiden," Göteborg Energi, [Online]. Available: https://www.goteborgenergi.se/Om_oss/Var_verksamhet/Produktionsanlaggningar/Rya_Kraftvarmeverk. [Använd 14 April 2014].
- [56] E.ON, "Mer om Öresundsverket," [Online]. Available: <http://www.eon.se/om-eon/Om-energi/Produktion-av-el-gas-varme>

- och-kyla/Kraftvarme/Vara-kraftvarmeverk/Oresundverket/Oresundverket/Mer-om-Oresundsverket/. [Använd 14 April 2014].
- [57] K.-E. Brink, J.-O. Gustafsson, K. Johansson, B. Leckner, H. Miettinen, J. Olofsson, S.-G. Sundqvist och L. Thedén, "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, 1999.
- [58] J. Valtatie, Personlig kommunikation, *Produktchef, MW Power Oy*. 25 mars 2014.
- [59] A. Olsson, "Miljöavgift på utsläpp av kväveoxider från energiproduktion år 2012 - resultat och statistik," Naturvårdsverket, 2013.
- [60] Ö. Jesper Baaring, "Värme- & kraftföreningen," 2013. [Online]. Available: <http://www.vok.nu/panndagarna-2013/>. [Använd 4 april 2014].
- [61] P. Morén, "E.ON - The P15-project, Händelö," 09 maj 2012. [Online]. Available: http://lahtistreams-com-bin.directo.fi/@Bin/506abd678def81946608754b8fca414e/1407827383/application/pdf/169743/13_Moren.pdf. [Använd 12 augusti 2014].
- [62] GE Energy, "Jenbacher type 3," [Online]. Available: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/ETS_E_T3_12_screen.pdf. [Använd 1 maj 2014].
- [63] S. Merše, B. P. Visocnik, F. Riddoch, S. Craenen, P. Gardiner, T. Rotheray, N. Butterworth, C. Theofylaktos, M. Reijalt och A. Fontana, "Cogeneration Case Studies Handbook," Institut Jožef Stefan, Ljubljana, 2011.
- [64] Environmental Protection Agency, "Technology Characterization: Reciprocating Engines," Environmental Protection Agency, Washington DC, 2008.
- [65] M. Lanz och P. Börjesson, "Förslag till sektorsövergripande biogasstrategi, Bilaga 1 Kostnader och potential för biogas i Sverige," Energimyndigheten, 2010.
- [66] Novergy, "Products and Technology," [Online]. Available: <http://www.novergy.com.ph/orc.php>. [Använd 27 Juni 2014].
- [67] B. Kjellström, "Kostnad för el från småskalig kraftvärme," Värmeforsk, Stockholm, 2012 (Värmeforsk Rapport 2012:37).
- [68] B. Goldschmidt, "ORC-fallstudier - elproduktion i biobränsleeldat värmeverk eller från spillvärme i massabruk," Värmeforsk, Stockholm, 2009 (Värmeforsk Rapport 2011:23).
- [69] Global Wind Energy Council, "Global Wind Statistics 2013," Global Wind Energy Council, Bryssel, 2014.
- [70] Global Wind Energy Council, "Market Forecast for 2014-2018," Bryssel, 2014.
- [71] The European Wind Energy Association, "Wind in power - 2013 European statistic," The European Wind Energy Association, 2014.
- [72] Energimyndigheten, "Pressmeddelanden: Minskad utbyggnadstakt för

- vindkraften," 18 Juni 2014. [Online]. Available: <http://www.energimyndigheten.se/Press/Pressmeddelanden/Minskad-utbyggnadstakt-for-vindkraften/>. [Använd 23 Juni 2014].
- [73] Svensk Vindenergi, "Vindkraftsstatistik och prognos, Kvartal 2," 2014.
 - [74] Svensk Vindenergi, "Vindkraftsstatistik Kvartal 1 2014," 2014.
 - [75] A. Björck, "Vindkraft - Teknik- och marknadsutveckling - Delrapport till samordningsrådet för smarta elnät, preliminär version," Samordningsrådet för smarta elnät, 2013.
 - [76] Vindforsk, "Slutrapport för perioden 2009-2012," Elforsk, Stockholm, 2013.
 - [77] European Wind Energy Association, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012," European Wind Energy Association, 2013.
 - [78] EWEA, "Upwind - Design limits and solutions for very large wind turbines," EWEA, Bryssel, 2011.
 - [79] International Energy Agency, "Technology Roadmap - Wind Energy, 2013 edition," IEA, Paris, 2013.
 - [80] Navigant Research, "World Market Update 2012," Navigant Consulting Inc, Boulder, 2013.
 - [81] S. Jacobsson, F. Dolff och K. Karltorp, "Bidrag till en handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige," Rapport nr 2013:11, Avdelningen för miljösystemanalys, Institutionen för energi och miljö, Chalmers Tekniska högskola, Göteborg, 2013.
 - [82] Energy on numbers, "Capacity factors at Danish offshore wind farms," 21 Januari 2014. [Online]. Available: <http://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>. [Använd 26 Februari 2014].
 - [83] LORC, "Horns Rev 2 Offshore Wind Farm," [Online]. Available: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/horns-rev-2>. [Använd 24 Juni 2014].
 - [84] Å. Jenssen, F. Krönert, J. Wolst och B. Tennbakk, "Offshore wind farms as joint projects," THEMA report 2013-12, Thema Consulting Group, Oslo, 2013.
 - [85] H. Malmberg, "Havsbaserad vindkraft i Östersjön - Inventering av frågeställningar och analys av förutsättningar för lönsamhet," 2012.
 - [86] The International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2012," IRENA, Bonn, 2012.
 - [87] B. Stridh och L. Hedström, "Solceller – Snabbguide och anbudsformulär," Elforsk, Stockholm, 2011 (Elforsk Rapport 2011:27).
 - [88] B. Stridh, Personlig kommunikation, *Solenergiexpert*, ABB. 7 maj 2014.
 - [89] C. Kost, J. Mayer, J. Thomsen, N. Harmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, N. Saad och T. Schlegl, "Levelized cost of electricity renewable energy technologies," Fraunhoferinstitut For Solar Energy systems I S E, Freiburg, 2013.
 - [90] B. Stridh, S. Yard, D. Larrson och B. Karlsson, "Production cost of PV electricity in Sweden," ABB Corporate Research, Mälardalen University,

- Lund University, Direct Energy, Västerås, 2013.
- [91] B. Ricardo, Personlig kommunikation, *Forskare vid Energi och ByggnadsDesign*. 11 januari 2014.
 - [92] Elforsk, "SolElprogrammet - Energiberäkningar," [Online]. Available: <http://www.solelprogrammet.se/projekteringsverktyg/energiberakningar/>. [Använd 16 maj 2014].
 - [93] Euronom AB, "Världsmästare på solpaneler," [Online]. Available: http://www.euronom.se/269_SUN_POWER__Solpaneler. [Använd 28 mars 2014].
 - [94] NREL National Center for Photovoltaics, "Best Research-Cell Efficiencies," 07 mars 2014. [Online]. Available: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg. [Använd 07 mars 2014].
 - [95] Y. D. Goswam, F. Kreith och J. F. Kreider, Principles of Solar Engineering, New York: Taylor & Francis Group, 2000.
 - [96] J. Lindahl, "National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2013," International Energy Agency, Uppsala, 2014.
 - [97] A. Jäger-Waldau, "PV Status Report 2013," European Commission, DG Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit, Italien, 2013.
 - [98] B. Burger, "Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE," 9 januari 2014. [Online]. Available: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>. [Använd 7 mars 2014].
 - [99] P. Mints, "April Fools, Magical Thinking, and PV Manufacturer Shipment Announcements," Renewable Energy World.com, 2014.
 - [100] J. Paradis, "Lönsam solel? Faktorer för en lyckad implementering av solceller," Västra Götalandsregionen, 2012.
 - [101] Solibro, "Cigs Solar Module SL2," 2014. [Online]. Available: http://www.directenergy.se/dokument/datablad/Datasheet_SL2_G1.4_EN_2012_09_27.pdf. [Använd 28 mars 2014].
 - [102] Uppsalahem, "Frodeparken," 2013. [Online]. Available: <https://www.upsalahem.se/PageFiles/5089/fakta-frode.pdf>. [Använd 30 april 2014].
 - [103] Absolicon, "Värme och el till närvärmenät," 07 mars 2014. [Online]. Available: <http://www.absolicon.se/case/baverglantan-smedjebacken/>. [Använd 04 mars 2014].
 - [104] Absolicon, "Härnösands Energipark," [Online]. Available: http://www.absolicon.se/wp-content/uploads/2012/05/energi_park_absolicon.pdf. [Använd 13 mars 2014].
 - [105] J. Paradis, Personlig kommunikation, *Drift och underhåll av solcellsanläggningar, Energibanken*. 20 mars 2014.
 - [106] D. H. K. Sven-Ingvar Petersson, Personlig kommunikation, *Drift och underhåll för solcellsanläggningar*. 6 mars 2014.
 - [107] K. Bengtsson, Personlig kommunikation, *Drift och underhåll*

- solcellsanläggningar, Euronom*. 25 mars 2014.
- [108] Energimyndigheten, "Stöd till solceller," 29 januari 2014. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/>. [Använd 7 mars 2014].
- [109] A. Borg och N. Ekstrand, "Skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el," Finansdepartementet, Stockholm, 2014.
- [110] Opcon Energy Systems, "Opcons ORC-system i Opcon Powerbox," [Online]. Available: http://www.opcon.se/web/Opcons_ORC-system_1_1.aspx. [Använd 1 september 2014].
- [111] E.ON, "Hur ser ett värmeföretag på småskalig kraftvärme," 21 Februari 2013. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/sv/document/view/24081091/7-eon-hur-ser-ett-varmefaretag-pa-smaskalig-kraftvarmepdf>. [Använd 26 Juni 2014].
- [112] L. Waldheim och E. K. Larsson, "Inventering av framtidens el-och värmeproduktionstekniker, Delrapport Förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme," Elforsk, Stockholm, 2008 (Elforsk Rapport 2008:78).
- [113] C. Breitholtz, "The biomass gasification plant to Vaskiluodon Voima in Vaasa and two more ongoing gasification projects," i *SolanderSymposium*, 2011.
- [114] RICARDO-AEA, "Case Study 1 - Lahti Gasification Facility, Finland," Zero Waste South Australia, 2013.
- [115] C. Breitholtz, Personlig kommunikation, *Utvecklingsingenjör, Valmet*. 19 februari 2014.
- [116] Energinet.dk, "Technology data for energy plants," Energistyrelsen, Danmark, 2012.
- [117] React Energy, "Newry Biomass Limited," 2014. [Online]. Available: <http://www.reactenergyplc.com/projects/32-newry-biomass-4mw-chp-northern-ireland>. [Använd 6 maj 2014].
- [118] Zeropoint Cleantech, "Zeropoint Cleantech News," 6 augusti 2012. [Online]. Available: <http://www.zeropointcleantech.com/news>. [Använd 6 maj 2014].
- [119] T. Henderson, "Proposal for planning permit, Energyforlondon.org," 27 juli 2010. [Online]. Available: <http://www.energyforlondon.org/wp-content/uploads/2013/03/Kedco-Biomass-Planning-Report.pdf>. [Använd 6 maj 2014].
- [120] Babcock & Wilcox Völund, "Gasification of wood chips," [Online]. Available: http://www.volund.dk/en/Biomass_energy/Technologies/~/_media/Downloads/Brochures%20-%20BIO/Biomass%20gasification%20plants.ashx. [Använd 6 maj 2014].
- [121] J. Rusanova, "Technological Alternatives or Use of Wood Fuel in Combined Heat and Power Production," *Environmental and Climate Technologies*, vol. 12, pp. 10-14, 2013.
- [122] IVL Svenska Miljöinstitutet, "Förutsättningar för avskiljning och lagring

- av koldioxid (CCS) i Sverige," Rapport B1969, IVL Svenska Miljöinstitutet, Stockholm, 2011.
- [123] Global CCS Institute, "The Global Status of CCS - February 2014," Global CCS Institute, 2014.
- [124] SaskPower, "Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration Project," April 2012. [Online]. Available: http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/clean_coal_information_sheet.pdf. [Använd 20 Mars 2014].
- [125] SaskPower, "Update on SaskPower's Carbon Capture Test Facility," 13 Juni 2014. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=B8Wp88qQSI&feature=youtu.be>. [Använd 1 Juli 2014].
- [126] Zero Emissions Platform, "The Costs of CO2 Capture, Transport and Storage," European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2011.
- [127] E. Wetterlund, K. Pettersson och S. Harvey, "INTEGRATING BIOMASS GASIFICATION WITH PULP AND PAPER PRODUCTION – SYSTEMS ANALYSIS OF ECONOMIC PERFORMANCE AND CO2 EMISSIONS," i *22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Foz do Iguaçu, 2009.
- [128] P. Holmberg, M. Andersson, B. Bolund och K. Strandanger, "Wave Power," Elforsk, Stockholm, 2011 (Elforsk Rapport 2011:02).
- [129] Framtidens Energi, "Premiär för Sveriges första stora vågkraftspark," 31 Januari 2014. [Online]. Available: <http://framtidensenergi.net/foretagspresentation/premiar-for-sveriges-forsta-stora-vagkraftspark/>. [Använd 3 Februari 2014].
- [130] Seabased, "Bildarkiv," [Online]. Available: <http://seabased.com/sv/nyhetsrum/bildarkiv>. [Använd 1 september 2014].
- [131] IPCC, "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation," Cambridge University Press, New York, 2012.
- [132] Seabased AB, "Vågkraft i Sotenäs," [Online]. Available: <http://www.seabased.com/sv/projekt/sotenaes>. [Använd 18 Februari 2014].
- [133] Energinyheter.se, "Första vågkraftsverken nu i havet," 3 Juli 2014. [Online]. Available: <http://www.energinyheter.se/2014/07/f-rsta-v-gkraftverken-nu-i-havet>. [Använd 4 Juli 2014].
- [134] Energinyheter.se, "Världens största vågkraftspark påbörjad," 2 Juli 2014. [Online]. Available: <http://www.energinyheter.se/2014/07/v-rldens-st-rsta-v-gkraftspark-p-b-rjad>. [Använd 4 Juli 2014].
- [135] Pelamis Wave Power, "About Pelamis Wave Power," [Online]. Available: <http://www.pelamiswave.com/about-us>. [Använd 18 Februari 2014].
- [136] Ernst & Young, "Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in the UK," DECC, 2010.

- [137] Johansson, Billy, "Webbsänt möte om den maritima strategin," 19 Februari 2014. [Online]. Available: <http://www.regeringen.se/pub/road/Classic/article/19/jsp/Render.jsp?a=234259&x=xml&filmId=0&popup=true&seek=22>. [Använd 24 Mars 2014].
- [138] Strategic Initiative for Ocean Energy, "Ocean Energy: Cost of Energy and Cost Reduction Opportunities," 2013.
- [139] Carbon Trust, "Why it's time to get serious about wave power," 22 Oktober 2012. [Online]. Available: <http://www.carbontrust.com/news/2012/10/why-its-time-to-get-serious-about-wave-power>. [Använd 18 Februari 2014].
- [140] Skatteverket, "Skatteverkets allmänna råd om riktvärdeangivelser och grunderna för taxeringen och värdesättningen av elproduktionsenheter vid 2013 års allmänna fastighetstaxering," 31 Augusti 2012. [Online]. Available: <http://www.skatteverket.se/rattsinformation/reglerochstallningstaganden/allmannarad/2012/allmannarad2012/skva201209.5.71004e4c133e23bf6db8000104742.html>. [Använd 25 Februari 2014].

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

**Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se**