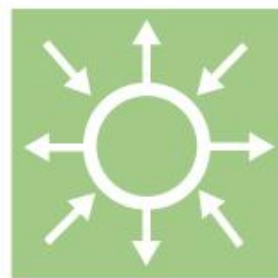
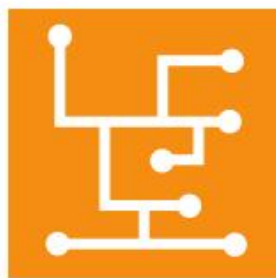


Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion

Syntesrapport

Elforsk rapport 08:74



Clas Ekström, Vattenfall Research and Development AB Juni 2009

ELFORSK

Inventering av framtidens produktionstekniker för el- och värmeproduktion

Syntesrapport

Elforsk rapport 08:74

Juni 2009

Förord

Fokus för projektet har varit framtida möjlig utveckling av olika produktionstekniker för kraft- och värmeproduktion med bedömning av prestanda samt när en eventuell implementering och kommersialisering kan vara möjlig. Att kunna göra en sådan bedömning är av största vikt för att kunna planera inför kommande förändringar och investeringar och när dessa kan komma, men också för att kunna sätta in de FoU-resurser som erfordras.

Projektet har genomförts som olika deluppdrag inom de olika produktionsområdena med föreliggande sammanfattande syntesrapport. Clas Ekström, Vattenfall Research and Development, har varit projektledare. Deluppdragen finns avrapporterade i enskilda Elforsk-rapporter som också finns tillgängliga på Elforsks hemsida www.elforsk.se.

Projektet har finansierats av AB Fortum Värme samägt med Stockholms stad, E.ON Värmekraft Sverige AB och E.ON Värme Sverige AB, Jämtkraft AB, Krafteringen Produktion AB, Mälarenergi AB, Skellefteå Kraft AB, Umeå Energi AB, Vattenfall AB, Öresundskraft AB samt av Statens Energimyndighet.

Projektet har följts av en styrgrupp bestående av Björn Fredriksson Möller E.ON Värmekraft, Mikael Palmgren E.ON Värme, Sten Grahn Fortum Värme, Anders Johansson och Svante Söderholm Statens Energimyndighet, Maria Jonsson och Leif Liinanki Vattenfall Research and Development, Ulf Lindqvist Jämtkraft, Magnus Stenvall och Jörgen Carlsson Umeå Energi samt Lars Wrangensten Elforsk.

Elforsk tackar styrgruppen för värdefulla synpunkter och uppslag.

Lars Wrangensten
Elforsk AB
Programområde El- och Värmeproduktion
Juni 2009

Sammanfattning

Vision och mål

Den övergripande visionen med projektet har varit att ta fram troliga utvecklingsscenarier för olika el- och värmeproduktionstekniker samt att kunna visa på de möjligheter som ges vid en implementering samt när denna kan komma. Målet har varit att identifiera möjliga teknikkliv för tänkbara produktionstekniker för el och fjärrvärme i tidsperspektivet åren 2020 och 2030.

Studerade produktionstekniker

Delstudier har genomförts för olika tänkbara produktionsalternativ;

- Ångbaserad värmekraft (storskalig elproduktion) och kraftvärmeproduktion (förbränningsanläggningar för biobränslen och avfall).
- Förgasningsanläggningar (IGCC) innefattande både gasturbiner och gasmotorer.
- Tänkbara kombinatsanläggningar exempelvis i samarbete med processindustrin.
- Vindkraft
- Kärnkraft
- Småskalig distribuerad produktion (Organisk Rankine-Cykel ORC, bränsleceller och solceller) samt vågkraft.

Vattenkraft har inte studerats inom projektet men möjligheter kring framtida miljöanpassad vattenkraft kommenteras i denna syntesrapport.

För att utreda möjligheterna med energilagring kopplat till intermittenta produktionstekniker (vindkraft, solceller, vågkraft) har också en delstudie genomförts inom detta område.

Möjliga utvecklingsscenarier för projektet

Som basscenario för projektet valdes Svensk Energi:s analys av hur EU-kommissionens mål för minskade CO₂-utsläpp, andel förnybar energi samt energieffektivisering, skulle kunna realiseras i Sverige.

För att definiera alternativa trendriktningar som kan tänkas påverka förutsättningarna för utveckling och implementering av studerade tekniker på andra sätt/i andra riktningar än i basscenarioet, valdes ytterligare två scenarier – "Fokus på klimatmål som överordnat användning av förnybar energi" samt "Klimatmålen ska uppnås enbart med Energieffektivisering och förnybar energi". Dessa scenarier har inte kvantifierats, då det ej bedömdes behövas för att de skulle kunna beaktas i detta projekt.

Konkurrenskraftiga tekniker för Sverige

Det bör observeras att de bedömningar som gjorts av utvecklingsläge och framtida potential för olika tekniker avspeglar dagens situation och kan komma att ändras med tiden. Projektets resultat och slutsatser skall endast

ses som en av flera nödvändiga delar av underlag till långsiktiga investeringsbeslut.

Projektet har, baserat på resultaten, dragit följande slutsatser m.a.p. potentiellt konkurrenskraftiga tekniker:

Storskalig elproduktion

Ny storskalig elproduktion för baslast - utöver effektförstärkningar i svenska kärnkraftverk och en femte och sjätte finsk kärnkraftreaktor - bedöms enligt analyser inom Elforsk:s "Roadmap" projekt bli aktuell i Norden först när befintliga kärnkraftverk behöver ersättas med ny kraftproduktion. De alternativ som framstår som mest attraktiva för Sverige är då:

- Kärnkraft kan sannolikt bli det mest konkurrenskraftiga alternativet, speciellt om bränslepriser blir höga och/eller teknikneutrala klimatrelaterade styrmedel fortsätter att vara på plats. Kärnkraftverk tar dock mycket lång tid att bygga och behovet av omfattande kontroll och övervakning av all hantering av klyvbart material p.g.a. de risker som är förknippade med detta, gör dock att kärnkraft ständigt är politiskt kontroversiell. Om/när Gen IV kan realiseras, bör dock problematiken kring klyvbart material kunna reduceras väsentligt, förutsatt att de omfattande internationella FoU-programmen blir framgångsrika.
- Om ny kärnkraft inte blir accepterad i Sverige, framstår stora fossilbränsleeldade kraftverk försedda med CCS som det mest attraktiva alternativet när ny storskalig elproduktion behövs. En förutsättning för att CCS ska gå att motivera ekonomiskt blir då att tillräckligt kraftfulla klimatrelaterade styrmedel, som inkluderar CCS, då är implementerade. Relationen mellan gas- och kolpriser påverkar respektive tekniks konkurrenskraft.

Förnybar elproduktion

EU:s mål för CO₂-reduktion och förnybar energi (och därav föranledda klimatrelaterade styrmedel) gör enligt analyser inom Elforsk:s "Roadmap" projekt att nästan all ny kraft som byggs i Norden inom de kommande två decennierna kommer att bli förnybar. De alternativ som framstår som mest attraktiva för Sverige är då:

- Miljöanpassad vattenkraft framstår som det mest konkurrenskraftiga alternativet, dessutom helt oberoende av såväl bränslepriser som styrmedel. Potentialen begränsas dock av krav på att bygga med inga/minimala ingrepp i landskap och natur samt ekologiska hänsyn styrda av EU:s vattendirektiv.
- Kraftvärme med ångcykel är det idag mest kostnadseffektiva alternativet för biobränslebaserad kraftproduktion, och med högt bränsleutnyttjande. Kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion är dock en förutsättning. Potentialen begränsas i första hand av tillgängliga fjärrvärmeunderlag. Förgasning med gasturbin eller gasmotor ger för anläggningar upp till ca 50 MW el högre elverkningsgrader, dock till högre kostnader idag.
- Vindkraft har tack vare snabb internationell expansion blivit konkurrenskraftig, dock endast med hjälp av kraftfulla klimatrelaterade

styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av möjlig andel som kan integreras i elnätet m.h.t. att produktionen är helt beroende av vindförhållanden. Möjlighet till el/energilagring skulle kunna öka användbarheten.

- Indirekt sameldning av biobränslen genom förgasning är ett kostnadseffektivt sätt att elda biobränslen i stora pannor med bibehållna elverkningsgrader, och kan med mer långtgående gasrening även göra det möjligt att på ett kostnadseffektivt sätt använda "svåra" biobränslen och avfall för kraftvärmeproduktion.
- Vågkraft är ett lovande framtida alternativ i tidig utvecklingsfas. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av möjlig andel som kan integreras i elnätet m.h.t. att produktionen blir helt beroende av vågor.

Produktion av förädlade biobränslen och drivmedel ur lignocellulosa i kombinat med kraftvärme och fjärrvärme.

För samtliga alternativ som studerats är kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion en förutsättning för konkurrenskraft. Kombinat med kraftvärme eller fjärrvärme förbättrar det totala bränsleutnyttjandet.

- Uppgradering av fasta biobränslen till pellets gör det möjligt att elda dessa i enklare anläggningar och/eller få ekonomi vid längre bränsletransportavstånd, och är idag konkurrenskraftigt. Torrifisering kan bli av intresse om ökad lagringsbarhet och bättre malbarhet efterfrågas.
- Pyrolysolja kan eldas i enkla anläggningar, och skulle möjliggöra kostnadseffektiv användning även av "svåra" biobränslen. Infrastruktur och hantering måste dock anpassas till att pyrolysolja är korrosiv och inte är lagringsbeständig.
- Alla studerade biobränslebaserade drivmedelsalternativ förutsätter för potentiell konkurrenskraft minst lika kraftfulla styrmedel som idag inom transportsektorn. Biogas kan med dagens förutsättningar konkurrera med bensen, men potentialen begränsas av tillgängliga naturgasnät eller annan lämplig infrastruktur för distribution. Etanol har potential att, förutsatt framgångsrik pågående FoU, kunna produceras till konkurrenskraftig kostnad i anläggningar med lämpliga storlekar för biobränslen. För flytande drivmedel framställda via termisk förgasning, krävs betydligt större anläggningar för potentiellt konkurrenskraftiga kostnader. Pågående FoU och demonstrationer måste dessutom bli framgångsrika.

Idag ej kommersiella tekniker för småskalig elproduktion

De tekniker som framstår som mest lovande för Sverige har olika användningsområden:

- ORC är idag inte konkurrenskraftig men har potential att användas för elproduktion ur spillvärme till konkurrenskraftiga kostnader, och små biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk kan bli konkurrenskraftiga med kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion.

- Solceller genomgår en snabb teknikutveckling och internationell expansion, vilket förväntas resultera i konkurrenskraftiga kostnader i "distributed generation" i framtiden, dock sannolikt endast m.h.a. fortsatt kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av att produktionen är helt beroende av solinstrålning samt att stora ytor krävs. Möjlighet till el/energilagring skulle kunna öka användbarheten. Processtekniken för tillverkning av solceller är idag en bromsande faktor och behöver förbättras. Potential finns att höja effektiviteten 30-40 %.

Stationära bränsleceller bedöms ej ha någon betydande potential i det svenska elsystemet. De kan dock inom den studerade tidsperioden bli konkurrenskraftiga speciellt för användning vid biogasanläggningar, där den höga verkningsgraden kan utnyttjas. Det är viktigt att följa den internationella utvecklingen inom området eftersom betydande satsningar görs internationellt.

Svenska företag, universitet och högskolor föreslås bedriva och delta i ett antal FUD-aktiviteter med syfte att vidareutveckla och implementera de tekniker som bedömts mest konkurrenskraftiga för Sverige.

Fortsatt arbete

Teknik- och kostnadsläge och därmed relativ konkurrenskraft mellan olika produktionstekniker är intimt sammanlänkade och kan komma att ändras med tiden. Därför föreslås en "sammanslagning" av kommande uppdateringar – vartannat år - av Elforskprojekten "Inventering av produktionstekniker för el och värmeproduktion" och "El från nya anläggningar". Dessa uppdateringar bör tidskoordineras med uppdatering av Elforsks "Roadmap" projekt, eftersom även omvärldsscenarier bör uppdateras.

Summary

Vision and aims

The overall vision of the project has been to produce likely development scenarios for various electricity and heat generation techniques, to indicate the possibilities provided by their implementation, and to give an indication of when implementation could be effected. The aim has been to identify possible technical advances in electricity and district heating generation techniques from a 2020 and 2030 time perspective.

The production techniques studied

Sub-studies have been carried out on various possible production alternatives:

- Steam cycle based thermal power and combined heat and power production (combustion plants for bio fuel and waste).
- Gasification plants (IGCC) comprising both gas turbines and gas engines.
- Possible combination plants, e.g. in connection with the processing industry
- Wind power
- Nuclear power
- Small-scale distributed generation (Organic Rankine Cycle ORC, fuel cells and solar cells) and wave power.

Hydro power has not been studied within the project; the possibilities surrounding future environmentally-adapted hydro power are however commented on in this synthesis report.

To examine the possibilities of energy storing linked to intermittent production techniques (wind power, solar cells, and wave power), a sub-study was carried out in this field.

The project's possible development scenarios

As a basic scenario, the project chose SwedEnergy's analysis of how the European Commission's aims for reducing carbon dioxide emissions and increasing renewable energy and energy efficiencies could be implemented in Sweden.

In order to define alternative trends which could affect implementation and development conditions of the techniques studied in other ways than in the basic scenario, two other scenarios were chosen, namely "Focusing on climate aims above the use of renewable energy" and "Achieving climate aims solely on the basis of increased energy efficiencies and renewable energy". These scenarios have not been quantified, as this was not judged necessary for them to be taken into account in this project.

Competitive techniques for Sweden

It should be observed that the judgements made on development status and future potential for various technologies reflect the situation today and may become changed in course of time. The results and conclusions from the

project should only be regarded as one of several necessary components of the basis for long term investment decisions.

Based on results, the project's findings regarding potentially competitive techniques are as follows:

Large-scale electricity production

According to analyses conducted in Elforsk's "Roadmap" project, capacity increases in Swedish nuclear power plants and a further two Finnish nuclear reactors mean that there will be no need for new large-scale electricity generation for base load in the Nordic region until such time as it becomes necessary to replace existing nuclear power plants with new power production. The most attractive alternatives for Sweden then, are as follows:

- Nuclear power could prove to be the most competitive alternative, especially if fuel prices rise and/or technically neutral climate-related control measures continue to be in place. Constructing nuclear power plants is very time-consuming however, and the extensive control and supervision necessary in all handling of fissile material - given its high risk factor - makes nuclear power an object of constant political controversy. If and when Gen IV is implemented however, much of the problem surrounding fissile material should be drastically reduced, provided the extensive international R&D programmes become successful.
- If new nuclear power is not accepted in Sweden, the most attractive alternative in the quest for new large-scale electricity generation would appear to be large fossil fuel fired plants equipped with CCS. The economic justification for CCS relies on a sufficient number of effective climate-related control measures (which include CCS) being implemented by that time. The relationship between gas and coal prices will affect the competitiveness of the respective technologies.

Renewable electricity generation

According to the analyses in Elforsk's "Roadmap" project, the EU's aims for carbon dioxide reduction and renewable energy (along with the climate-related control measures these have given rise to), signify that almost all new power capacity erected in the Nordic area in the next two decades will be renewable. The most attractive alternatives for Sweden are as follows:

- Environmentally-adapted hydropower appears to be the most competitive alternative, and is furthermore not affected by either fuel costs nor control measures. Its potential is however restricted by demands that there should be minimal - if any - encroachments on landscape and nature, and by ecological concerns arising from the EU's Water Framework Directive.
- Combined heat and power with a steam cycle is currently the most cost-effective alternative for bio fuel based power production, and it also provides optimal utilization of fuel. A pre-condition for this, however, is effective climate-related control measures and control measures favouring renewable energy. The potential here is restricted mainly by the amount of available district heating demands. Gasification with gas turbines or gas engines ensures higher electricity efficiency for plants up to 50 MW, although costs are currently high.

- Wind power has become competitive owing to fast international expansion, although only on the strength of effective climate-related control measures and measures favouring renewable energy production. An obvious advantage with wind power is that it is not affected by fuel prices. Its potential is restricted by the quantities that can be integrated into the electricity network, given that production is reliant on wind conditions. The possibility of storing electricity/energy could increase its usability.
- Indirect co-firing of bio fuels by gasification is a cost-effective method of burning bio fuel in large furnaces while maintaining electricity efficiency, and subsequent to more extensive gas purification could even enable the use of “problematic” bio fuels and wastes in the production of cost-effective combined heat and power.
- Wave power is a promising future alternative, although currently at an early stage of development. An obvious advantage is that it is not affected by fuel prices. Its potential is restricted by the quantities that can be integrated into the electricity network, given that production is entirely reliant on waves.

Production of refined bio-fuels and ligno-cellular-based automotive fuels in combination with combined heat and power and district heating.

All of the alternatives studied depend on effective climate-related control measures and control measures which favour renewable energy production in order to be competitive. Combined plants with combined heat and power or district heating improve the overall utilization of fuel.

- Upgrading solid bio fuels to pellets is currently a competitive option, as it makes it possible to combust them in more simple plants and/or balance the cost of transporting fuels long distances. Torrifaction could prove an interesting option should there be a demand for prolonged storing ability and improved grindability.
- Pyrolysis oil can be burned in simple plants, and would also enable a cost-effective use of “problematic” bio fuels. Infrastructure and handling must however be adapted to the fact that pyrolysis oil is corrosive and unstable for storing.
- The competitiveness of all bio fuel based automotive fuel alternatives studied pre-supposes that future control measures within the transport sector are equally effective as those currently in place. Under current conditions biogas is a competitive alternative to petrol, but its potential is curbed by the restricted availability of natural gas networks or other suitable infrastructure for distribution. Provided ongoing R&D is successful, ethanol can potentially be produced at competitive costs in plants suitably sized for bio fuel. In order to make liquid fuels produced through a process of thermal gasification potentially cost competitive, considerably larger plants are required. This is also dependent on the success of ongoing R&D and demonstrations.

Currently not commercial techniques for small-scale electricity generation

The techniques which appear most promising for Sweden have various fields of application:

- ORC is currently not competitive, but could potentially be used for producing electricity from waste heat at competitive costs, and small bio fuel powered ORC combined heat and power plants have the potential to become competitive if effective climate-related control measures and control measures favouring the production of renewable energy are in place.
- Solar cells are undergoing rapid technical development and international expansion, which is expected to result in competitive costs in the "distributed generation" of the future, although probably only on the condition that effective climate-related control measures and control measures favouring renewable energy production continue to be in place. An obvious advantage of this technique is that it is not affected by fuel costs. Its potential is restricted by the fact that production is totally reliant on solar rays reaching the cells and by the large areas required. The possibility of storing electricity/energy could enable greater usability. The current process technologies used in the manufacture of solar cells is an impeding factor that requires development. There is potential for increasing efficiency by 30 – 40%.

Stationary fuel cells are judged to have no significant potential for the Swedish electricity system. They may however become competitive for biogas applications, which could profit from their high efficiencies, within the time perspective studied. It is important to watch the extensive ongoing international developments.

Swedish companies, universities and colleges are encouraged to take part in a number of RD&D activities aimed at further developing and implementing the techniques considered most competitive for Sweden.

Continued work

Technology and cost levels are closely linked to the relative competitiveness of the various production techniques, and may be subject to change over time. For this reason it is proposed to amalgamate future project updates of Elforsk's "Inventory of production techniques for electricity and energy production" and "Electricity from new plants" at two-year intervals. These updates should be coordinated to time with the project updates of Elforsk's "Roadmap", since these scenarios also require updating.

Innehåll

1	Bakgrund till projektet	1
1.1	Syfte och mål	1
1.2	Produktionsteknikområden	1
1.3	Finansiärer	1
2	Möjliga utvecklingsscenarier för kraftproduktionssystemet	3
2.1	EU:s föreslagna mål	3
2.2	Det europeiska kraftsystemet	3
2.3	Det svenska energisystemet	4
2.4	Referensram för projektet	5
3	Teknikläget idag och möjlig utveckling i tidsperspektivet 2020/2030 ur ett svenskt perspektiv	7
3.1	Pannor/förbränning/ångcykel/gasturbiner för kraft- och fjärrvärmeproduktion.....	7
3.1.1	Ångbaserad värmekraft	7
3.1.2	Biomasse- eller avfallseldade kraftvärme- och fjärrvärmelanläggningar	9
3.1.3	Gasturbiner i kombikraftverk.....	10
3.2	Biobränslebaserad förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme	11
3.2.1	BIG-CC (Förgasning med gasturbin).....	11
3.2.2	BIG-ICE (Förgasning med motor)	14
3.2.3	Indirekt sameldning av biobränslen och avfall i mesaugnar, stora kolpannor genom förgasning	15
3.3	Kombinatlösningar	16
3.3.1	Uppgradering av fasta bränslen	17
3.3.2	Jäsning och rötning	19
3.3.3	Termisk förgasning	21
3.4	Kärnkraft	24
3.4.1	De kärnkraftverk som är i drift idag – Gen II.....	25
3.4.2	De kärnkraftverk som byggs nu – Gen III	25
3.4.3	Framtida kärnkraftverk – Gen IV	26
3.4.4	Vision om långsiktigt uthålliga kärnkraftssystem med Gen IV. ...	26
3.5	Vindkraft.....	27
3.5.1	Teknikkoncept.....	27
3.5.2	Stora nätanslutna vindkraftturbiner kan ge signifikanta bidrag till elförsörjningen.....	27
3.5.3	Små icke nätanslutna vindkraftturbiner.	29
3.5.4	Forskning och utveckling	30
3.6	Småskaliga idag ej kommersiella tekniker samt vågkraft.....	30
3.6.1	Stationära bränsleceller.....	31
3.6.2	ORC (Organic Rankine Cycle)	33
3.6.3	Solceller	34
3.6.4	Vågkraft	36
3.7	Energilagring	36
3.8	Vattenkraft.....	38
3.8.1	Ny miljöanpassad vattenkraft.....	38
3.9	Kostnadsöversikt.....	40
4	Slutsatser	42
4.1	Konkurrens mellan de olika produktionsteknikerna?	42
4.2	Bedömning av mest konkurrenskraftiga tekniker för Sverige	51
4.3	FUD för mest konkurrenskraftiga tekniker	53

5	Fortsatt arbete	56
6	Referenser	58

1 Bakgrund till projektet

1.1 Syfte och mål

Den övergripande visionen med projektet har varit att ta fram troliga utvecklingsscenarier för olika el- och värmeproduktionstekniker samt att kunna visa på de möjligheter som ges vid en implementering samt när denna kan komma.

Målet har varit att identifiera möjliga teknikliv för tänkbara produktionstekniker för el och fjärrvärme i tidsperspektivet åren 2020 och 2030.

1.2 Produktionsteknikområden

Inom projektet har följande produktionstekniker studerats genom delstudier:

- Ångbaserad värmekraft (storskalig elproduktion) och kraftvärme-produktion (förbränningsanläggningar för biobränslen och avfall). Om CO₂-avskiljning i samband med förbränning av biobränslen är en trolig framtida teknik ingick att studeras.
- Förgasningsanläggningar (IGCC) innefattande både gasturbiner och gasmotorer.
- Tänkbara kombinatsanläggningar exempelvis i samarbete med processindustrin.
- Vindkraft
- Kärnkraft
- Småskalig distribuerad produktion (exempelvis Organisk Rankine-Cykel ORC, bränsleceller och solceller) samt vågkraft.

För att utreda möjligheterna med energilagring kopplat till intermittenta produktionstekniker (vindkraft, solceller, vågkraft) har också en delstudie genomförts inom detta område.

För samtliga av ovanstående produktionstekniker har möjliga teknikutvecklingsscenarier tagits fram, vilken påverkan och vilka möjligheter en eventuell implementering förväntas ge samt när denna kan inträffa.

Vattenkraft har inte studerats inom projektet men möjligheter kring framtida miljöanpassad vattenkraft kommenteras i denna syntesrapport.

1.3 Finansiärer

Projektet har finansierats av nedanstående industriföretag till 50 % och av Statens Energimyndighet till 50 %.

Deltagande industriföretag har varit:

- EON Värme och E.ON Värmekraft
- Fortum Värme
- Jämtkraft AB
- Krafteringen Produktion AB
- Mälarenergi AB
- Skellefteå Kraft AB
- Umeå Energi AB
- Vattenfall AB
- Öresundskraft Produktion AB

2 Möjliga utvecklingsscenarier för kraftproduktionssystemet

2.1 EU:s föreslagna mål

EU-kommissionen lade den 23 januari 2008 fram sitt energi- och klimatpaket och i december 2008 nåddes en överenskommelse med EU-parlamentet. Målet med åtgärds paketet är att minska utsläppen av växthusgaser med minst 20 procent jämfört med 1990 och att öka andelen förnybar energi i EU från 8,5 till 20 procent fram till 2020.

Målet om utsläppsminskningar på 20 procent jämfört med 1990 motsvarar en minskning med 14 procent jämfört med nivån år 2005. Minskningen ska nås dels inom systemet för handel med utsläppsrätter, dels genom åtgärder i andra sektorer. Handelssystemet kommer att utvidgas och antalet utsläppsrätter kommer att minskas efter hand så att de utsläpp som täcks av systemet minskar med 21 procent jämfört med 2005 års nivåer.

Inom sektorer som inte omfattas av handelssystemet ska utsläppen i genomsnitt minska med 10 procent jämfört med 2005. För Sveriges del ska minskningen inom sektorer utanför handelssystemet vara 17 procent.

För att nå målet om 20 procent förnybar energi till 2020 sätter kommissionen individuella och obligatoriska mål för alla EU-länder, som för Sveriges del innebär en ökning från 40 till 49 procent förnybar energi.

2.2 Det europeiska kraftsystemet

EU:s mål för minskade CO₂-utsläpp kan uppnås på flera sätt, med varierande inverkan på Europas energisystem. I samband med arbetet med att definiera utgångspunkterna för detta projekt, har två huvudlinjer identifierats:

a) Fokus på klimatmål som överordnat användning av förnybar energi

Denna väg förordas och har analyserats bl.a. av Eurelectric i ett scenario benämnt "Role of Electricity". Svensk Energi:s analys av hur EU-kommissionens mål för minskade CO₂-utsläpp, andel förnybar energi samt energieffektivisering, skulle kunna realiseras i Sverige, präglas av likartade synsätt. Dessa scenarier karaktäriseras av:

- Hårt tryck på effektivisering hos såväl användare som producenter – med nya tekniker såväl som t.ex. logistik som minskar transportbehov
- Även fokus på kraftvärme
- Fokus på förnybar energi – vind, biomassa, vattenkraft
- Fokus på kärnkraft – nya kärnkraftverk även i Sverige
- CCS implementeras – val av kol eller naturgas styrs av tillgång/efterfrågan/geopolitik, vilket i sin tur styr bränslepriserna

b) Klimatmålen ska uppnås enbart med Energieffektivisering och förnybar energi

Denna väg förordas av och dess effekter på energisystemen i Europa och andra delar av världen har analyserats av Greenpeace i rapporten "Energy [r]evolution". Dess inverkan på Europas energisystem har även analyserats av Eurelectric i ett scenario "Efficiency & RES". Dessa scenarier karaktäriseras av:

- Hårt tryck på energieffektivisering hos såväl användare som producenter – med nya tekniker såväl som t.ex. logistik som minskar transportbehov. Detta skulle i sin tur påverka efterfrågan på el och fjärrvärme, vilket för Sveriges del har belysts inom Elforsk:s "Roadmap" projekt.
- Även fokus på kraftvärme
- Hårt tryck på förnybar energi – vind, biomassa, vattenkraft
- Kärnkraftens risker bedöms ej acceptabla, varför kärnkraft fasas ut – enligt Greenpeace redan före år 2030
- CCS anses ha risker som ej är acceptabla, och implementeras ej
- Kol kommer följaktligen (globalt) att fasas ut så snabbt det går
- Naturgas betraktas som acceptabel övergångslösning för bl.a. kraftvärme (Greenpeace). Kan leda till ökad naturgasanvändning även i Sverige

2.3 Det svenska energisystemet

Svensk Energi:s analys av hur EU-kommissionens mål för minskade CO₂-utsläpp, andel förnybar energi samt energieffektivisering, skulle kunna realiseras i Sverige, karaktäriseras av:

- Stämmer väl med EU-kommissionens förslag för andel förnybart i Sverige
- Ger t.o.m. lägre CO₂-utsläpp än EU-kommissionens föreslagna krav på Sverige
- Präglas av samma "anda" som Eurelectric:s scenario "Role of Electricity"
- Innebär samtidigt högre – men realistiska – mål för minskade CO₂-utsläpp och användning av förnybar energi än Energimyndighetens långtidsprognos, som avspeglar "business as usual" med de styrmedel som f.n. var beslutade i början av 2008

Se tabell 1 nedan.

Tillförd energi	2005 ⁶ (TWh)	2020 (TWh)	Slutanvändning	2005 ³ (TWh)	2020 (TWh)
Råolja och oljeprodukter	197	157-137	Oljeprodukter	133	93-73
Naturgas	10	15	Naturgas	7	12
Kol och Koks	28	28	Kol och koks mm	17	17
Biobränsle (inkl. torv och avfall) ⁷	112	127-147	Biobränsle (inkl. torv och avfall) ⁷	66	76-86
Värmepumpar, småhus	10	15	Värmepumpar, småhus	10	15-20
FV från Värmepump	6	6	El	131	135-140
Vattenkraft	65	65-70	Fjärrvärme	47	50
Kärnkraft	210	234	SUMMA	411	400-405
Vindkraft	1	11-21	Andel förnybar el 2005	50 %	51-58%
Import/export av el	0	-17--32	Andel förnybar fjärrvärme 2005	58 %	65-68 %
SUMMA	639	641-646			
Total andel förnybar energi	29 %	35-38 %	Total andel förnybar energi	40 %	47-51 %

- Vattenkraftproduktionen 2005 har justerats till normalårsproduktion (från 73 till 65 TWh). Elexporten har därför reducerats lika mycket.
- Värmeenergi som utvinns med värmepumpar i småhus har lagts till i kalkylen, i den förnybara andelen

^{3,6} Källa Energiläget 2006, Energimyndigheten

⁷ Ungefär 93 % av posten "Biobränsle" var förnybart 2005 och samma andel har antagits även 2020. Resterande 7 % var torv och fossilbaserat avfall.

Tabell 1 Analys av EU:s mål utförd av Svensk Energi våren 2008.

2.4 Referensram för projektet

Styrgruppen och projektledningen beslutade i januari 2008 om gemensamma "grundscenarier" för delstudierna.

Scenarierna avspeglar de tänkbara inriktningar och ambitionsnivåer som skulle utgöra grund för delstudierna. En förutsättning var att nya styrmedel kommer att introduceras successivt för att uppfylla de mål som kommer att gälla, varför utformning av tänkbara styrmedel ej skulle analyseras i delstudierna.

Som bas-scenario valdes Svensk Energi:s analys av hur EU-kommissionens mål för minskade CO₂-utsläpp, andel förnybar energi samt energieffektivisering, skulle kunna realiseras i Sverige. Endast bas-scenariot är kvantifierat. (Se avsnitt 2.3)

För att definiera alternativa trendriktningar som kan tänkas påverka förutsättningarna för utveckling och implementering av studerade tekniker på andra sätt/i andra riktningar än i bas-scenariot, valdes ytterligare två scenarier – "Fokus på klimatmål som överordnat användning av förnybar energi" samt "Klimatmålen ska uppnås enbart med Energieffektivisering och förnybar energi". (Se avsnitt 2.2) Dessa scenarier har inte kvantifieras, då det ej bedömdes behövas för att de skulle kunna beaktas i detta projekt.

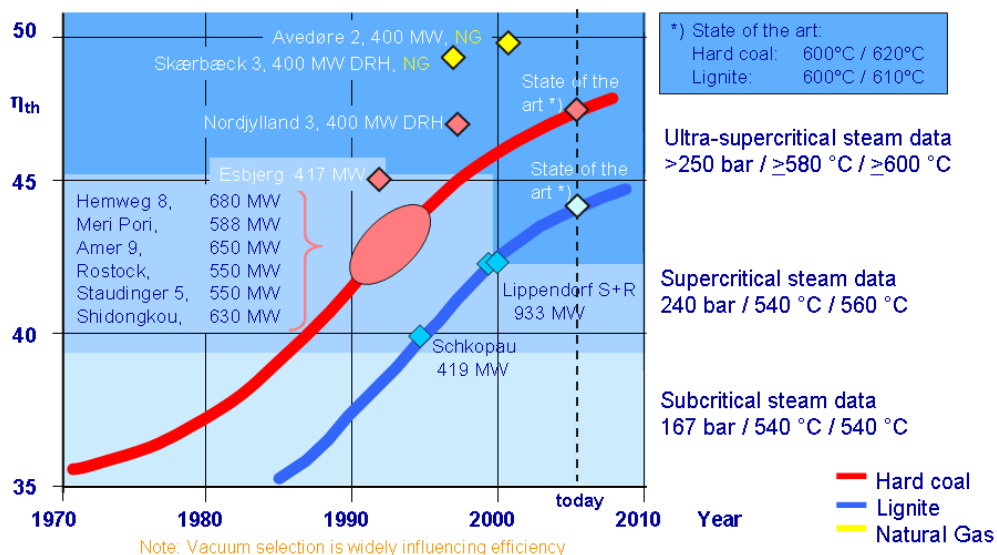
3 Teknikläget idag och möjlig utveckling i tidsperspektivet 2020/2030 ur ett svenskt perspektiv

3.1 Pannor/förbränning/ångcykel/gasturbiner för kraft- och fjärrvärmeproduktion

3.1.1 Ångbaserad värmekraft

I Europa och internationellt satsar de stora kraftbolagen och ledande leverantörerna på mycket stora fossilbränsleeldade kraftverksblock för att hålla nere de specifika investeringskostnaderna.

Främst materialutveckling har resulterat i höga ångtemperaturer – idag 600/620°C för stenkol - och därmed höga elverkningsgrader – för stenkol ca 47% (kondenskraft). Även turbinutveckling och optimeringar av ångsystemen bidrar till denna utveckling. Elverkningsgraderna är även beroende av om kyltorn används eller ej (kondensortemperaturen). Tillåten temperatur på överhettarna i pannorna begränsar ångdata och därmed verkningsgraden, inte ångturbintekniken i sig.



Figur: Utveckling av verkningsgrader för ångbaserade kolkraftverk (Alstom)

Kostnader som angetts i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) för svenska förhållanden och som justerats inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" anges i tabellen nedan.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el ¹
Kolkondenskraftverk, svenska förhållanden			Utan skatter
El från nya anläggningar 2007	400	12.000	Drygt 400
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"		15.000	Drygt 450

De konventionella miljöutsläppen i form av kväveoxider, svavel, klor, tungmetaller, kolföreningar etc. kan tas om hand med idag konventionell teknik, som kan förfinas, men avskiljningsgraden är i huvudsak endast en kostnadsfråga.

Den fortsatta internationella utvecklingen förväntas ha fokus främst på:

- Materialutveckling för att ytterligare höja ångtemperaturer och därmed elverkningsgrader.
 - o Temperaturnivån 700 °C – elverkningsgrad ca 50% för stenkolkondenskraft - anser man ligger inom nära räckhåll. I Europa planerar E.ON att bygga en demonstrationsanläggning år 2014 med denna temperatur. En övre gräns för år 2030 som nämnts är 760 °C och ca 52 % elverkningsgrad för stenkolkondenskraft.
 - o Kostnadsbedömningar för kraftverk med dessa avancerade konstruktionsmaterial indikerar högre investeringskostnader, vilka förhoppningsvis kan kompenseras av lägre driftkostnader i form av minskad bränsleförbrukning och minskat underhållsbehov.
- Utveckling av avskiljning och lagring av CO₂ – CCS (CO₂ Capture and Storage) - för att kunna fortsätta använda fossilbränsleeldade kraftverk utan klimatpåverkan.
 - o För kraftverkskoncept med avskiljning av CO₂ fokuserar man på att minska energiåtgång och tillkommande investering för avskiljning och kompression av CO₂ till lämpligt tryck (mer än ca 100 bar) för transport och lagring. För de tekniker som i Europa planeras att demonstreras runt år 2015 för att sedan bli kommersiellt mogna efter år 2020, minskar elverkningsgraden med knappt 10 %-enheter. En lovande teknik under utveckling är CLC (Chemical Looping Combustion)² har potential för väsentligt lägre intern energiåtgång.
 - o För transport och lagring av CO₂ ligger fokus på att verifiera och demonstrera att detta kan ske på ett säkert sätt och utan negativ miljöpåverkan.

¹ Utan skatter, 6000 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 75 SEK/MWh stenkolkondenskraft

² Syrgastillförseln sker genom att ett material med förmåga att binda och avge syre går i kretslopp mellan en luft- och en bränslereaktor. Rökgasen innehåller efter rening, i stort sett endast vattenånga och koldioxid.

- Kostnader som angetts i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) för svenska förhållanden och som justerats inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" för kolkondenskraftverk med CCS anges i tabellen nedan. En vanlig uppfattning inom EU är att handelssystemet med utsläppsrätter för CO₂ kommer att innebära ett tillräckligt incitament för att kommersiellt mogna kraftverk med CCS (efter år 2020) ska kunna konkurrera kostnadsmässigt med andra storskaliga alternativ för elproduktion. Utvecklingen är dock beroende av att storskaliga demonstrationsanläggningar byggs, vilket troligen kräver nationella och/eller internationella stödprogram.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el ¹
Kolkondenskraftverk med CCS, svenska förhållanden			Utan skatter
El från nya anläggningar 2007	400	18.000	Drygt 700
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" (Justerad investering men å andra sidan lägre D&U-kostnader för CCS än enligt "El från nya anläggningar")		20.000	Drygt 600

För Sverige kan stora fossilbränsleeldade kondenskraftverk med CCS ses som ett möjligt framtida alternativ till främst nya kärnkraftverk.

3.1.2 Biomasse- eller avfallseldade kraftvärme- och fjärrvärmeanläggningar.

Den ovan beskrivna materialutvecklingen internationellt förväntas liksom hittills komma dessa mindre anläggningar tillgodo, dvs. allt högre ångtemperaturer och därmed elverkningsgrader blir möjliga. Denna utveckling tillsammans med övriga tekniska möjligheter såsom skyddade ÖH, skyddsförångare, snabbbyte av ÖH mm, ger möjlighet, vid eldning av konventionella biobränslen, att kunna nå 600 °C för mindre anläggningar och kanske även 650 °C, istället för dagens 540 - 565 °C. För avfallsbränslen, där man idag kanske kan säga att 480 °C är en övre kommersiellt tillgänglig gräns, skulle man ur teknisk synvinkel kunna nå betydligt högre med t.ex. indirekt värmeöverföring till ÖH-ytorna.

Vad som är ekonomiskt optimalt med hänsyn till bränsleflexibilitet och tillgänglighet bestämmer nivån på prestanda; ej vad som är tekniskt möjligt. För kraftvärmeanläggningar kan lägre elverkningsgrad delvis kompenseras av ökad fjärrvärmeproduktion. I Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) anges typisk elverkningsgrad till ca 30% och totalverkningsgrad till ca 110% för biobränsleeldade kraftvärmeverk försedda med rökgaskondensor, och ett par %-enheter högre elverkningsgrad år 2020.

Typiska investeringar och produktionskostnader för storleken 30 MW el anges i tabellen nedan. De är starkt storleksberoende. Den resulterande elproduktionskostnaden påverkas även av vald fjärrvärmekreditering. Projektet "El från nya anläggningar" använder i sina beräkningar rörlig

produktionskostnad för fjärrvärme med biobränsleeldad hetvattenpanna, men anger i rapporten även nyckeltal för beräkning av fasta kostnader (kapital och fast D&U). I en del fall anser man det mer relevant att utgå ifrån total produktionskostnad, vilket motsvarar ca 300 SEK/MWh fjärrvärme med dessa nyckeltal.

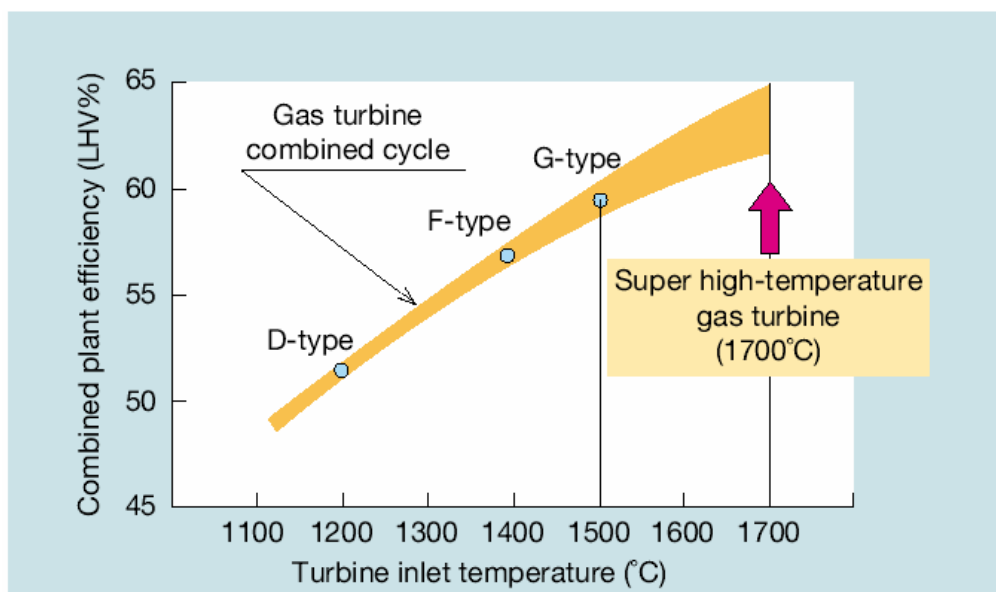
	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
Biobränslekraftvärme			Utan styrmedel ³	Med elcertifikat ⁴
El från nya anläggningar 2007	30	28.000	Drygt 800 (840)	Drygt 650 (660)

Kostnaderna inom parentes är beräkningsresultat innan avrundning gjorts

Elforsk planerar ett större forskningsprogram med målet att omkring 2015 kunna bygga en demonstrationsanläggning med betydligt högre ångdata än dagens baserat på skogsbränslen GROT. Även avfallsbränslen kommer att ingå i programmet.

3.1.3 Gasturbiner i kombikraftverk

Utvecklingen av kombikraftverk har under senare år i huvudsak skett för stora kraftverksblock och genom en gasturbinutveckling mot allt högre gasturbintemperaturer, och denna utveckling förväntas fortsätta. Idag demonstreras turbininloppstemperatur på ca 1500°C, och man siktar på att nå 1700°C, vilket skulle ge verkningsgrader för de största kombicykelanläggningarna på ca 60 resp. 65 % eller därutöver år 2030.



Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review Vol. 45 No. 1 (Mar. 2008)

Figur: Utveckling av verkningsgrader för gaskombikraftverk

³ Utan skatter, 4500 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 170 SEK/MWh biobränsle, fjärrvärmekreditering 180 SEK/MWh fjärrvärme.

⁴ Elcertifikat 200 SEK/MWh under 15 år, vilket genomsnittligt för 20 års ekonomisk livslängd blir ca 180 SEK/MWh

För kraftvärme anges i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) typisk elverkningsgrad till ca 46% (40 MWel) resp. 49% (150 MWel) och totalverkningsgrad till ca 90% för naturgaseeldade kraftvärmeverk, och upp till ett par %-enheter högre elverkningsgrader år 2020.

Kostnader som angetts i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) för svenska förhållanden och som justerats inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" för gaskombikraftverk anges i tabellen nedan.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
Gaskombikraftverk, svenska förhållanden.			Utan skatter ⁵	Med skatter och utsläppsrätter ⁶ för CO ₂
Kondenskraft				
El från nya anläggningar 2007	400	6.000	Ca 400 (410)	Ca 500
Högre naturgaspris enligt bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"			Drygt 550	650
Kraftvärme				
El från nya anläggningar 2007	40	9.100	Ca 450 (440)	Ca 550
	150	7.300	Ca 400 (380)	Ca 500
Högre naturgaspris enligt bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"	40		Ca 650	Drygt 750
	150		drygt 550	Drygt 650

Kostnaderna inom parentes är beräkningsresultat innan avrundning gjorts

3.2 Biobränslebaserad förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme

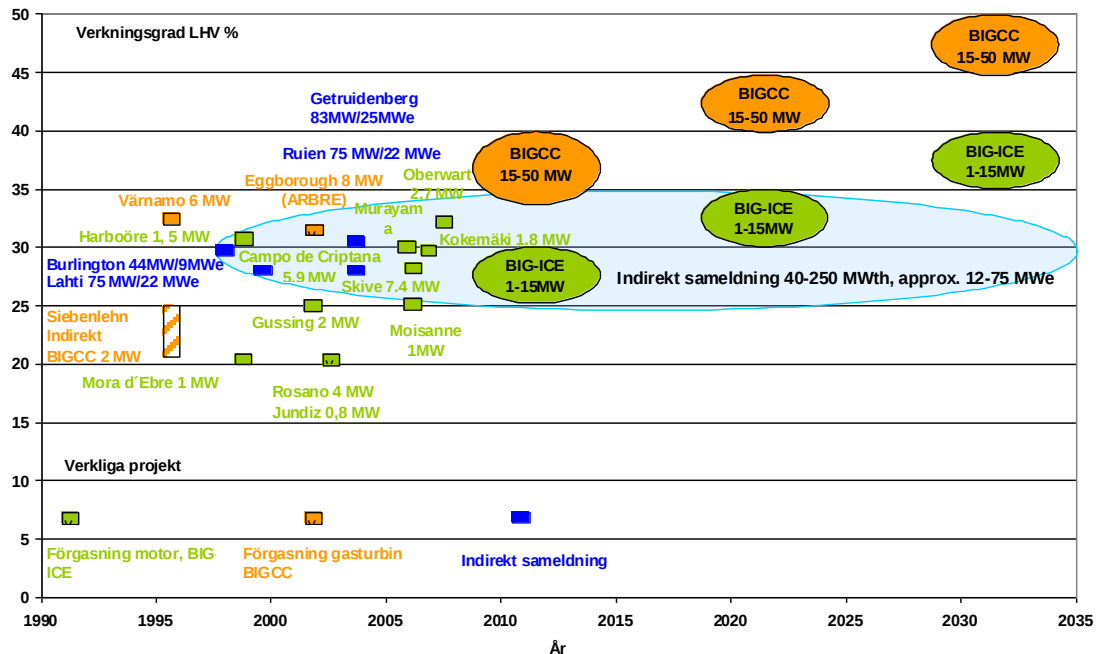
3.2.1 BIG-CC (Förgasning med gasturbin)

Biobränsleförgasning med gasturbin i kombicykel BIG-CC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle) har potentiellt högre elverkningsgrader – ca 35-40% för nya pilot/prototypanläggningar och 45 – 50% för mer utvecklade och industriellt kommersiella anläggningar i storleken 15 – 50 MW el - än vad som bedöms vara ekonomiskt optimalt för mindre kraftvärmeanläggningar med panna/ångcykel, med typisk elverkningsgrad ca 30% idag för 30 MW el och ett par %-enheter högre elverkningsgrad år 2020⁷. Detta skulle alltså göra det möjligt att producera betydligt mer el från givna fjärrvärmeunderlag.

⁵ Utan skatter, kondens 6000 timmar/år, kraftvärme 4500 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, kondens 160 resp. kraftvärme 190 SEK/MWh naturgas, fjärrvärmekreditering 180 SEK/MWh fjärrvärme. Bedömning från IVA VÄGVAL ENERGI är räknad med 250 SEK/MWh naturgas

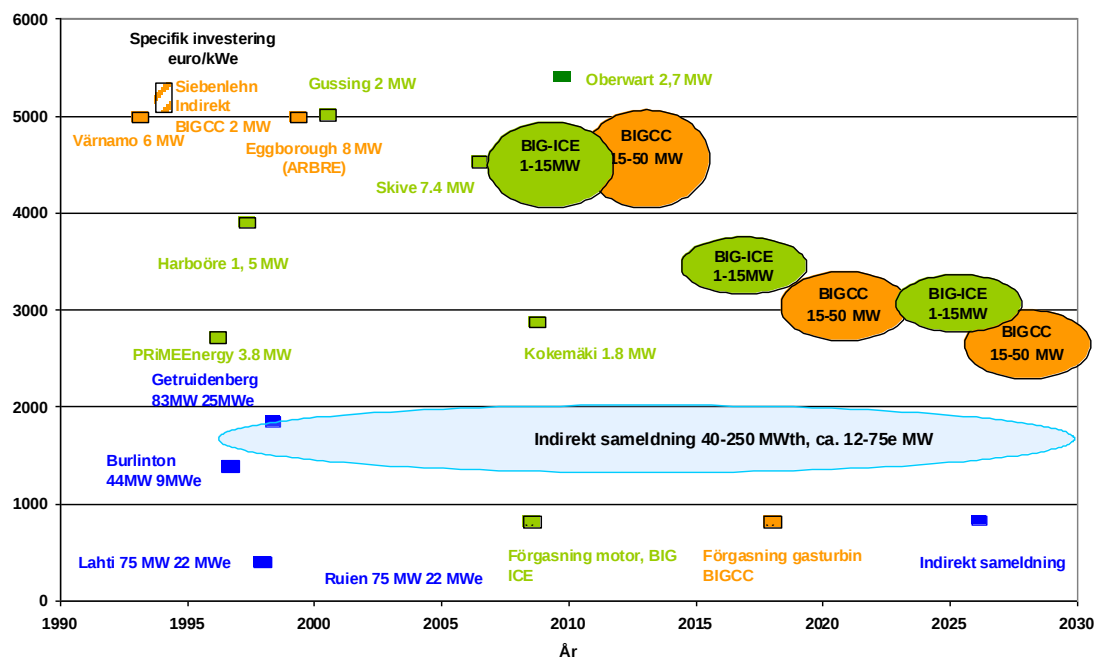
⁶ Utsläppsrätter för CO₂ 200 SEK/ton

⁷ Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007)



Figur: Verkningsgrad till el för förgasningsbaserade tekniker (sameldning schablonmässigt satt till 30 %)

I dagsläget bedöms specifik investering för BIG-CC bli ca 4 000- 5 000 €/kWe. Om en aktiv utveckling och industrialisering av tekniken skulle komma till stånd, bedöms bättre prestanda i kombination med optimerade komponenter och skalekonomi kunna reducera de specifika investeringarna till runt 2 500 -3 000 €/kWe för ca 30 – 60 MW el.



Figur Bedömda specifika investeringskostnader för förgasningsbaserade tekniker

För kraftvärmeproduktion i Sverige, skulle detta resultera i elproduktionskostnader enligt tabellen nedan. Elproduktionskostnaderna för framtida utvecklad teknik skulle kunna bli i paritet med kostnaderna för kraftvärme med panna/ångcykel med motsvarande storlekar.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
BIG-CC, kraftvärme i Sverige			Utan elcertifikat ⁸	Med elcertifikat ⁹
Bedömning idag	15 -	Ca 40.000 – 50.000	Knappt 1.200	Ca 1000
Bedömning med optimerade komponenter och skalekonomi	30 - 60	Ca 25.000 – 30.000	Ca 800	Ca 600

Miljöprestanda är relativt goda, och innehåller inga direkt svårbemästrade problem.

Två demonstrationsanläggningar byggdes under 1990-talet för samma gasturbinmodell, Siemens SGT 100 (tidigare Typhoon); Värnamo med

⁸ Kalkyl av TPS Termiska Processer med förutsättningar enligt Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007), dvs. utan skatter, 4500 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 170 SEK/MWh biobränsle, fjärrvärmekreditering 180 SEK/MWh fjärrvärme.

⁹ Beräknat p.s.s som i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007), dvs. elcertifikat 200 SEK/MWh under 15 år, vilket genomsnittligt för 20 års ekonomisk livslängd blir ca 180 SEK/MWh.

trycksatt förgasningsteknik respektive ARBRE i Eggborough, England, med atmosfärisk förgasningsteknik, vilken aldrig togs i drift p.g.a. kontraktproblem. Trots tekniskt lyckad demonstration i Värnamoanläggningen 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 mindre turbiner på upp till kanske 50-60 MW, medan däremot utveckling och demonstrationer av större gasturbiner för snarlik gas för stora kolförgasningsanläggningar har skett.

Förbättringar i prestanda och reduktion av investeringskostnader förutsätter att satsningar sker och att t.ex. gasturbintillverkare aktivt medverkar. Om så sker, skulle ny/nya pilot/prototypanläggning(ar) kunna realiseras om några år (före 2015), varefter uppskalning/halvkommersiell(a) anläggning(ar) 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 BIG-CC 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. Sannolikheten för en sådan utveckling är svår att bedöma.

3.2.2 BIG-ICE (Förgasning med motor)

Förgasning med gasmotor, BIG-ICE (Biomass Integrated Gasification Internal-Combustion Engine) har potentiellt högre elverkningsgrader än vad som bedöms vara ekonomiskt optimalt för lika små (1 – 15 MW el) kraftvärmeanläggningar med panna/ångcykel. För BIG-ICE förväntas elverkningsgraderna med fortsatt utveckling öka från dagens 25 – 30% till 30 – 35% under den kommande 10-årsperioden och med bottencykel (ORC, Organic Ranking Cycle, eller ångcykel) för de större storlekarna till ca 35 – 40% år 2025 – 2030. (Se figuren i avsnitt 3.2.1) För lika små kraftvärmeanläggningar med panna/ångcykel är typisk elverkningsgrad ca 27% idag för 10 MW el och ett par %-enheter högre elverkningsgrad förväntas år 2020⁷. Detta skulle alltså göra det möjligt att i framtiden producera mer el från givna fjärrvärmeunderlag med BIG-ICE.

I dagsläget bedöms "typisk" specifik investering för BIG-ICE vara ca 4 000- 5 000 €/kWe. (för befintliga anläggningar ingår inte alltid all utrustning i redovisade anläggningskostnader) Med fortsatt utveckling i kombination med bottencykel för de större storlekarna, bedöms de specifika investeringarna kunna reduceras till runt 3 000 €/kWe för anläggningar upp till ca 15 MW el. (Se figuren i avsnitt 3.2.1) För kraftvärmeproduktion i Sverige, skulle detta resultera i elproduktionskostnader enligt tabellen nedan. För mer utvecklade framtida anläggningar skulle elproduktionskostnaderna i framtiden kunna bli i

paritet med kostnaderna för kraftvärme med panna/ångcykel med motsvarande storlekar.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
			Utan elcertifikat ⁸	Med elcertifikat ⁹
BIG-ICE, kraftvärme i Sverige				
Bedömning idag	1 -	40.000 – 50.000	Ca 1.100 (2 MW el)	
Bedömning med fortsatt utveckling och botten-cykel för större storlekar	Ca 15	Ca 30.000	Ca 900	Ca 700
Kraftvärme med panna/ångcykel	10	37.000	Drygt 1000 ¹⁰	Ca 850

Avgasen från motorer måste, till skillnad från gasturbiner, renas katalytiskt men trots detta blir utsläppen av framför allt kolväten större än från gasturbiner.

BIG-ICE finns förverkligad i ca 10 anläggningar i Europa mellan 1 och 7 MWe. Ett flertal olika förgasare och gasreningstekniker (partiklar, tjära) tillämpas i dessa prototyper, och i vissa fall är man i färd med att bygga den andra generationen. Här är man inne i en prototyp och demonstrationsfas med ett antal teknikkoncept. Utöver produktutveckling är viktiga FoU-frågor bränsleflexibilitet, gasrening m.a.p. på tjära och ammoniak, vattenrening, och efterbehandling av motorns avgaser. GE Jenbacher och ett antal andra motortillverkare finns med som aktiva leverantörer då man ser en potentiell marknad. Lokala drivkrafter i form av höga alternativkostnader för bränsle eller kvittblivning av bioavfall och preferentiella tariffer är drivkraften för denna utveckling. Nationella stödprogram finns på plats. Om drivkrafterna fortsätter att finnas, kan halvkommersiella anläggningar realiseras under perioden 2010-2015, och därmed kan en kommersiell teknik finnas tillgänglig vid 2020-talets början.

3.2.3 Indirekt sameldning av biobränslen och avfall i mesaugnar, stora kolpannor genom förgasning

Indirekt sameldning finns i kommersiell skala i ett fåtal anläggningar där CFB-förgasare kombineras med viss kylning och stoftavskiljning i cyklon. Fleråriga drifterfarenheter finns med bl.a. bark för mesaugnar och avfall. Om mer långtgående gasrening före eldning kan åstadkommas anses tekniken ha en större potential. Detta innebär att avfallsbränslen eller andra bränslen med hög klorhalt kan utnyttjas, samtidigt som den gas som erhålls efter rening kan utnyttjas i en förbränningsanläggning utan att begränsa överhettartemperaturen till de lägre nivåer, relativt kraftverkspannor, som används i avfallspannor och vid eldning av biobränslen, speciellt sådana med höga klorhalter. Detta innebär att både verkningsgrader till el och alfa-värdet kan ökas.

Vad som kvarstår är att visa är att mer långtgående gasrening fungerar. MälarEnergi planerar en större sådan anläggning (2x100 MW bränsle) för

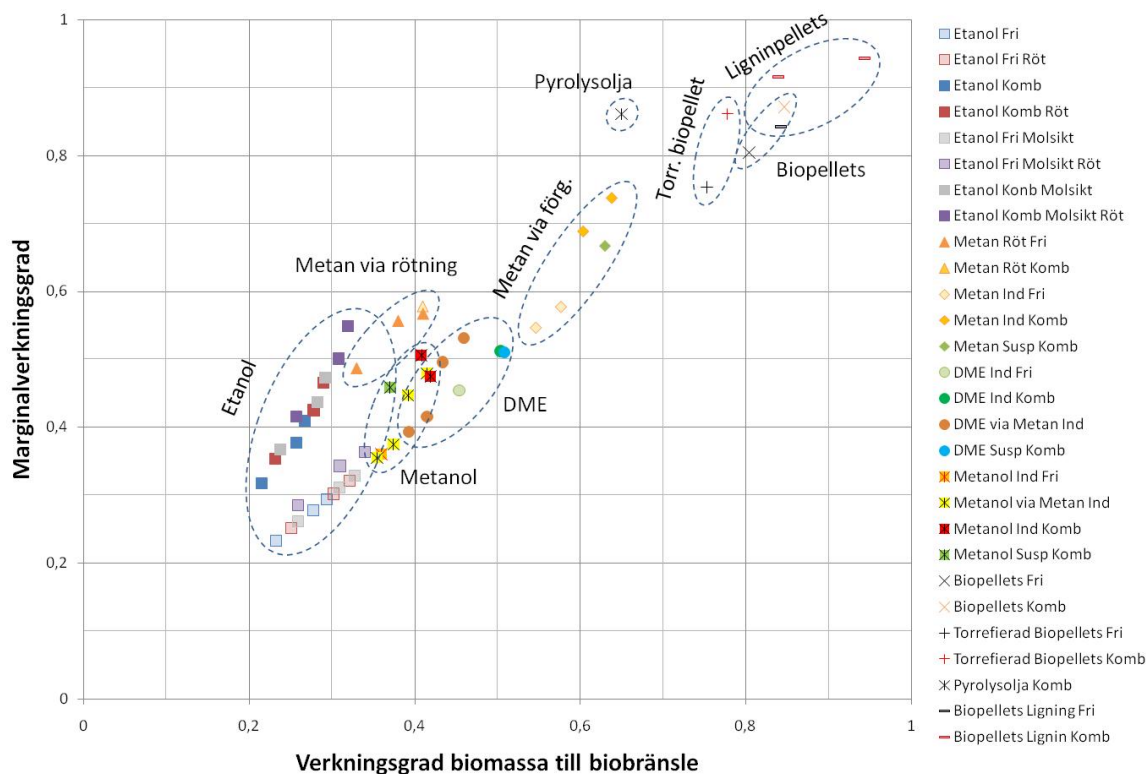
¹⁰ Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007), utan skatter, 4500 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 170 SEK/MWh biobränsle, fjärrvärmekreditering 180 SEK/MWh fjärrvärme.

indirekt sameldning av avfall med kol och/eller torv, inkluderande gasrening, för driftsättning 2011. När gasreningstekniken väl visats och ytterligare förbättras, så kan fristående förgasningsanläggningar med gaseldning av ren gas och ingen eller begränsad rökgasrening introduceras under första hälften av 2020-talet och få ett genomslag under den andra hälften. Specifik investering för en sådan anläggning har skattats till drygt 3000 €/kWe inkl. förbränning och kraftgenerering. Denna kostnadsnivå är mycket attraktiv jämfört med nya avfallspannor. För indirekt sameldning av svåra biobränslen eller avfall i stora fossilbränsleladdade pannor bedöms också kostnadsnivåerna som konkurrenskraftiga; de totala produktionskostnaderna varierar dock beroende på befintlig panna och kraftgenerering.

3.3 Kombinatlösningar

Inom projektet har Chalmers undersökt ett antal tänkbara energikombinat där man producerar olika förädlade biobränslen ur lignocellulosa, kopplat till traditionell fjärrvärme- eller kraftvärmeproduktion. Endast kombinat där man utgår från lignocellulosa har studerats.

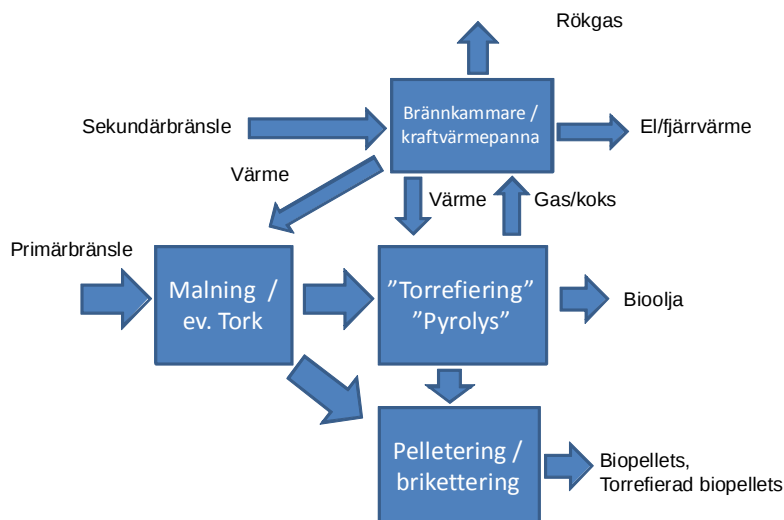
Kombinat med fjärrvärme/kraftvärme ger synergier. Verkningsgrader till producerat biobränsle m.h.t. nettokonsumtion/produktion av el och "biproduktbränslen" – i delstudien definierat som marginalverkningsgrad – förbättras med ca 5 – 10 %-enheter, i några fall upp till 20% -enheter, jämfört med fristående produktion för samtliga studerade kombinat.



Figur: Marginalverkningsgrader för olika förädlade biobränslen. Alla verkningsgrader är relaterad till det lägre värmevärdet på torrsubstansen för en ingående biomassa med 50 % fukthalt. Fri står för fristående, Komb kombinat, Röt rötning av sockerrest, Ind indirekt förgasning och Susp står för suspensionsförgasning.

3.3.1 Uppgradering av fasta bränslen

Processtegen för produktion av pellets/briketter, torrifierat biobränsle eller pyrolysolja illustreras i figuren nedan:



Figur: Processteg för uppgradering av fasta biobränslen till pellets/briketter, torrifierat bränsle eller pyrolysolja.

Såväl produktion av pellets/briketter, torrifierat biobränsle som pyrolysolja beräknas i kombinat ge marginalverkningsgrader kring 90%, till kostnader enligt tabellen nedan. Lämpliga anläggningsstorlekar anges till 5 – 100 MW förädlad bränsle.

Kombinat med KVV, fjärrvärme	Förädlad bränsle, MW br	Marginalverkningsgrad, %	Produktionskostnad, kr/MWh förädlad bränsle ¹¹
Pellets, briketter	Ca 5 - 100	Ca 90	Ca 200 - 300
Torrifierat bränsle, pyrolysolja		Ca 90	Ca 250 - 350

Produktionskostnaderna inkluderar kapital- och bränslekostnader men ej D&U, varför de ej är direkt jämförbara med de produktionskostnader som presenteras för andra tekniker i denna rapport. (se även fotnot 11)

Pellets/briketter

Produktion av biopellets är en mogen teknik och här är det mer utvecklingen av hantering och lagringsfrågor som är viktiga; framförallt minimering av brandrisken vid lagring av biopellets som är en prioriterad fråga. För att öka verkningsgraden är utvecklingen av olika metoder för lågtemperaturtorkning det som kan ge störst bidrag. Även generella frågor kring förbränning av svårare biobränslen gäller även för biopellets.

Torrifierat bränsle

Torrifierad biopellets är en relativt okomplicerad teknik och här är istället frågetecknen kring marknaden för denna produkt. Den fråga som är viktigast att besvara är om marknaden är villig att betala 10 till 15 % mer för en pelletsprodukt som är mer lagringsbeständig och lättare att mala än biopellets. De problem p.g.a. aska som gäller för svårare biobränslen kvarstår för torrfierade biopellets.

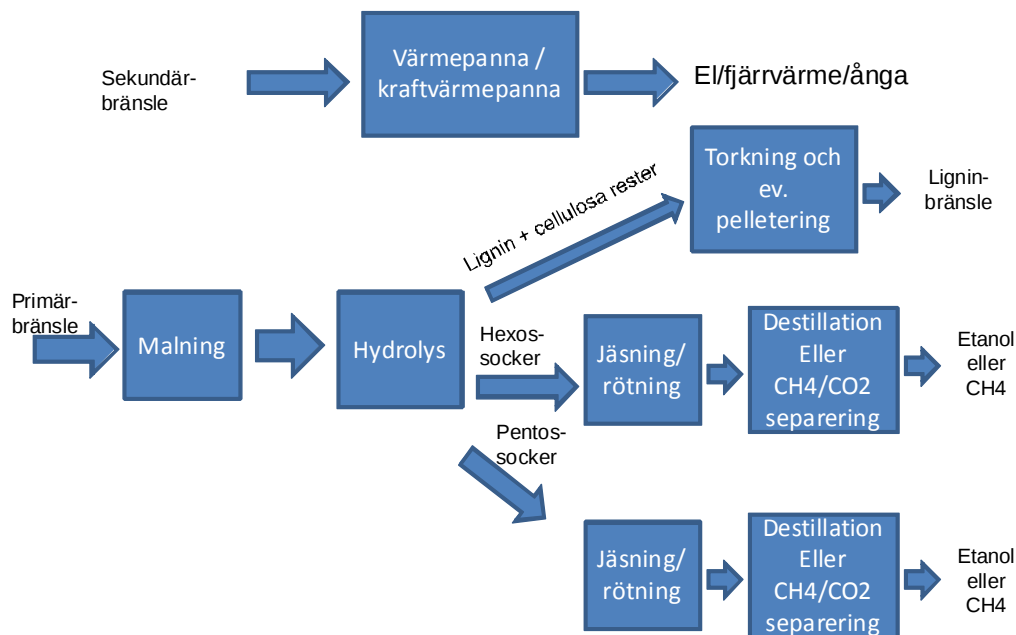
¹¹ Kalkyl Chalmers, kapital- + bränslekostnader men ej D&U, 6000 timmar/år, 6 - 10% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 170 SEK/MWh biobränsle.

Pyrolysolja

Produktion av bioolja är även det en relativt okomplicerad teknik och avgörande är vilken marknad som man kan skapa för den olja som produceras. Oljan är korrosiv och är inte lagringsbeständig. Det gör att den kräver speciell efterföljande infrastruktur och eventuell uppgraderingsanläggning. Biooljan har dock en stor fördel gentemot biopellets och torrfierad biopellets; den är fri från problematiska askkomponenter och kan därmed förbrännas utan de problem som vanlig biomassa är förknippade med.

3.3.2 Jäsning och rötning

Såväl jäsning av lignocellulosa till etanol som rötning till metan bedöms kunna bli fördelaktiga för mindre anläggningar; under ca 150 MW produkt (ca 450 MW ingående bränsle). Konkurrenskraftiga produktionskostnader förutsätter integrering med fjärrvärme/KVV.



Figur: Omvandling av biomassa (lignocellulosa) genom hydrolys och jäsning/rötning till ligninbränsle samt etanol och/eller metan.

Vid såväl jäsning som rötning av lignocellulosa måste biomassen först hydrolyseras, dvs cellulosan och hemicellulosan måste försockras. Det är i det steget den stora utvecklingspotentialen ligger. Det första steget är att ta fram metoder där ligninet separeras från sockerlösningen direkt efter försockringen av cellulosan och hemicellulosan. Idag finns det tre huvudspår för hydrolysisprocesser där detta skulle vara möjligt, men det kommer att krävas utveckling av utrustning/komponenter för att få igång en kommersiell produktion. För två av processerna – enzymatisk hydrolys och

starksyrahydrolys – krävs även utveckling av nya processer. I kombination med hydrolysen är utlakning av problematiska askkomponenter ett annat område där teknikutveckling är önskvärd.

Etanol (jäsning) + fast bränsle

För själva jäsningen är det omvandlingen av pentoser (sockerarter som bildas från hemicellulosan) till etanol som fortfarande är låg (kring 60 %) och utvecklingen av nya jäststammar är efterfrågad.

Den största potentialen för att förbättra processens verkningsgrad ligger i att utveckla nya processer för koncentrationen av etanolen. Idag används två efterföljande destillationsprocesser, vilken är en robust och driftsäker teknik, men energikrävande. Ett första steg är att byta det andra destillationssteget till en molsikt, vilket markant höjer processens verkningsgrad. Verifiering behövs av molsiktarnas driftsäkerhet och robusthet i denna process,

Produktion av etanol beräknas i kombinat ge drygt 30% marginalverkningsgrad med dagens teknik med potential upp till 50 – 55% för de mest utvecklade teknikerna. Beräknade produktionskostnader sammanfattas i tabellen nedan.

Kombinat med KVV, fjärrvärme	Ingående bränsle, MW br	Marginal-verkningsgrad, %	Produktionskostnad etanol ¹¹	
Etanol (jäsning) + fast bränsle			Kr/MWh etanol	Kr/liter bensinekvivalent
Dagens teknik	Upp till ca 450	Drygt 30	Ca 1.000 – 1.400	Ca 8 - 12
Bedömning med mest utvecklade tekniker		Upp till 50 - 55	Ca 400 - 500	Ca 3 - 5

Produktionskostnaderna inkluderar kapital- och bränslekostnader men ej D&U, varför de ej är direkt jämförbara med de produktionskostnader som presenteras för andra tekniker i denna rapport. (se även fotnot 11)

Metan (rötning) + fast bränsle

Produktion av metan via rötning av lignocellulosa beräknas i kombinat kunna ge drygt 55% marginalverkningsgrad, till kostnader enligt tabellen nedan.

Kombinat med KVV, fjärrvärme	Ingående bränsle, MW br	Marginal-verkningsgrad, %	Produktionskostnad metan ¹¹	
Metan (rötning) + fast bränsle			Kr/MWh metan	Kr/liter bensinekvivalent
Dagens teknik	Upp till ca 450	Drygt 55	Ca 400 – 600 Ca 4 – 6 kr/Nm ³	Ca 3 - 5

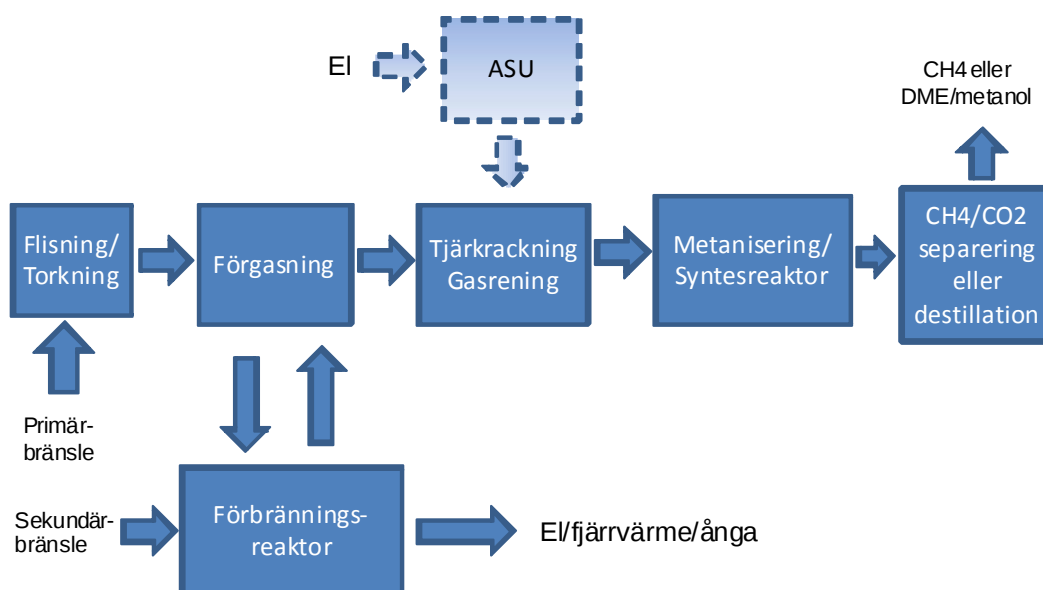
Produktionskostnaderna inkluderar kapital- och bränslekostnader men ej D&U, varför de ej är direkt jämförbara med de produktionskostnader som presenteras för andra tekniker i denna rapport. (se även fotnot 11)

Potential för effektivisering ligger i att höja temperaturen för rötprocessen till kanske 80-85 °C, så att den värme som bildas i rötprocessen kan användas mer effektivt för att producera fjärrvärme eller värme för torkning av biobränsle.

3.3.3 Termisk förgasning

Metan eller flytande drivmedel – metanol, DME¹², FischerTropsch-diesel - via förgasning i fluidiserad bädd

Produktion av metan och flytande drivmedel via termisk förgasning ger redan med dagens/närliggande teknik väsentligt högre utbyten och marginalverkningsgrader i kombinat än rötning (till metan) resp. jäsning (till etanol). Stora förgasningsanläggningar motsvarande ca 150 – 300 MW produkt (ca 300 – 600 MW ingående bränsle) krävs dock för konkurrenskraftiga produktionskostnader, vilka för flytande drivmedel då blir väsentligt lägre än för etanol via jäsning med dagens tekniker.



Figur: Schematiskt processschema för indirekt förgasning (värme tillförs genom förbränning av koksrest och sekundärbränsle i förbränningsreaktorn) i fluidiserad bädd med efterföljande uppgradering av gasen till flytande drivmedel (ASU, Air Separation Unit, behövs för framställning av syrgas vid produktion av ren syntesgas). Ett alternativ är direkt förgasning i fluidiserad bädd med syrgas och vattenånga.

Förgasning i fluidiserad bädd där gasen renas från tjära i en efterföljande skrubber har demonstrerats och några installationer som har gjorts har visat på godtagbar tillgänglighet.

En önskvärd utveckling som skulle påverka processens verkningsgrad positivt är utveckling av ny lågtemperatortorkning, vilket skulle möjliggöra ett ökat uttag av fjärrvärme från processen, alternativt medge metoder för att öka omvandlingen av biobränsle till metan.

¹² DME (DiMethylEter) är ett dieselbränsle

Metan

Idag tvättas tjära ur gasen i en skrubber. Osäkerheten ligger i metaniseringssteget som just nu är i demonstrationsstadiet (1 MWprod) och därmed finns inga riktigt säkra data för driftsäkerhet och robusthet för tekniken. Den slutliga koncentrationen av metanet där främst koldioxid separeras från gasen är väl utprovad teknik.

Produktion av metan via termisk förgasning av lignocellulosa följt av metanisering beräknas i kombinat kunna ge ca 70 - 75% marginalverkningsgrad, till kostnader enligt tabellen nedan.

Kombinat med KVV, fjärrvärme	Ingående bränsle, MW br	Marginal-verkningsgrad, %	Produktionskostnad metan ¹¹	
			Kr/MWh metan	Kr/liter bensinekvivalent
Metan termisk förgasning				
Bedömning idag	Ca 300 - 600	Ca 70 - 75	Ca 350 - 550 Ca 3 - 5,50 kr/Nm ³	Ca 3 - 5

Produktionskostnaderna inkluderar kapital- och bränslekostnader men ej D&U, varför de ej är direkt jämförbara med de produktionskostnader som presenteras för andra tekniker i denna rapport. (se även fotnot 11)

För att öka verkningsgraden och minska den rörliga kostnaden är det önskvärt att tjäran krackas termiskt istället för att tvättas ur gasen i en skrubber. Driftsäkerhet och robusthet behöver verifieras för metaniseringssteget i full skala.

Flytande drivmedel – Metanol, DME, FischerTropsch-diesel

Produktion av metanol eller DME beräknas i kombinat ge runt 50% marginalverkningsgrad, till kostnader enligt tabellen nedan.

FischerTropschDiesel framställs med en mer komplex syntes än metanol och DME, och för fristående anläggningar blir därför utbytet i energitermer för FischerTropschDiesel lägre än för metanol (drygt 35%) som i sin tur får lägre utbyte än DME (ca 45%). I kombinat torde dock den större mängd kemisk energi som förloras vid syntes av FischerTropschDiesel kunna återvinnas som värme/ånga, så att marginalverkningsgraden blir ungefär densamma som för framställning av metanol och DME.

Kombinat med KVV, fjärrvärme	Ingående bränsle, MW br	Marginal-verkningsgrad, %	Produktionskostnad drivmedel ¹¹	
			Kr/MWh drivmedel	Kr/liter bensinekvivalent
Flytande drivmedel (Metanol, DME, FischerTropsch-diesel) Termisk förgasning				
Bedömning idag	Ca 300 - 600	Ca 50	Ca 500 - 800	Ca 4 - 7

Produktionskostnaderna inkluderar kapital- och bränslekostnader men ej D&U, varför de ej är direkt jämförbara med de produktionskostnader som presenteras för andra tekniker i denna rapport. (se även fotnot 11)

För dessa processer måste gasen reformeras - termiskt brytas ner - till en vätgas-koldioxidblandning, vilket kan göras genom att partiellt bränna gasen med hjälp av ren syrgas och därmed höja temperaturen och slå sönder alla kolväten som finns i gasen. Denna process är mycket energikrävande, varför

katalytiska metoder för att reformera gasen vid lägre temperaturer än vid termisk reformering är efterfrågade.

Den efterföljande syntesen där gasen omvandlas till DME eller metanol sker idag i främst i quenchreaktorer där det är svårt att utnyttja den värme som bildas vid omvandlingen, speciellt för metanol då jämvikten för metanol kräver en omfattande recirkulation av gasen i reaktorn för att nå en hög omvandlingsgrad. För DME är jämvikten mer gynnsam och här kan man se att mycket av värmen som bildas vid omvandlingen skulle vara möjlig att återvinna. Ökat fokus på energieffektivisering har under senaste åren medfört en övergång till dyrare tub- eller andra kokareaktorer, i vilka bildat värme återvinns som mättad ånga vid 30 – 40 bars tryck.

Metan, metanol, DME, FischerTropsch-diesel via suspensionsförgasning
Ett antal kolförgasningsanläggningar har under senare år byggts i världen, och det är sannolikt att man är på väg mot kommersiellt godtagbara tillgängligheter. Förgasningsprocessen behöver dock demonstreras speciellt för sämre biobränslen. För biobränslen ställs stora krav på energikrävande malning eller annan förbehandling av bränslet.

Dess fördel och nackdel är att tekniken lämpar sig för mycket stora anläggningar, helst större än 1000 MW bränsle, vilket gör att de lämpar sig för platser där man förlitar sig på import av stora mängder biomassa via båt, t.ex. Nederländerna, men för svenska förhållanden med utspridda stora källor av inhemsk biomassa är tekniken antagligen inte gångbar.

Marginalverkningsgraderna blir lägre eller samma och produktionskostnaderna blir av samma storleksordning som vid användning av förgasning i fluidiserad bädd.

Flytande drivmedel - metanol, DME, FischerTropsch-diesel - från metan
Metan kan på detta sätt tillverkas ur biobränslen i därför lämplig skala, och matas ut på naturgasnätet. DME, metanol eller FischerTropsch-diesel kan sedan tillverkas ur metan/naturgas med optimala anläggningsstorlekar – ca 600 – 1.000 MW produkt.

Denna teknik är tillgänglig och det är möjligt att bygga anläggningar som i början främst använder naturgas som bränsle och som därefter gradvis övergår till metan producerad från biomassa. Här är det främst regelverket kring hur en sådan konstruktion ska hanteras som är frågetecknet och ett regelverk kring försäljning av grön metan i naturgasnätet motsvarande det regelverk som finns för försäljning av grön el i elsystemet måste skapas om denna lösning ska bli realiserbar.

Marginalverkningsgrader och kostnader blir likartade eller något fördelaktigare än för tillverkning direkt från förgasat biobränsle

3.4 Kärnkraft

Inom kraftindustrin talas det idag om en "renässans" för kärnkraft, då kärnkraft är ett av få idag kommersiellt tillgängliga elproduktionsalternativ som i stor skala kan tänkas bidra till uppfyllandet av några av EU:s viktigaste energimål:

- Säker tillgång på energi genom att minska EU:s starka beroende av ett fåtal importerade primärenergislager, främst olja och i allt större utsträckning även naturgas. För uran finns ingen alternativ användning och världens urantillgångar anses räcka i hundratalet år.
- Minskning av klimatpåverkande gaser. Utförliga studier visar för kärnkraft utsläpp av växthusgaser¹³ i spannet 3-40 g CO₂/kWh¹⁴.
- Förväntad konkurrenskraftig elproduktion även för kärnkraftverk som kan byggas idag – Gen III. Ett antal studier från olika länder har angett nivåer i storleksordningen 300 SEK/MWh el. Kostnader för nya kärnkraftverk som angetts i Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) för svenska förhållanden och som justerats inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" anges i tabellen nedan. De senare bedömningarna från IVA VÄGVAL ENERGI ligger högre än tidigare studier.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
			Utan skatter ¹⁵	Med skatter
Ny kärnkraft, svenska förhållanden. 34% elverkningsgrad				
El från nya anläggningar 2007	1.600	15.000	Ca 270	Ca 330
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"		27.000	Knappt 400 (380)	Knappt 450 (440)

Kostnaderna inom parentes är beräkningsresultat innan avrundning gjorts

Den största skillnaden jämfört med andra elproduktionstekniker är att hanteringen av klyvbart material måste kontrolleras och övervakas av IAEA, på grund av risk för spridning av radioaktiva ämnen. Det värsta scenariot är att tillräckligt stora mängder klyvbart material för att tillverka kärnvapen skulle komma på avvägar, men även riskerna med att utnyttja radioaktivt material i så kallade "smutsiga bomber" och annan, mer oavsiktlig spridning, gör att en strikt övervakning av kärnkraftsbranschen är nödvändig.

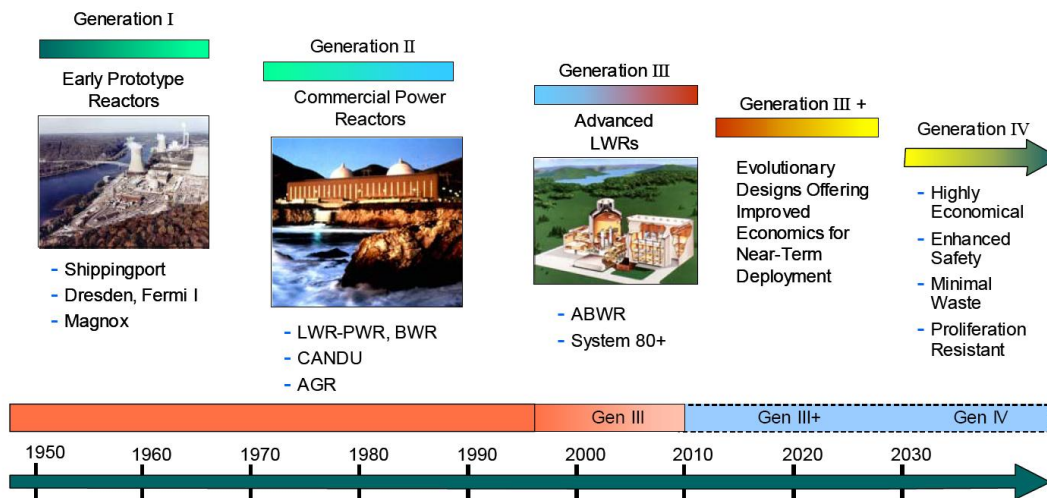
Att bygga ett kärnkraftverk kräver en lång plan/tillstånds- och byggprocess; 12 – 15 år, varav ca 5 år byggtid. Detta kopplat till den stora investeringskostnaden gör kärnkraften "framtung", d.v.s. det tar lång tid innan kassaflödet vänder.

Att det är länge sedan kärnkraftverk byggdes är en viktig orsak till problem och ca 2 år längre byggtid än planerat för det pågående projektet Finland 5.

¹³ Baserade på ett livscykelperspektiv, d.v.s. hela kedjan ingår, från uranbrytning, över anrikning och bränsletillverkning, till slutförvar

¹⁴ Som jämförelse kan nämnas att t.ex. naturgaseldad kombi med hög elverkningsgrad har ca 400 g CO₂/kWh

¹⁵ Utan skatter, 8000 timmar/år, 6% real ränta, 40 års ekonomisk livslängd



Figur: De olika kärnkraftsgenerationerna

3.4.1 De kärnkraftverk som är i drift idag – Gen II

Kärnkraftens utveckling brukar beskrivas i termer av generationer, och har stegvis gått från de första små prototyperna på 50-talet och en stor variation av reaktorkoncept, till dagens stora kraftverk av Gen II med en elektrisk effekt på 1000-1800 MWel, och med lättvattenreaktorer i två varianter - tryckvattenreaktorer (PWR) och kokarreaktorer (BWR) – som helt förhärskande koncept. Dessa utnyttjar ett termiskt neutronspektrum där vanligt avsaltat vatten står för modereringen. Idag finns ca 430 kärnkraftverk i alla världsdelen (utom Oceanien) och dessa står för en sjättedel av världens elförsörjning.

Inom den närmaste framtiden satsas internationellt stora FoU-medel på livslängdsförlängning, att få de befintliga anläggningarna att producera el längre än de ursprungligen var tänkta att göra.

3.4.2 De kärnkraftverk som byggs nu – Gen III

Gen III är de kärnkraftverk som byggs nu, t ex i Finland och Frankrike, och brukar beskrivas som en evolutionär utveckling av Gen II. Några anläggningar i Japan har varit i drift ett antal år. Man har arbetat mycket med reaktorsäkerheten, främst m.a.p. sådant som bättre separering av system, bättre redundans och ökad diversifiering. Dessutom skall de klara en hårdsmälta utan utsläpp till omgivningen. Även sådana händelser som tidigare inte ingick i säkerhetsanalysen försöker man nu beakta, t ex flygplanskrasch mot reaktorbyggnad. Inom kärnkraftsvärlden talar man också om Gen III+, då säkerhetslösningarna skall förlita sig mer på passiva lösningar och därmed

kräva mindre aktiva säkerhetssystem. Reaktoreffekterna har ökats till typiskt 1500 MWe eller större, och utvecklingen har gått mot ökade verkningsgrader – ca 35 – 40% - främst genom små förändringar av komponenter, t ex turbinskovlarnas utformning.

3.4.3 Framtida kärnkraftverk – Gen IV

Den kommande generationens kärnkraftverk, Gen IV, blir på många sätt helt annorlunda konstruerade enligt flera olika koncept. För flera av dessa finns drifterfarenheter från olika demonstrations/prototypanläggningar. Intresset för olika koncept varierar från land till land; Frankrike förordar t.ex. SFR (Sodium-Cooled Fast Reactor) i första hand, och har beslutat bygga en demonstrationsreaktor till 2020. Några av de övriga koncepten förväntas kunna demonstreras under perioden 2020 – 2030. Utvecklingsmålen med Gen IV är att utveckla framtida kärnkraftssystem som kan licensieras, konstrueras och drivas på ett sätt som:

- ger konkurrenskraftig och tillförlitlig produktion av energi
- möter säkerhetskrav samt krav på hantering av avfallet
- hindrar spridning av klyvbart material
- uppfyller allmänhetens krav på energiproduktionsanläggningar

I en framtid tänker man sig ett större spann av reaktorstorlekar – för olika koncept mellan ca 500 – 2500 MW el; i vissa fall vill man hålla nere storleken av reaktorsäkerhetsskäl och/eller för att få mer flexibla kraftverk i energimixen. Högre verkningsgrader – runt 45 – 50% - förväntas för Gen IV.

Tillgång på ekonomiska data för Gen IV är ännu mycket begränsade, men de anses få högre elproduktionskostnader än de Gen III – kraftverk som byggs nu, och bedöms av många ej bli strikt företagsekonomiskt lönsamma om de betraktas som "stand-alone" kraftverk.

3.4.4 Vision om långsiktigt uthålliga kärnkraftssystem med Gen IV.

Utvecklingen av Gen IV anses dock kunna motiveras genom att sätta in Gen IV i ett sammanhang med slutning av bränslecykeln, genom upparbetning och bridning, i ett långsiktigt uthålligt kärnkraftssystem. Med sådana tankegångar får man uranresurserna att räcka längre och kan dessutom ta toriumtillgångar i bruk om det vore önskvärt. De kända urantillgångarna bedöms kunna fås att räcka troligen flera tusen år med en reaktorpark bestående av:

- Gen II och Gen III som huvudsakliga elproduktionsanläggningar, med upparbetning av använt kärnbränsle
- Gen IV för att sluta bränslecykeln

Forskningsinsatserna med sikte på att ta fram ett uthålligt kärnkraftssystem innefattar stora FoU-insatser inom material- och bränsleteknik, upparbetningsteknik, briderreaktorer och kanske också transmutation. Stora FoU-program pågår såväl globalt som inom EU.

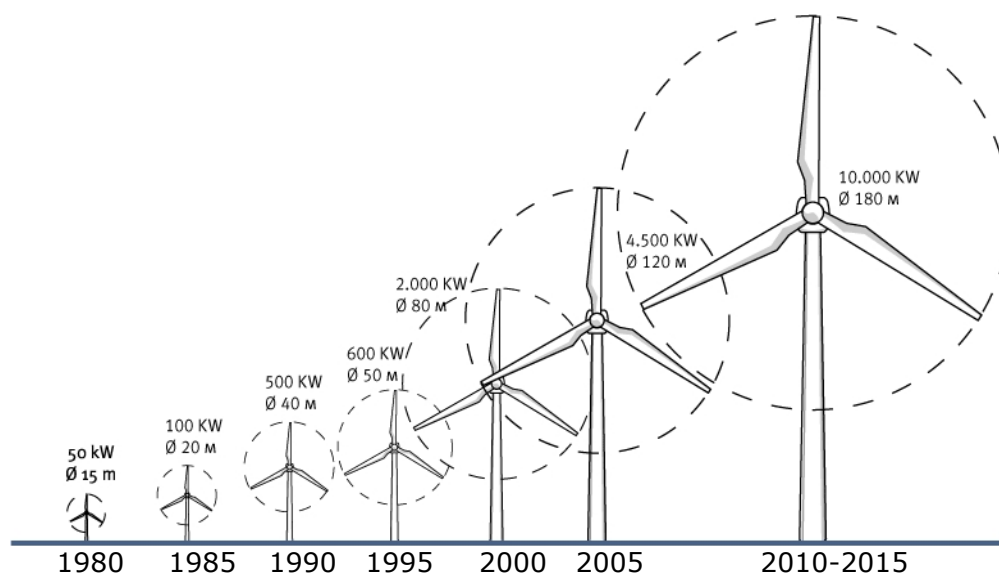
I en inte alltför avlägsen framtid finns olika kopplingar mellan kärnkraft och annan infrastruktur som behöver utvecklas. Kopplingar som diskuteras är bl.a. att utnyttja kärnkraft för:

- storskalig produktion av dricksvatten
- produktion av vätgas som kan användas som energibärare i ett framtida vätgassamhälle.

3.5 Vindkraft

3.5.1 Teknikkoncept

Under 70-talet fram till början av 90-talet utvecklades och provades ett antal teknikkoncept. Dagens kommersiella vinnare har blivit nätanslutna trebladiga vindkraftturbiner med horisontell axel. Maximala turbinstorlekar har fördubblats ungefär vart 5:e år, och dagens största kommersiella turbiner är på ca 5 MW, med upp till 120m rotordiameter. Fram till 2010 – 2015 förväntas turbinstorlekarna öka till ca 10 MW och ca 180 m rotordiameter.



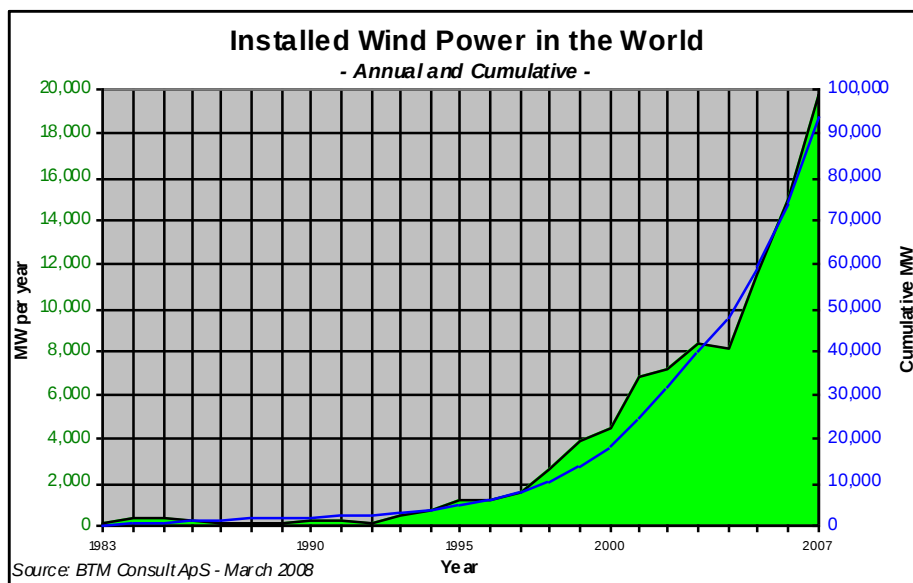
Figur: Utveckling av vindturbinstorlekar från 1980 - 2015

3.5.2 Stora nätanslutna vindkraftturbiner kan ge signifikanta bidrag till elförsörjningen.

Moderna vindturbintekniker gör det möjligt att (inom ramen för tillgänglig vindstyrka) reglera elproduktionen; såväl aktiv som reaktiv kraft. Utmaningar är att producera större kvantiteter vindkraft samtidigt med att bl.a. termiska baslastkraftverk kontinuerligt körs på fullast; en möjlighet kan vara att under

vissa perioder använda vindkraft för hjälpfunktioner såsom spännings - och frekvensregleringsstöd.

Den snabba ökningen av installerad effekt internationellt har för landbaserad vindkraft resulterat i att runt 99% tillgänglighet idag uppnås på mogna marknader.



BTM-consult: International wind energy development – World market update 2007, published March 2008.

Figur: Årlig och ackumulerad globalt installerad vindkrafteffekt

Hittills har endast drygt 20 havsbaserade vindkraftprojekt installerats, huvudsakligen runt Nordsjön och Östersjön. Detta gör att tillgängligheterna för havsbaserad vindkraft ännu är lägre än för landbaserad vindkraft.

För landbaserad vindkraft har den snabba ökningen av installerad effekt internationellt även bidragit till minskade kostnader; dubblad installerad effekt har resulterat i ca 10% lägre kostnader (s.k. lärkurvor). I Elforsks rapport "El från nya anläggningar" (2007) anges för landbaserade vindkraftparker, för "typiska" svenska förhållanden, investeringar och kostnader enligt tabellen nedan. Installerad effekt förväntas enligt Risø/DTU internationellt fortsätta att fördubblas vart fjärde år, vilket i så fall kan reducera dessa kostnader med knappt 20% till år 2015.

Havsbaserade vindkraftverk kräver betydligt större fundament, samt mer komplex infrastruktur för installation av torn och anslutning till elnät än landbaserad vindkraft. Potentialen är dock stor, och de höga specifika investeringarna uppvägs delvis av högre vindstyrkor och därmed högre elproduktion (per installerad effekt) än för landbaserad vindkraft. För havsbaserade vindkraftparker anges för svenska förhållanden investeringar och kostnader enligt tabellen nedan. Installerad effekt förväntas enligt

Risø/DTU internationellt fördubblas ca vart tredje år, och p.g.a. detta reducera dessa kostnader med ca 15% till år 2015.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
Vindkraft, "typiska" svenska förhållanden			Utan elcertifikat ¹⁶	Med elcertifikat ¹⁷
El från nya anläggningar 2007				
Landbaserad	4,25 (5x0,85)	11.000	Ca 550 (540) ¹⁸	Knappt 400 (380)
	40 (20x2)	12.500	Knappt 500(470) ¹⁹	Ca 300
Havsbaserad	150 (50x3)	21.200	Ca 750(740) ²⁰	Drygt 550 (560)
	750 (150x5)	23.200	Drygt 800(830) ²¹	Drygt 650 (660)

Kostnaderna inom parentes är beräkningsresultat innan avrundning gjorts

EU-lagstiftning i kombination med olika typer av nationell lagstiftning, incitament och stöd har starkt bidragit till den snabba och omfattande utbyggnaden i Europa och internationellt.

De två huvudsakliga utmaningarna vad gäller fortsatt global expansion av vindkraft som identifierades vid European Wind Energy Conference in Brussels (EWEC 2008) är:

- Tillgång till och integrering av stora kvantiteter vindkraft i elnäten. IEA Wind Implementing Agreement har rekommenderat studier av ett antal systemaspekter, legala frågor samt el/energilagring.
- Begränsad tillgång till kvalificerad personal som behövs för fortsatt tillväxt för vindkraftindustrin. Utbildning av fler ingenjörer och specialister inom aktuella discipliner behövs.

För Norden är dessutom vindkraft i skogsområden samt publik acceptans viktiga områden att studera.

3.5.3 Små icke nätanslutna vindkraftturbiner.

Små icke nätanslutna vindkraftturbiner anses ha stor potential för kraftförsörjning på platser där det saknas elnät. Marknaden är ännu ej mogen, och de specifika kostnaderna är därför höga.

De uppvisar låga frekvenser av fel/driftstörningar, men reparationstiderna vid fel är längre än för större nätanslutna anläggningar. Detta kan bero på att dessa små turbiner ofta säljs och servas av små företag med begränsade resurser.

¹⁶ Utan skatter, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd

¹⁷ Elcertifikat 200 SEK/MWh under 15 år, vilket genomsnittligt för 20 års ekonomisk livslängd blir ca 170 SEK/MWh

¹⁸ 2.100 fullasttimmar/år m.h.t. tillgänglighet

¹⁹ 2.850 fullasttimmar/år m.h.t. tillgänglighet

²⁰ 2.900 fullasttimmar/år m.h.t. tillgänglighet

²¹ 2.950 fullasttimmar/år m.h.t. tillgänglighet

3.5.4 Forskning och utveckling

Sverige har f.n. ingen egen vindkraftindustri av större betydelse, varför de flesta svenska FoU-projekt hittills har behandlat användarorienterade frågeställningar, främst:

- lokalisering av vindkraftparker
- integration av vindkraft i elnäten
- kartläggning av svenska vindförhållanden samt konflikter med militär radarspaning

Det nya FoU programmet som startat 2009 fokuserar på följande områden:

- Kunskap om vinden över skogsterräng för att ge underlag för turbinernas produktion och de laster som blir dimensionerande.
- Kunskap om hur is på vingar uppträder och påverkar produktion och laster på turbinerna.
- Integration av vindkraft i elnäten

Dessutom pågår FoU med sikte på att reducera belastningar för turbiner i parker genom att styra turbinerna så att den samlade effekten tillsammans utgör målfunktion i kombination med de laster som orsakas av framförvarande turbiners störning av luften. Området Drift och Underhåll ges också utrymme inom FoU-programmet.

För havsbaserad vindkraft utvecklas allt större turbiner, och deras konstruktion förväntas alltmer anpassas till dessa applikationer, och kanske t.o.m. till specifika projekt. Denna utveckling kan förväntas innefatta nya innovativa koncept, med tanke på att utvecklingen av havsbaserad vindkraft ännu är mindre mogen än landbaserad vindkraft.

Fler testplatser och demonstrationsprojektbehövs för vidareutveckling av turbiner, för både land- och havsbaserad vindkraft.

Internationell forskning strävar efter att kunna öka storleken på turbiner utan att vikten blir ohanterlig. Sätt att minska laster genom adaptiv bladkontroll och andra styrkoncept kommer att vara en viktig del i detta..

3.6 Småskaliga idag ej kommersiella tekniker samt vågkraft

Stationära bränsleceller, ORC (Organic Rankine Cycle) samt solceller är lämpliga att använda för så kallad "distributed generation", att användas nära en förbrukare samt eventuellt även för produktion till elnätet.

Vågkraft är mer likt vindkraft till sin karaktär och är förmodligen mer lämpad att användas av kraftbolag för direkt inmatning till transmissionsnätet. Den kan på liknande sätt som för vindkraft komma att utvecklas mot storskaliga vågkraftverk där lämpliga förutsättningar finns.

Ingen av dessa tekniker är idag direkt konkurrenskraftiga mot att köpa el från det svenska elnätet. Det finns dock möjligheter för alla att genom massproduktion få ner tillverkningskostnaderna så att de skall kunna bli konkurrenskraftiga alternativ i framtiden. Framtida konkurrenskraft beror till

stor del även på den allmänna utvecklingen av elpris, skatter, leveranssäkerhet mm.

Det är svårt att uppskatta kostnadsutvecklingen för dessa tekniker eftersom de kostnader som anges idag i regel är måltal som måste uppnås för att tekniken skall kunna vara konkurrenskraftig i framtiden.

Produktionskostnaderna för småskaliga tekniker som används för "distributed generation" kan vara väsentligt högre än produktionskostnaderna för nätansluten produktion, och ändå vara konkurrenskraftiga, beroende på att nätkostnaderna undviks och skatterna med stor sannolikhet blir väsentligt lägre.

3.6.1 Stationära bränsleceller

Bränslecellens arbetsprincip är en elektrokemisk process där väte förs till en anod och syre till en katod via ett elektrokemiskt membran, varvid el och värme produceras och restprodukten är vatten. Vätet framställs idag främst ur naturgas eller metanol, men kan i princip framställas ur alla typer av bränslen – t.ex. kol eller biobränslen – samt för mobila bränsleceller även genom elektrolys av vatten, m.h.a. el från elnätet eller lokalt från t.ex. vind, småskalig vattenkraft eller solceller.

Några andra typiska egenskaper är:

- Modularitet med höga verkningsgrader även i små enheter, vilka kan byggas samman till större anläggningar
- Bra miljöegenskaper – i princip inga miljöpåverkande emissioner
- Lämpliga för kraftvärme
- Kompakta tysta anläggningar
- Litet platsbehov

Det finns idag flera olika typer av bränsleceller med något olika egenskaper:

- Lågtemperaturbränsleceller, som arbetar vid 80°C – 200°C, med verkningsgrader upp till ca 35 %:
 - o PEFC (Polymer Electrolyte Fuel Cell) med polymerelektrolyt
 - o PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) med fosforsyraelektrolyt
 - o DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) med intern reformering av metanol till väte.
- Högtemperaturbränsleceller, som arbetar vid 600°C – 1000°C, med upp till 55 % verkningsgrad och för större anläggningar i MW-klass, sammankopplade med en gasturbin över 60 %. De är mindre känsliga för föroreningar (dvs. kräver mindre avancerad reformering av primärbränslet) men blir dyrare att tillverka än lågtemperaturbränsleceller.
 - o SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) med elektrolyt i form av fast oxid
 - o MCFC (Molten Carbonate Fuel Cel) med elektrolyt i form av smält karbonat

Idag koncentreras utvecklingen av stationära bränsleceller på två huvudlinjer:

- högtemperaturbränsleceller i storlekar från 100 kWel upp till några MWel

- små stationära bränsleceller – såväl PEFC som SOFC i storlekar 1 – 10 kW_{el} för lokal kraftvärme i småhus och mindre byggnader. Ett stort demonstrationsprogram i Japan har placerat ut ca 3000 små stationära bränsleceller.

Ett omfattande FoU arbete behövs för att minska kostnader och för att öka effektiviteten. Det behöver göras med produktutveckling, speciellt med fokus på livstid, hållbarhet och minskade materialbehov, anpassning/utveckling av kringutrustning såsom reformers och växelriktare, samt effektivare industriella tillverkningsprocesser. För att kraftigt minska tillverkningskostnaderna krävs bl.a. större tillverkningsvolym

Den framtida kostnadsutvecklingen är optimistisk, flera olika internationella program arbetar intensivt för att minska kostnaderna att tillverka bränsleceller. De prognostiserade kostnaderna varierar kraftigt beroende på anläggningarnas storlek, teknikval och användningsområde:

- Kostnaden för en MCFC demonstrationsanläggning på 250 kW_e är idag i storleksordningen 4 000 €/kW_e, och anses vid större volymer om några år kunna komma ner till under 1 000 €/kW_e.
- SECA-programmet i USA (DOE) syftar till att ta fram en SOFC-modul i mindre storlek, 5-10 kW och kunna tillverka en anläggning för 400 USD/kW_{el} vid en tillverkningsvolym om 50 000 enheter.
- Det japanska programmet för små stationära bränsleceller har som ett mål att kostnaden för kompletta anläggningar för el- och värmeproduktion i småhus, inklusive installation, skall bli ca 1 MYN (10 000 USD) per kW_{el} vid en tillverkningsvolym på 10 000 enheter per år före år 2010, och senare nå nivån 5 000 USD vid en kommersiell produktion av 100 000 kraftvärmeenheter per år.

Baserat på ovanstående har nedanstående sammanfattande mycket grova kostnadsbedömningar för svenska förhållanden gjorts inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling":

Stationära bränsleceller	Effekt, kW _{el}	Investering, Kr/KW _{el}	Produktionskostnad, Kr/MWh _{el} ²²
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"			
Bedömning idag	Ca 250	Ca 35.000	> 1.000
Bedömningar efter fortsatt utveckling och större tillverkningsvolym		3.000 – 9.000	

De höga verkningsgraderna även i små enheter i kombination med flexibilitet vad gäller val av primärbränslen gör bränsleceller potentiellt konkurrenskraftiga vid befarade höga bränslepriser och/eller framtida konkurrens om förnybara bränslen. Om pågående utvecklings- och demonstrationsaktiviteter av bränsleceller, tillsammans med reformers, växelriktare och annan kringutrustning, blir framgångsrika, kan tekniken komma att implementeras enligt nedan:

²² 46% elverkningsgrad räknat på ingående naturgas, utan skatter, 4500 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 250 SEK/MWh naturgas

- 2020 förkommersiell fas med 100 tals MW installerat globalt och i Sverige enstaka MW.
- 2030 vanlig teknik för kraftproduktion i Sverige, med användning främst med biobaserade bränslen i mindre anläggningar

3.6.2 ORC (Organic Rankine Cycle)

Genom att som arbetsmedium i en ångcykel använda ett organiskt medium, med lägre förångningstemperatur än vatten, kan ångprocessen arbeta vid lägre temperatur utan att man riskerar att få fuktig ånga och risk för korrosion och erosion i turbin eller expander. I spillvärmekoppling - spillvärmemetemperaturer kring 50-100°C - uppnås elverkningsgrader kring 5-10%. I biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk - arbetstemperaturer upp till 300-320°C - får ORC-kretsen en nettoelverkningsgrad på närmare 20%.

För en komplett ORC-modul på 2 MWel är specifik investering idag ca 10 000 kr/kWel. För spillvärmekoppling används normalt mindre moduler, med specifik investering ca 15-25 000 kr/kWel för en modul på 0,5 MWel. För en komplett bränslebaserad ORC-anläggning är den specifika investeringen för en 2 MWel anläggning i storleksordningen 40 000 SEK/kWel (uppgifter från år 2007). Tekniken är potentiellt mer ekonomisk än konventionell ångteknik för biobränsle anläggningar < 2Mwe

För ett komplett biobränsleeldat ORC-kraftvärmeverk har – baserat på dessa uppgifter - grova kostnadsbedömningar för svenska förhållanden gjorts inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling":

ORC	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el (år 2007)	Produktionskostnad, Kr/MWh el ²³
Biobränsleeldat ORC-kraftvärmeverk, svenska förhållanden			
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"	2	Ca 40.000 (Varav ORC- modulen 15 000 – 25 000)	Ca 500 – 1.000

Idag finns ett hundratal biobränslebaserade ORC-kraftvärmeverk i Europa i storleksområdet 0,5-2 MWel. Tekniken är idag kommersiell i länder med inmatningspriser på biobränslebaserad el. Ökad användning förväntas även i Sverige, främst i spillvärmekoppling.

ORC är idag inte konkurrenskraftig men har potential att användas för elproduktion ur spillvärme till konkurrenskraftiga kostnader, och små biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk kan bli konkurrenskraftiga med kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion.

²³ 16% elverkningsgrad räknat på ingående biobränsle, utan skatter, 4500 – 5000 timmar/år, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, 170 SEK/MWh biobränsle, fjärrvärmekreditering 180 – 250 SEK/MWh fjärrvärme.

3.6.3 Solceller

En solcell - PV (Photovoltaics) - består av ett halvledarmaterial som är uppdelat i två skikt - ett p-dopat och ett n-dopat - för att skapa en potentialskillnad. När solljus träffar solcellen exiteras (frigörs) elektroner, vilka till följd av potentialskillnaden rör sig mot det positiva skiktet. Med metallkontakter samlas elektronerna upp och ström erhålls i en yttre krets.

Kiselsolcellen är idag den vanligaste och mest utvecklade typen för stationär elproduktion. Tillförlitligheten är hög, underhållsbehoven är små och den har en lång livslängd, mer än 25 år. Kostnaderna är dock för höga för att kiselsolceller skall kunna vara konkurrenskraftiga för produktion till elnätet gentemot konkurrerande energiomvandlingstekniker.

Tunnfilmsolceller har stor potential att kunna tillverkas i stor skala till låga kostnader tack vare låg materialåtgång i kombination med tillverkningsmetoderna.

Framtida potentialer begränsas av att stora ytor krävs.

Ett omfattande FoU arbete behövs för att minska kostnader och för att öka effektiviteten. Det behöver göras med produktutveckling, främst teknikutveckling för tunnfilmsolcellerna och industriell tillverkning, minskade materialbehov samt effektivare industriella tillverkningsprocesser. För att kraftigt minska tillverkningskostnaderna krävs bl.a. större tillverkningsvolym.

Synergier med el/energilagring skulle kunna öka användbarheten och är därför av värde att studera.

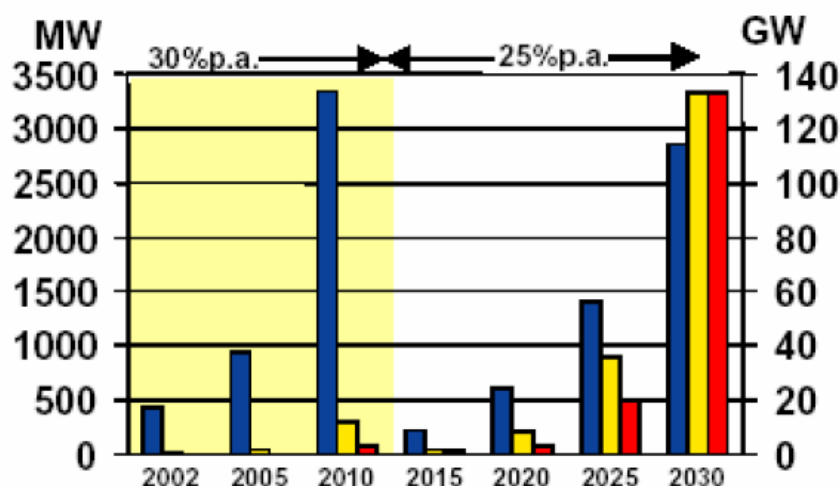
Idag är kostnaden i Europa såväl som i Sverige för att uppföra stationära demonstrationsanläggningar optimerade för elproduktion ca 5 000 €/kWp²⁴. En del nya anläggningar har tillkommande höga kostnader för byggnadsintegrering. Kostnaden för själva solcellsmodulerna är idag i storleksordningen 30 000 SEK/kWp. Kostnaderna för drift och underhåll av solcellsanläggningar är i regel mycket låga. Enligt EU:s visionsrapport för solceller är ett uttalat mål att kostnaderna skall sänkas till en tiondel, eller 500 €/kWp senast år 2050. Andra källor förutser en "IT-liknande" utveckling analog med Moores lag (fördubblat antal transistorer på ett chip ungefär vartannat år), vilket skulle resultera i väsentligt snabbare kostnadsreduktioner.

Baserat på ovanstående har nedanstående sammanfattande mycket grova kostnadsbedömningar för svenska förhållanden gjorts inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling":

²⁴ kWp betyder kW peak, d.v.s. den effekt som en solcell kan ge vid optimal solinstrålning. En solcell producerar genomsnittligt ca 900 kWh per installerad kWp och år i Europa.

Solceller	Investering, Kr/KWp ²⁴	Produktionskostnad, Kr/MWh el ²⁵
Svenska förhållanden		
Bedömning januari 2009 från "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling"	Ca 50.000	~ 5.000
Efter fortsatt utveckling och större tillverkningsvolym; EU-mål för 2050	Ca 5.000	

EPIA (European PV Industry Association) prognosticerar att årlig installerad effekt (peak) i Europa (ca 1000 MWp år 2005) ökar med 25 – 30% årligen för att kring år 2030 nå storleksordningen 130 GWp årligen, då med tunnfilmssolceller som helt dominerande teknik.



Figur 25: Modulproduktion fördelad per solcellstyp och år enligt European PV Industry Association (EPIA)⁵⁶. Blått representerar kristallint kisel, gult tunnfilmsteknik och rött nya koncept. Observera att det gulmarkerade fältet har sin skala till vänster, övriga till höger. Tillväxttakten är markerad överst i figuren (inledningsvis 30 %, därefter 25 %).

Dagens höga kostnader gör att tekniken fordrar kraftiga subventioner. Om pågående utvecklings- och demonstrationsaktiviteter blir framgångsrika, kan kostnaderna komma att reduceras och tekniken komma att implementeras enligt nedan:

- 2020 kraftigt ökad användning, eventuellt fortfarande subventionerat, beror av hur snabbt kostnaderna kan reduceras.
- 2030 nya tekniker är kommersiella och väsentligt billigare

²⁵ Utan skatter, 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, solcellen antas producera 900 kWh per installerad kW peak och år

3.6.4 Vågkraft

Av de förnybara energiformerna sol, vind och vågenergi är vågenergin den jämnaste, trots att vågenergin varierar kraftigt över året och är som störst under hösten.

Vågkraftverk anses i regel vara småskaliga, men måste p.s.s. som för vindkraft placeras på ställen där det finns vågor och inte vid elförbrukarna. Det finns planer på att tillverka stora vågkraftverk upp till storleksordningen 100 MW, vid lägen där lämpliga speciella förutsättningar finns.

Det finns flera olika metoder att utnyttja vågornas kraft för elproduktion, och de olika teknikerna – f.n. fler än 60 tekniker under utveckling – kan delas in i huvudområden:

- OWEC (Ocean Wave Energy Converter) Bojkraftverk, t.ex. bojar med linjär bottenförankrad generator
- Slack-Moored Energy converter, upphöjda plattformar med central turbin
- OWC (Oscillating Water Columns) med luftturbin, land eller havsbaserad
- Kilrännkraftverk

De flesta teknikerna har testats som prototypanläggningar. Fortsatt omfattande FoU behövs för att vidareutveckla, testa och validera olika tekniker samt identifiera huvudkandidater för demonstration och kommersialisering. FoU-arbetet behöver också inriktas på att minska kostnader och öka effektiviteten, samt ta fram effektiva tillverkningsprocesser.

P.s.s som för integrering av vindkraft i elnätet, är synergier med el/energilagring av värde att studera även för vågkraft.

Kostnaden för att producera vågkraft är starkt beroende av läget och den på platsen specifika vågeffekten samt teknikval, men det viktigaste är att det finns stora möjligheter för vågkraften att i rätt sammanhang i framtiden vara en konkurrenskraftig teknik. Att kostnaden kommer att minska kraftigt från dagens kostnader, som är baserade i de flesta fall på demonstrationsanläggningar, är uppenbart; angivna elproduktionskostnader från olika leverantörer spänner idag över ett stort intervall, från 300 SEK/MWh till 1.500-2.000 SEK/MWh. Bedömningar av underhållskostnader är f.n. osäkra.

Om pågående FoU-aktiviteter blir framgångsrika kan man förvänta sig att:

- demonstrationer blir vanliga runt år 2020
- kommersiella anläggningar vid havsbaserade industriella installationer samt eventuellt i vågkraftparker är implementerade runt år 2030

3.7 Energilagring

Vissa av de studerade teknikerna - vindkraft, solceller och vågkraft - producerar el intermittent beroende på tillgång och variationer i den primära energikällan (vindstyrka, solinstrålning och vågor). Hur denna variation

stämmer med variationen av elbehovet i elnätet är naturligtvis av största betydelse. Olika typer av reglerkraft, exempelvis vattenkraft, måste användas för att utjämna skillnaderna mellan möjlig produktion och rådande elbehov. Styrgruppen för projektet har därför velat få belyst hur utvecklingen av tekniker för energilagring kan komma att inverka och möjligen höja konkurrenskraften för dessa intermittenta produktionstekniker. En utredning av olika möjliga energilagringstekniker i tidsperspektivet 2020/2030 har därför genomförts av Gothia Power.

Ett antal möjliga energilagringstekniker beskrivs; batterier, kondensatorer, svänghjul, pumpkraftverk, vätgasgenerering, och luftkomprimering. Dessa har olika egenskaper, och val av teknik styrs av behov och användningsområde för upplagrad energi; förbättring av elkvalitet, förbättring av transient stabilitet, dämpning av elektromekaniska pendlingar i kraftsystemet, momentan aktiv störningsreserv, frekvensreglering, snabb aktiv störningsreserv, produktionsoptimering och/eller ökning av överföringsförmåga.

Det pågår omfattande forskningsinsatser på olika områden beträffande olika tekniker, till exempel batteriteknik, för elenergilagring. Dessa utvecklingsinsatser går ofta ut på förbättring av verkningsgrad och livslängd. Teknikutvecklingen är snabb och behöver följas kontinuerligt.

Bedömningen görs att det i Sverige främst finns behov av att utvärdera nyttan av elenergilagring i olika applikationer och att identifiera lämpliga metoder för energilagring för de olika applikationerna. Utifrån förutsättningar och behov i Sverige och i Norden rekommenderas att forsknings- och utvecklingsinsatser görs enligt följande:

- Identifiera områden där det finns behov av åtgärder och förbättringar i kraftsystemet. Utgående från identifierade behov utreds sedan om elenergilagring kan vara användbart för att ge de förbättringar som krävs.
- För varje applikationsområde utvärderas sedan olika elenergilagringsalternativ beträffande tekniska möjligheter, miljöpåverkan och ekonomi.
- Under de närmaste 2 – 4 åren tas konceptuella lösningar fram för de olika applikationerna där elenergilagring bedöms vara tekniskt och ekonomiskt gångbara och där applikationerna fyller nya behov i kraftsystemet som beror på ökad mängd distribuerad generering (till exempel vindkraft), ökad elenergianvändning beroende på nya belastningsobjekt (elbilar), förändring av distributionsnätens uppbyggnad, mm.
- Bedömning av olika koncept för att gå vidare med pilotprojekt görs så snart det är möjligt med hänsyn till ovan beskrivna konceptuella studier. Prioritering för genomförande görs. Följande projektidéer kan utifrån dagens FoU-läge bli aktuella att implementera:
 - o Pumpkraftverk för lastutjämning, frekvensreglering, störningsreserv samt som alternativ till ledningsutbyggnad.
 - o Batterilagring för elkvalitetsförbättring och som alternativ till ledningsreserv i distributionsnät.

- Energilager baserat på kondensatorer – t.ex. ”super-kondensatorer” med stor effektkapacitet och kanske även ökad energilagringsskapacitet med kondensatorer baserade på kol-nanorör - och/eller svänghjul, kopplat till kraftverk för förbättring av transient och dynamisk stabilitet.
- Ytterligare möjligheter som utkristalliseras allteftersom forsknings- och utvecklingsarbete fortskrider.
- Inom cirka 5 år från nu inleds förverkligande av pilotprojekt. Genomförandetiden för dessa varierar troligen betydligt mellan olika tekniklösningar. Utvärdering av pilotprojekt görs så snart det är möjligt, med målet att vidare implementering kan ske inom 10 år.

3.8 Vattenkraft

Begynnande industrialisering av Sverige under slutet av 1800-talet och början av 1900-talet krävde allt mer kraftproduktion och utveckling av teknik för distansöverföring av kraft. Landet hade i princip två val för att lösa sitt kraftbehov nämligen vattenkraft eller kolkondens. De delar av Europa som saknade vattenkraftresurser valde kol. Svenska staten bildade ”Statens Vattenfallsverk” år 1909 för att säkra statens tillgångar och ägande av produktionen, ca 50 %. Utbyggnaden fortsatte fram till 60-talet med en peak år 1960. En växande miljöhänsyn var en kraftigt bidragande orsak till att de återstående orörda älvarna, genom ett riksdagsbeslut, skyddades från utbyggnad och bevarades för framtiden. Sedan 1970-talet har i princip ingen storskalig vattenkraftsutbyggnad skett i landet.

Dagens nya vattenkraftturbiner är effektiva och moderna och verkningsgradsmässigt finns inte så mycket ytterligare att hämta. Utveckling sker bl.a. på områden som oljefria nav och vattensmörjning mm.

I Sverige finns idag ca 700 kraftverk större än 1,5 MW, ca 1800 kraftverk mindre än 1,5 MW och en totalt installerad effekt på ca 16200 MW.

Normalårsproduktionen ligger på ca 65 TWh men kan variera starkt mellan olika år. År 2007 producerades 65,5 TWh. De ”små” vattenkraftverken svarar idag för ca 1,5 TWh i Sverige och 33 TWh kan lagras i vattenmagasin.

3.8.1 Ny miljöanpassad vattenkraft

Det finns i Sverige en teknisk ekonomisk potential för vattenkraft på ca 90 TWh. Potentialen i icke skyddade områden bedöms till mellan 2-5 TWh. Effektivisering av äldre befintliga vattenkraftsstationer genom ersättning och implementering av senaste teknik bedöms ha en potential på mellan 1-2 TWh.

Det skall tillsättas en vattenkraftsutredning i Sverige (enligt Budgetpropositionen 2008). EU:s vattendirektiv håller för närvarande (2008/2009) på att implementeras. Det finns risk att detta innebär begränsningar för både vattenkrafts- och reglerkraftsproduktion. Ålbeståndet har minskat med 99 % sedan 1970 vilket också kommer att bli en viktig

faktor att ta hänsyn till vid eventuell utbyggnad av vattenkraft. En ny ålförordning har antagits inom EU.

Klimatförändringarna kommer med stor sannolikhet att påverka vårfloden så att den kommer tidigare på året och flödena blir mer spridda över året, speciellt i Norge. Ökande nederbörd p.g.a. klimatförändringar bedöms på lång sikt ge en ökad produktionskapacitet på mellan 5-20 TWh.

Billigaste och miljömässigt minst kostsamma förnybara kraften kommer att vara höjning av dammar och dämningssgränser vilket också rimligen ger ökad reglerförmåga.

Framtidens vattenkraftverk kommer troligen att byggas helt dolt, se skiss i figur 3.8.1. Helt "osynligt" och insprängt i berget i stort baserad på dagens bästa teknik.



Figur 3.8.1 Skiss miljöanpassad vattenkraft (Källa: Sweco)

Överledning av vatten mellan olika älvar för att tillgodogöra sig vattnet i redan utbyggda älvar bedöms också vara ett kostnadseffektivt alternativ för ökad produktion.

Vattenkraftens betydelse som reglerkraftkälla för andra icke reglerbara produktionstekniker som exempelvis vindkraft har kommit i fokus i och med den planerade vindkraftsutbyggnaden i Sverige och internationellt. Elforsk har exempelvis under slutet av 2008 beställt ett forskningsprojekt där behovet av utbyggnad av överföringsskapaciteten på stamnätet från norra Sverige ska studeras genom modellering av olika vindkraftsutbyggnader och med hänsyn till tillgänglig vattenkraft som reglerkraft.

Kostnader som för ny vattenkraft har bedömts i Elforsks studie "El från nya anläggningar 2007 (Elforsk-rapport 07:50)" och sammanfattas i tabellen nedan.

	Effekt, MW el	Investering, Kr/KW el	Produktionskostnad, Kr/MWh el	
			Utan skatter ²⁶	Med elcertifikat och ny höjd fastighetsskatt
Ny miljöanpassad vattenkraft				
El från nya anläggningar 2007	90	Ca 13.000	Ca 250	Ca 150

3.9 Kostnadsöversikt

I följande tabell summeras kalkylförutsättningar och kostnadsdata för de beskrivna teknikerna i avsnitt 3.1 – 3.8. Angivna data bygger på Elforsks studie "El från nya anläggningar 2007 (Elforsks rapport 07:50) samt data från delstudierna. För flera av teknikerna har (som framgår av resp. avsnitt) justeringar gjorts inom projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" och skall i dessa fall ses som IVA VÄGVAL ENERGI:s bästa bedömningar för dagens situation, utgående från befintliga studier och annan tillgänglig information. För bättre och mer konsistenta bedömningar behövs omfattande arbete(n) med ett flertal experter involverade.

Tabellen kan följaktligen enbart användas för jämförelser mellan de beskrivna teknikerna men kan inte omedelbart relateras till andra data i litteraturen.

Kostnader och priser avser situationen att investeringsbeslut tas nu med idrifttagning om ca 3 – 8 år, givetvis beroende på typ av kraftverk.

²⁶ Utan skatter 4000 fullasttimmar/år, 6% real ränta, 40 års ekonomisk livslängd

	Investerings- kostnad kr/kW	Elproduktions- kostnad kr/MWh ²⁷	Kostnads- utveckling till 2020	Anmärkning
Storskalig kraftproduktion				
Koleldade kondenskraftverk				
- State-of-the-art idag	15 000	450		400 MW, För dagens svenska förhållanden,
- Med CCS	20 000	600		400 MW, För dagens svenska förhållanden
Gasturbiner i kombikraftverk				
- Kondenskraft	6 000	550		400 MW el
- Kraftvärme	7300-9100	550 - 650		150 resp. 40 MW el
Kärnkraft	27000	400 ²⁸		1600 MW 34 % verkningsgrad
Förnybar elproduktion				
Biomasse- KVV	28 000	800		30 MW el, Starkt storleksberoende
Biomassa IGCC	40 000-50 000 (ca 10 MW el)	1200	25 -30-000 (30 – 60 MWel)	Elprod.kostn kan minska till 800 Kr/MWh
Förgasn och gasmotor för biomassa	40 000- 50 000 (ca 2 MW el)	1 100	30 000 (ca 15 MW el)	Elprod.kostn kan minska till 900 Kr/MWh
Vindkraft				
Landbaserad	11 000-12 500	500-550 ²⁹	Minskar	5x0,85 resp. 20x2 MW
Havsbaserad	21 200-23 200	750-800 ²⁹	Minskar	50x3 resp. 150x5 MW
Vågkraft	-	-	I paritet med vindkraft	F.n enbart prototypanläggningar
Ny miljöanpassad vattenkraft	13 000	250 ³⁰		90 MW el
Småskaliga idag ej kommersiella				
Bränsleceller	35 000	>1 000	3 000-9-000	
ORC	40 000 ³¹	500 – 1 000	Minskar	2 MW el, biobränslebaserad anläggning
Solceller	50 000	~5 000 ³²	Minskar	5 000 kr/kW är EU mål för 2050

²⁷ 6% real ränta, 20 års ekonomisk livslängd, kondenskraft 6000 timmar/år, kraftvärme 4500 timmar/år, 75 SEK/MWh stenkolk, 250 SEK/MWh naturgas, 170 SEK/MWh biobränsle, fjärrvärmekreditering 180 SEK/MWh fjärrvärme.

²⁸ 8000 timmar/år, 40 år

²⁹ Landbaserad 2850 resp. 2100 timmar/år, havsbaserad 2900 resp. 2950 timmar/år

³⁰ 4000 timmar/år, 40 år

³¹ Varav ORC-modulen 15 000 – 25 000 kr/KW el

³² Om solcellen producerar ca 900 kWh/installerad kW peak och år

4 Slutsatser

4.1 Konkurrens mellan de olika produktionsteknikerna?

I tidsperspektivet år 2020 och 2030 är bedömningen att klimatneutralitet med minimering av växthusgasutsläpp kommer att bli styrande för energiproduktionsapparatens utformning. Effektivisering och resurssnåla produktionslösningar blir därmed viktigt. Kraven på förnyelsebar uthållig produktion och leveranssäkerhet kommer också att ha stort inflytande på utvecklingen.

Hur konkurrensen mellan teknikerna bedöms påverkas av ett antal aspekter sammanfattas i tabell 4.1 – 4.4

Vi har valt att använda följande färgskala för att illustrera våra bedömningar:

Grönt: ingen inverkan/konkurrenskraftigt/teknik framme

Gult: inverkar/kan bli konkurrenskraftigt/kräver fortsatt/ökad FoU

Rött: stor negativ inverkan/ej konkurrenskraftigt/sannolikt hinder/teknik finns inte alls

Dessutom har vi använt "mellansteg" i form av "gröngult" resp. "rödgult".

Det bör observeras att färgmarkeringarna avser dagens situation och kan komma att ändras med tiden.

Tabell 4.1 Konkurrens mellan tekniker för storskalig elproduktion, "i paritet med kärnkraft". Inverkan av olika förutsättningar

	Pannor/Förbränning/ Ångcykler/Gasturbiner		Kärnkraft
	Ångbaserad värmekraft	Gasturbiner i kombikraftverk	
Bränsleprisutveckling - Ökande bränslepriser	- Utvecklingen mot allt högre verkningsgrader måste fortsätta för bibehållen konkurrenskraft - Gynnas om kolpriser fortsatt mindre volatila än gas- och oljepriser	- Utvecklingen mot allt högre verkningsgrader måste fortsätta för bibehållen konkurrenskraft - Starkt beroende av gaspris vs kolpris; kritiskt om gaspriser fortsatt mer volatila än kolpriser	- Endast litet eller inget beroende av bränsleprisutveckling
Styrmedels inverkan - teknikspecifika			- Kontroll och övervakning av klyvbart material krävs, och är etablerat - Risker kring främst hantering och slutförvaring av klyvbart material gör kärnkraft politiskt kontroversiell
- feed-in tariffer			
- Målstyrda, teknikneutrala (certifikat, ETS)	- Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS bedöms göra stora kolkraftverk med CCS konkurrenskraftiga - Implementering av CCS blir sannolikt nödvändig för att i framtiden få bygga nya kolkraftverk	Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS: - gynnar gas versus kol - motiverar CCS om ej för högt gaspris relativt CO₂-pris	Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS gynnar
Miljöambitioner	- Avancerad rökgasrening	- Avancerad NOx-rening	- Minska mängden klyvbara restprodukter - Ta tillvara spillvärme (befintlig teknik, mer kopplat till lokalisering).
Vad triggat investeringar och FUD?	- Befarat fortsatt höga bränslepriser - Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS - Säker tillgång på energi i EU genom minskat beroende av ett fåtal importerade energislag	- Befarat fortsatt höga bränslepriser - Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS	- Förväntat konkurrenskraftig elproduktion - Säker tillgång på energi i EU genom minskat beroende av ett fåtal importerade energislag - Klimatrelaterade styrmedel såsom ETS

	Pannor/Förbränning/ Ångcykler/Gasturbiner		Kärnkraft
	Ångbaserad värmekraft	Gasturbiner i kombikraftverk	
FUD-behov /potential till förbättringar	- Främst fortsatt materialutveckling för allt högre verkningsgrader - Utveckling och demonstration av CCS	Fortsatt utveckling mot allt högre verkningsgrader: - Materialutveckling - Turbinutveckling Utveckling och demonstration av CCS	- Reaktorsäkerhet även vid extrema yttre händelser; Gen III+ passiva säkerhetssystem Utveckla Gen IV och uthålligt kärnkraftssystem genom att upparbeta använt kärnbränsle och i Gen IV sluta bränslecykeln. FoU: - material, bränsleteknik - upparbetningsteknik - briderreaktorer - ev. transmutation - kombinat dricksvatten, vätgas

Tabell 4.2 Konkurrens mellan tekniker för förnybar elproduktion. Inverkan av olika förutsättningar

	Pannor/ Förbränning/ Ångcykler	Förgasning			Vindkraft	Vågkraft	Miljöanpassad Vattenkraft
	Biobränsle, avfall KVV, FJV	BIG-CC 15 – 50 MW el	BIG-ICE 1 – 15 MW el	Indirekt sameldning i stora pannor			
Bränsleprisutveckling - Ökande bränslepriser	- Mycket högt bränsleutnyttjande, men biobränsle dyrt - Utveckling mot högre elverkningsgrader	Högt bränsleutnyttjande, men biobränsle dyrt - Höga elverkningsgrader tänkbara	Högt bränsleutnyttjande, men biobränsle dyrt - Högre elverkningsgrader tänkbara	Höga elverkningsgrader tänkbara även med "svåra" biobränslen, men biobränslen dyra	Påverkas ej av bränslepriser	Påverkas ej av bränslepriser	Påverkas ej av bränslepriser
Styrmedels inverkan							
- tekniskspecifika			Feed-in-tariffer, nationella stöd- program har lokalt triggat demonstrationer		Har triggat internationell expansion, vilket gett lägre kostnader		
- feed-in tariffer							
- Målstyrda, teknikneutrala (certifikat för förnybar el, ETS)	- Styrmedlen förutsättning - Kostnadseffektiv Bio-KVV gynnas	Högre kostnader än BioKVV med ångcykel idag Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader	Högre kostnader än BioKVV med ångcykel idag Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader	- Styrmedlen förutsättning - Kostnadseffektiv eldning av "svåra" biobränslen gynnas	- Styrmedlen förutsättning - Kostnadseffektiva alternativ gynnas - Fortsatt expansion kan minska kostnader	- Styrmedlen blir sannolikt förutsättning - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader	- Kostnadseffektiv; konkurrenskraftig även utan styrmedel
Miljöambitioner	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle Avancerad rökgasrening	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle Låga utsläpp	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle Utsläpp av kolväten höga	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle - Långtgående gasrening före pannan för "svåra" biobränslen	Mycket liten miljöpåverkan Upplevs lokalt som störande	Teknikberoende	- Måste byggas med inga/minimala ingrepp i natur/landskap - EU:s vattendirektiv m.h.t. ekologi, bl.a. vandringsfisk; begränsningar

	Pannor/ Förbränning/ Ångcykler	Förgasning			Vindkraft	Vågkraft	Miljöanpassad Vattenkraft
	Biobränsle, avfall KVV, FJV	BIG-CC 15 – 50 MW el	BIG-ICE 1 – 15 MW el	Indirekt sameldning i stora pannor			
Vad triggat investeringar och FUD?	- Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Pågående materialutveckling för allt högre verkningsgrader i storskalig ångbaserad värmekraft	Utöver ETS, certifikat: - Potentiellt hög elverkningsgrad mindre KVV	Utöver ETS, certifikat: - Potentiellt hög elverkningsgrad små KVV	- Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Möjlighet elda även svåra biobränslen och avfallsbränslen med hög elverkningsgrad	- Befarat fortsatt höga bränslepriser - Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Nationella stöd/incitament - Produktion helt beroende av när och hur mycket vind; begränsar möjlig andel vindkraft som kan integreras i elnät	- Befarat fortsatt höga bränslepriser - Stor potential - Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Produktion helt beroende av vågor; begränsar möjlig andel vågkraft som kan integreras i elnät (?)	- Befarat fortsatt höga bränslepriser - Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el
FUD-behov /potential till förbättringar	Materialutveckling + övriga tekniska möjligheter, t.ex: - skyddade ÖH - skyddsförångare - snabbbyte av ÖH för högre ångtemperaturer och därmed elverkningsgrader även med bränslen som ger korrosiva rökgaser	Optimering av komponenter och system för att minska investering: - nya pilot/prototyp- anläggningar - uppskalning, demonstrationer	Produktutveckling, demonstrationer: - Optimering av komponenter och system för att minska investering - Drifterfarenheter FoU kring - bränsleflexibilitet - gasrening - vattenrening - motor- avgasrening	Verifiera långtgående gas- rening för svåra biobränslen och avfallsbränslen	- Integrering i elnät - Minska vikter/belastningar - Minska kostnader - Tillförlitlighet - Större turbiner för havsbaserad - Förståelse extrema vindförhållanden - Publik acceptans	Pilottest olika tekniker, identifiera och demonstrera kommersiell teknik	- Inkrementell utveckling av turbiner fortsätter - Ekologi/inverkan fiskbestånd mm - Minimering av ingrepp i naturen Forskning rörande: - ökat reglerkraftbehov - implementering av ny teknik i befintliga anläggningar

Tabell 4.3 Konkurrens mellan tekniker för produktion av förädlade bränslen och drivmedel ur lignocellulosa i kombinat med kraftvärme och fjärrvärme. Inverkan av olika förutsättningar

	Kombinat med KVV, fjärrvärme			
	Uppgradera fasta bränslen Pellets, torrifierat bränsle	Pyrolysolja	Metan/biogas, etanol via jäsnings, rötning	Metan/biogas, Fischer-Tropsch-Diesel, DME (metanol, om marknad) via termisk förgasning
Bränsleprisutveckling - Ökande bränslepriser	Kombinat ger högre verkningsgrader Högt bränsleutnyttjande, men biobränsle dyrt	Kombinat ger högre verkningsgrader Högt bränsleutnyttjande även med "svåra" biobränslen, men biobränsle dyrt	Etanol: Lågt bränsleutnyttjande idag, trots att kombinat ger högre verkningsgrader. Biobränsle dessutom dyrt. Risk för ökad konkurrens om biobränsleråvara. Etanol: Potentiellt högre verkningsgrader Metan/biogas: Kombinat ger högre verkningsgrader, men biobränsle dyrt.	- Kombinat ger högre verkningsgrader, men biobränsle dyrt. - Högre utbyten än jäsnings, rötning idag - Risk för ökad konkurrens om biobränsleråvara.
Styrmedels inverkan				
- tekniskspecifika				
- feed-in tariffer				
- Målstyrda, teknikneutrala (certifikat för förnybar el, skattereduktion/befrielse för drivmedel ur biobränslen, ETS)	- Styrmedlen förutsättning - Kostnadseffektiv eldnings av biobränslen även i enkla anläggningar och/eller med långa transportavstånd	- Styrmedlen förutsättning - Kostnadseffektiv användning även av "svåra" biobränslen; pyrolysolja kan eldas i enkla anläggningar	Etanol: För hög kostnad idag, även med dagens styrmedel Etanol: Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader för anläggningsstorlekar lämpliga för biobränslen - Styrmedlen förutsättning Metan/biogas: konkurrenskraftiga kostnader	- Styrmedlen förutsättning - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader, dock endast för stora anläggningar. (> ca 300 MW ingående bränsle)
Miljöambitioner		- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle - Låga utsläpp	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle - Låga utsläpp	- Begränsat till ekologiskt uthålligt biobränsle - Låga utsläpp

	Kombinat med KVV, fjärrvärme			
	Uppgradera fasta bränslen Pellets, torrifierat bränsle	Pyrolysolja	Metan/biogas, etanol via jäsning, rötning	Metan/biogas, FischerTropschDiesel, DME (metanol, om marknad) via termisk förgasning
Vad triggat investeringar och FUD?	- Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Möjlighet elda biobränslen i enklare anläggningar och/eller i stora kolpannor - Möjliggör längre transportavstånd än flis - Torrifierat bränsle mer lagringsbeständigt och lättare att mala än pellets	- Klimatrelaterade styrmedel, ETS - Certifikat förnybar el - Möjlighet använda även svåra biobränslen; pyrolysolja fri från problematiska askkomponenter och kan eldas i enkla anläggningar	Metan/Biogas: - Klimatrelaterade styrmedel, ETS - skattereduktion/befrielse för drivmedel ur biobränslen - skattegynnade miljöbilar Metan/biogas: förutsätter naturgasnät Etanol: Utöver styrmedel: - potential för högre verkningsgrader och konkurrenskraftiga kostnader för anläggningsstorlekar lämpliga för biobränslen	- Klimatrelaterade styrmedel, ETS - skattereduktion/befrielse för drivmedel ur biobränslen - skattegynnade miljöbilar Utöver styrmedel: - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader, dock endast för stora anläggningar. Kan bli av intresse om mycket stor efterfrågan på drivmedel ur biobränslen
FUD-behov /potential till förbättringar	- Hantering och minimering av brandrisk vid lagring av pellets - Utveckling av lågtemperaturtorkning för högre verkningsgrader	- Infrastruktur m.h.t. att pyrolysolja är korrosiv och ej lagringsbeständig - Uppgradering av pyrolysolja så den blir mindre korrosiv samt lagringsbeständig	Fortsatt utveckling av effektivare teknik, verifiering: - Hydrolysisprocesser Etanol: - Pentosjäsning, - Etanolkoncentrering/verifiera molsikt, Metan: - Höjd rötningstemperatur	Utveckling av lågtemperaturtorkning för högre verkningsgrader Utveckla, verifiera effektivare gasprocesser och syntes: - termisk tjärkrackning - katalytisk reformering - Verifiera metansisering - värmeåtervinning DME-syntes

Tabell 4.4 Konkurrens mellan idag ej kommersiella tekniker för småskalig elproduktion. Inverkan av olika förutsättningar

	Småskalig energiteknik		
	Stationära bränsleceller	ORC	Solceller
Bränsleprisutveckling - Ökande bränslepriser	- Höga verkningsgrader även i små enheter - Potentiell flexibilitet i val av primärbränslen (för framställning av vätgasen)	- ORC utnyttjar lågtemperaturvärme, dvs. bidrar till högre bränsleutnyttjande för de system där ORC appliceras	Påverkas ej av bränslepriser
Styrmedels inverkan			
- teknikspecifika			Höga subventioner, feed-in-tariffer, har gett snabb expansion i några länder
- feed-in tariffer		Feed-in-tariffer i Europa har gjort små biobränsleeldade ORC-kondenskraftverk kommersiella	
- Målstyrda, teknikneutrala (klimatrelaterade, t.ex. certifikat för förnybar el, ETS)	För höga kostnader idag, även för "distributed generation" - Potentiell användning av förnybara primärbränslen (biobränslen) - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader	Biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk: - Styrmedlen förutsättning - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader för små ORC-KVV (< 2 MW el)	För höga kostnader idag, även för "distributed generation" - Styrmedlen blir sannolikt förutsättning - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader
Miljöambitioner			
Vad triggat investeringar och FUD?	För höga kostnader idag, även för "distributed generation" - Höga verkningsgrader även i små enheter - Potentiell flexibilitet i val av primärbränslen (för framställning av vätgasen) - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader - Klimatrelaterade styrmedel triggat FoU mot användning av förnybara primärbränslen (biobränslen)	ORC utnyttjar lågtemperaturvärme, dvs. bidrar till högre bränsleutnyttjande för de system där ORC appliceras: - spillvärmekopplingar - biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk - Lägre kostnader förväntas - Klimatrelaterade styrmedel gör små biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk konkurrenskraftiga	- Befarar fortsatt höga bränslepriser - Klimatrelaterade styrmedel - Potentiellt konkurrenskraftiga kostnader - Höga subventioner, feed-in-tariffer i några länder - Produktion helt beroende av solinstrålning - Stora ytor krävs

	Småskalig energiteknik		
	Stationära bränsleceller	ORC	Solceller
FUD-behov /potential till förbättringar	Omfattande utveckling och demonstrationer pågår av bränsleceller för stationära tillämpningar: Omfattande FoU för att minska kostnader och öka effektivitet: - Produktutveckling med fokus på livstid, hållbarhet, minskade materialbehov - Anpassning/utveckling av kringutrustning såsom reformers och växelriktare - Effektivare tillverkningsprocesser - Större tillverkningsvolym för lägre tillverkningskostnader <i>Konkurrenskraft förutsätter att pågående FoU och demonstrationer blir framgångsrika</i>	Implementering i fler potentiella applikationer: - Marknadsutveckling - Produktutveckling - Större tillverkningsvolym för lägre tillverkningskostnader	FoU pågår för att minska kostnader och öka effektivitet: Produktutveckling, främst: - teknikutveckling för tunnfilmsolceller och industriell tillverkning - minskade materialbehov Effektivare tillverkningsprocesser Större tillverkningsvolym för lägre tillverkningskostnader

Energilagring

Studier och FoU av energilagring är av värde för att kunna öka användbarheten av intermittenta produktionstekniker, dvs vindkraft, solceller och i viss mån vågkraft.

I delstudien rekommenderas att man för Sverige utvärderar nyttan av elenergilagring i olika applikationer, identifierar lämpliga metoder för energilagring för intressanta applikationer och baserat på detta genomför konceptstudier följt av forsknings- och utvecklingsinsatser.

Sälja kundnytta/funktion direkt

Har ej ingått i detta projekt, men kan påverka efterfrågan av el- och fjärrvärme; t.ex. ökad energieffektivisering hos användare

4.2 Bedömning av mest konkurrenskraftiga tekniker för Sverige

Följande slutsatser m.a.p. potentiellt konkurrenskraftiga tekniker kan dras baserat på de bedömningar som gjorts i Tabell 4.1 – 4.4:

Storskalig elproduktion

Ny storskalig elproduktion för baslast - utöver effektförstärkningar i svenska kärnkraftverk och en femte och sjätte finsk kärnkraftreaktor - bedöms enligt analyser inom Elforsk:s "Roadmap" projekt bli aktuell i Norden först när befintliga kärnkraftverk behöver ersättas med ny kraftproduktion. De alternativ som utifrån Tabell 4.1 framstår som mest attraktiva för Sverige är då:

- Kärnkraft kan sannolikt bli det mest konkurrenskraftiga alternativet, speciellt om bränslepriser blir höga och/eller teknikneutrala klimatrelaterade styrmedel fortsätter att vara på plats. Kärnkraftverk tar dock mycket lång tid att bygga och tekniken är mycket kapitalintensiv. Behovet av omfattande kontroll och övervakning av all hantering av klyvbart material p.g.a. de risker som är förknippade med detta, gör dock att kärnkraft ständigt är politiskt kontroversiell. Om/när Gen IV kan realiseras, bör dock problematiken kring klyvbart material kunna reduceras väsentligt. Detta förutsätter dock att de omfattande internationella FoU-programmen blir framgångsrika. Bränsletillgången för kärnkraft ses inte som ett problem. Nuvarande urantillgångar bör räcka flera hundra år. Därefter är torium ett bränslealternativ.
- Om ny kärnkraft inte blir accepterad i Sverige, framstår stora fossilbränsleeldade kraftverk försedda med CCS som det mest attraktiva alternativet när ny storskalig elproduktion behövs. En förutsättning för att CCS ska gå att motivera ekonomiskt blir då att tillräckligt kraftfulla klimatrelaterade styrmedel, som inkluderar CCS, då är implementerade. Relationen mellan gas- och kolpriser påverkar respektive tekniks konkurrenskraft.

Förnybar elproduktion

EU:s mål för CO₂-reduktion och förnybar energi (och därav föranledda klimatrelaterade styrmedel) gör enligt analyser inom Elforsk:s "Roadmap" projekt att nästan all ny kraft som byggs i Norden inom de kommande två decennierna kommer att bli förnybar. De alternativ som utifrån Tabell 4.2 framstår som mest attraktiva för Sverige är då:

- Miljöanpassad vattenkraft framstår som det mest konkurrenskraftiga alternativet, dessutom helt oberoende av såväl bränslepriser som styrmedel. Potentialen begränsas dock av krav på att bygga med inga/minimala ingrepp i landskap och natur samt ekologiska hänsyn styrda av EU:s vattendirektiv.
- Kraftvärme med ångcykel är det idag mest kostnadseffektiva alternativet för biobränslebaserad kraftproduktion, och med högt bränsleutnyttjande. Kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar

energiproduktion är dock en förutsättning. Potentialen begränsas i första hand av tillgängliga fjärrvärmeunderlag.

- Vindkraft har tack vare snabb internationell expansion blivit konkurrenskraftig, dock endast med hjälp av kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av möjlig andel som kan integreras i elnätet m.h.t. att produktionen är helt beroende av vindförhållanden. Möjlighet till el/energilagring skulle kunna öka användbarheten.
- Indirekt sameldning av biobränslen genom förgasning är ett kostnadseffektivt sätt att elda biobränslen i stora pannor med bibehållna elverkningsgrader, och kan med mer långtgående gasrening även göra det möjligt att på ett kostnadseffektivt sätt använda "svåra" biobränslen och avfall för kraftvärmeproduktion.
- Vågkraft är ett lovande framtida alternativ i tidig utvecklingsfas, med potentiellt konkurrenskraftiga kostnader, förutsatt klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av möjlig andel som kan integreras i elnätet m.h.t. att produktionen blir helt beroende av vågor

Produktion av förädlade biobränslen och drivmedel ur lignocellulosa i kombinat med kraftvärme och fjärrvärme.

För samtliga alternativ som sammanställts och bedömts i Tabell 4.3 är kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion en förutsättning för konkurrenskraft. Kombinat med kraftvärme eller fjärrvärme förbättrar det totala bränsleutnyttjandet.

- Uppgradering av fasta biobränslen till pellets gör det möjligt att elda dessa i enklare anläggningar och/eller få ekonomi vid längre bränsletransportavstånd, och är idag konkurrenskraftigt. Torrifisering kan bli av intresse om ökad lagringsbarhet och bättre malbarhet efterfrågas.
- Pyrolysolja kan eldas i enkla anläggningar, och skulle möjliggöra kostnadseffektiv användning även av "svåra" biobränslen. Infrastruktur och hantering måste dock anpassas till att pyrolysolja är korrosiv och inte är lagringsbeständig.
- Alla studerade biobränslebaserade drivmedelsalternativ förutsätter för potentiell konkurrenskraft minst lika kraftfulla styrmedel som idag inom transportsektorn. Biogas kan med dagens förutsättningar konkurrera med bensin, men potentialen begränsas av tillgängliga naturgasnät eller annan lämplig infrastruktur för distribution. Etanol har potential att, förutsatt framgångsrik pågående FoU, kunna produceras till konkurrenskraftig kostnad i anläggningar med lämpliga storlekar för biobränslen. För flytande drivmedel framställda via termisk förgasning, krävs betydligt större anläggningar för potentiellt konkurrenskraftiga kostnader. Pågående FoU och demonstrationer måste dessutom bli framgångsrika.

Idag ej kommersiella tekniker för småskalig elproduktion

De tekniker som utifrån Tabell 4.4 framstår som mest lovande för Sverige har olika användningsområden:

- ORC är idag inte konkurrenskraftig men har potential att användas för elproduktion ur spillvärme till konkurrenskraftiga kostnader, och små biobränsleeldade ORC-kraftvärmeverk kan bli konkurrenskraftiga med kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion.
- Solceller genomgår en snabb teknikutveckling och internationell expansion, vilket förväntas resultera i konkurrenskraftiga kostnader i "distributed generation" i framtiden, dock sannolikt endast m.h.a. fortsatt kraftfulla klimatrelaterade styrmedel samt styrmedel som gynnar förnybar energiproduktion. En fördel är givetvis oberoendet av bränslepriser. Potentialen begränsas av att produktionen är helt beroende av solinstrålning samt att stora ytor krävs. Möjlighet till el/energilagring skulle kunna öka användbarheten. Processtekniken för tillverkning av solceller är idag en bromsande faktor och behöver förbättras. Potential finns att höja effektiviteten 30-40 %.

Stationära bränsleceller bedöms ej ha någon betydande potential i det svenska elsystemet. De kan dock inom den studerade tidsperioden bli konkurrenskraftiga speciellt för användning vid biogasanläggningar, där den höga verkningsgraden kan utnyttjas. Det är viktigt att följa den internationella utvecklingen inom området eftersom betydande satsningar görs internationellt.

4.3 FUD för mest konkurrenskraftiga tekniker

Vad gäller de internationella FoU-program som föreslås nedan, bör företag och svenska universitet och högskolor fokusera sitt deltagande till de områden där deras forskning och kunnande är eller bedöms kunna ge värdefulla bidrag till de aktuella programmen. Utöver "aktivt" deltagande i FoU-program, kan kraftbolagen ha nytta av att utvärdera och hämta hem ny internationell kunskap.

Storskalig elproduktion

Kraftbolag samt svenska universitet och högskolor bör delta i internationella FoU-program för:

- Kärnkraft. Pågående vidareutvecklingar av reaktorsäkerhet samt utvecklingen av Gen IV och uthålliga kärnkraftssystem genom upparbetning av använt kärnbränsle och slutning av bränslecykeln i Gen IV. Viktiga FoU-områden för detta är material, bränsleteknik, upparbetningsteknik, biederreaktorer, ev. transmutation samt kombinat med framställning av dricksvatten och ev. vätgas.
- För ångbaserad värmekraft. Följ den fortsatta utvecklingen mot allt högre verkningsgrader, främst av material. Delta i teknikutveckling för CCS enligt Elforsk:s och Energimyndighetens gemensamma program.

Fortsatta undersökningar av möjligheter till geologisk lagring av koldioxid i Sverige bör också genomföras (inom Elforsk:s och Energimyndighetens gemensamma program).

Förnybar el- och fjärrvärmeproduktion

Svenska energibolag, universitet och högskolor bör bedriva FoU för:

- Miljöanpassad vattenkraft. Främst ekologiska frågeställningar, såsom inverkan på vandringsfiskbestånd mm. FoU kring minimering av ingrepp i naturen samt forskning rörande ökat reglerkraftbehov och implementering av ny teknik i befintliga anläggningar.
- Biobränslebaserad kraftvärme. Dra nytta av materialutvecklingen för stora kraftverk genom vidareutveckling av övriga tekniska möjligheter, t.ex. skyddade ÖH, skyddsförångare, snabbyte av ÖH, för att uppnå högre ångtemperaturer och därmed elverkningsgrader även med bränslen som ger korrosiva rökgaser. (Elforsks planerade forskningsprogram)
- Indirekt sameldning av biobränslen genom förgasning. Verifiering av långtgående gasrening för svåra biobränslen och avfallsbränslen.

Kraftbolag samt svenska universitet och högskolor bör delta i nationella och internationella FoU-program för:

- Vindkraft. FoU pågår kring flera viktiga frågeställningar;
 - o Integrering av stora kvantiteter vindkraft i elnäten, främst systemfrågor.
 - o Minskade kostnader genom att bl.a. minska vikter/belastningar och öka tillförlitligheten
 - o Havsbaserad vindkraft.
 - o Förståelse av extrema vindförhållanden.
 - o Publik acceptans
- Vågkraft. Pågående svensk och internationell FoU inriktas främst på pilottester av olika tekniker – svenska och utländska -, och att identifiera och demonstrera den/de teknik/tekniker som bedöms ha bäst förutsättningar för att bli kommersiellt konkurrenskraftiga.

För såväl vindkraft som vågkraft är möjliga synergier med el/energilagring av värde att studera.

Produktion av förädlade biobränslen och drivmedel ur lignocellulosa i kombinat med kraftvärme och fjärrvärme.

Svenska energibolag, bränsleföretag, universitet och/eller högskolor bör bedriva FoU för:

- Uppgradering av fasta biobränslen. Fortsatt FoU kring hantering och minimering av brandrisk vid lagring av pellets
- Utveckling av lågtemperaturtorkning är av värde för att uppnå högre verkningsgrader vid såväl förädling av biobränslen som kraftvärmeproduktion (i det senare fallet ökar elverkningsgraden)

Det är av värde för Sverige att delta i internationella FoU- och demonstrationsprogram för drivmedel ur lignocellulosa, och svenska universitet och högskolor driver f.n. projekt. Sverige har ett stort kunnande kring biodrivmedel och intresset för kombinat är fokuserat på integrerade energi- och värmelösningar.

Idag ej kommersiella tekniker för småskalig elproduktion

- ORC. Svenska energibolag och tillverkare – f.n. finns två svenska tillverkare - bör delta i pågående europeisk marknadsutveckling och produktutveckling för implementering i fler potentiella applikationer. Större tillverkningsvolymerna torde dessutom ge lägre tillverkningskostnader.
- Solceller. Svensk tillverkande solcellsindustri, högskolor och universitet bör delta i den internationella FoU som pågår för att minska kostnader och öka effektiviteten. Detta sker genom produktutveckling - främst teknikutveckling för tunnfilmsolceller och industriell tillverkning, minskade materialbehov – och effektivare tillverkningsprocesser. Större tillverkningsvolymerna bedöms ge lägre tillverkningskostnader. Möjliga synergier med el/energilagring är också av värde att studera.

Energilagring

Studier och FoU av energilagring bör genomföras för att kunna öka användbarheten av intermittenta produktionstekniker, d.v.s. vindkraft, solceller och i viss mån vågkraft. Ett första steg för Sverige är att utvärdera nyttan av elenergilagring i olika applikationer, identifiera lämpliga metoder för energilagring för intressanta applikationer och baserat på detta genomföra konceptstudier följt av forsknings- och utvecklingsinsatser.

5 Fortsatt arbete

Under arbetet med denna syntesrapport och i samband våra kontakter med projektet "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling", har det tydligt visat sig att bedömningar av möjlig konkurrenskraft och därmed vilken FoU som bör föreslås, är starkt beroende av uppdaterade och konsistenta kostnadsbedömningar för såväl dagens tekniker som för framtida mer utvecklade och nya tekniker.

Kostnader beror på såväl tekniska egenskaper som ett antal "yttre" faktorer såsom konjunktur och internationell efterfrågan på utrustning samt bränslepriser. När det gäller tekniska egenskaper finns ofta utrymme för att olika grader av optimism eller konservatism. Vidare behöver man definiera vad som skall antas ingå i investeringskostnader och D&U-kostnader. När det gäller yttre faktorer har utvecklingen varit mycket turbulent under senare år. Ovanstående belyses av att "IVA VÄGVAL ENERGI", "Arbetsgruppen för Teknikutveckling" nyligen bedömde att de investeringskostnader för kärnkraft och de naturgaspriser som använts i 2007 års version av "El från nya anläggningar" redan var inaktuella (!), och därför gjorde några egna justeringar för sin rapport (som vi även tagit in i denna rapport, kapitel 3).

Konsistenta kostnadsbedömningar kräver följaktligen omfattande arbete(n) med ett flertal experter involverade; ett bra exempel är Elforsk:s projekt "El från nya anläggningar", med regelbundet återkommande systematiska uppdateringar. En viktig del i det arbetet är tekniska bedömningar, liknande vad som gjorts inom vårt Teknikinventeringsprojekt.

Eftersom teknikbedömningar och kostnadsbedömningar bör vara intimt sammanlänkade, föreslår vi att kommande uppdateringar görs som gemensamma projekt; i princip en "sammanslagning" av kommande uppdateringar av "Inventering av produktionstekniker för el- och värmeproduktion" och "El från nya anläggningar". Dessa uppdateringar bör göras m.a.p:

- Teknikläge idag och möjlig utveckling i tidsperspektivet 10-20 år framåt för idag kommersiella, nära framtida och nya tekniker.
- Konsistenta bedömningar av nuvarande och möjliga framtida investerings- och D&U-kostnader för dessa tekniker. Dessa måste vid varje uppdatering relateras till aktuellt kostnadsläge för utrustning, baserat på index av typen CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) och ev. bedömningar från kraftbolagen.
- Val av representativa bränslepriser, koldioxidpriser, elcertifikatpriser och fjärrvärmekrediteringar samt övriga kalkylförutsättningar, skatter, avgifter, baserat på befintliga prognoser.
- Kostnadskalkyler för idag kommersiella, nära framtida och nya tekniker.
- Bedömningar/värderingar av nuvarande och framtida konkurrenskraft för idag kommersiella, nära framtida och nya tekniker.
- Förslag på FUD för mest konkurrenskraftiga tekniker.

Arbetet med dessa uppdateringar bör organiseras med strävan att nå god "consensus" mellan "huvudutförare"/projektledare, ledande teknikexperter och styrgrupp, kring såväl faktaunderlag och bedömningar som värderingar av konkurrenskraft, slutsatser och FUD-rekommendationer:

- "Huvudutförare"/projektledare samma som hittills för projekten "Inventering av produktionstekniker för el- och värmeproduktion" och "El från nya anläggningar".
- Ledande experter med god överblick inom de olika teknikområdena. Lämpliga kandidater är författarna till de delstudier som gjorts inom projektet "Inventering av produktionstekniker för el- och värmeproduktion". Dessa experter bör ges i uppdrag att:
 - o Ge uppdaterade underlag vad gäller tekniker och FUD inom sina områden
 - o Delta i arbetet med bedömningar av nuvarande och möjliga framtida investerings- och D&U-kostnader.
 - o Delta i arbetet med bedömningar/värderingar av nuvarande och framtida konkurrenskraft för de olika teknikerna samt förslag på FUD för mest konkurrenskraftiga tekniker.
- Styrgrupp som nära följer projektet, sammansatt på samma sätt som hittills.

"Hela" uppdateringsproceduren enligt ovan bör genomföras vartannat år. Första gången innefattar arbetet bl.a. att utvidga beräkningsmodellen för "El från nya anläggningar" till att även innefatta nära framtida och nya tekniker, samt att sätta samman ett gemensamt rapportdokument. Uppdateringarna därefter innefattar att skapa "consensus" mellan alla deltagare enligt ovan kring vilka uppdateringar som ska göras samt genomföra dessa.

De föreslagna uppdateringarna bör tidskoordineras med uppdatering av Elforsks "Roadmap" projekt, eftersom även omvärldsscenarier bör uppdateras.

6 Referenser

Delstudier:

- Pannor/förbränning/ångcykel/gasturbiner för kraft- och fjärrvärmeproduktion: ÅF-Process/Robert Schuster (Elforsk-rapport 08:77)
- Biobränslebaserad förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme: TPS Termiska Processer/Lars Waldheim, Eva Larsson (Elforsk-rapport 08:78)
- Kombinatlösningar: Chalmers, Energiteknik/Henrik Thunman m.fl. (Elforsk-rapport 08:79)
- Kärnkraft: Vattenfall Research and Development/Anders Wik (Elforsk-rapport 08:80)
- Vindkraft: Risø Nationallaboratoriet, DTU/Niels-Erik Clausen m.fl. (Elforsk-rapport 08:81)
- Småskalig idag ej kommersiella tekniker samt vågkraft: Grontmij/Bengt Ridell, Barbara Goldschmidt (Elforsk-rapport 08:82)
- Energilagring: Gothia Power/Lars Messing, Sture Lindahl (Elforsk-rapport 08:83)

Avsnitt 3.8 "Vattenkraft": Elforsk/Lars Hammar och Cristian Andersson