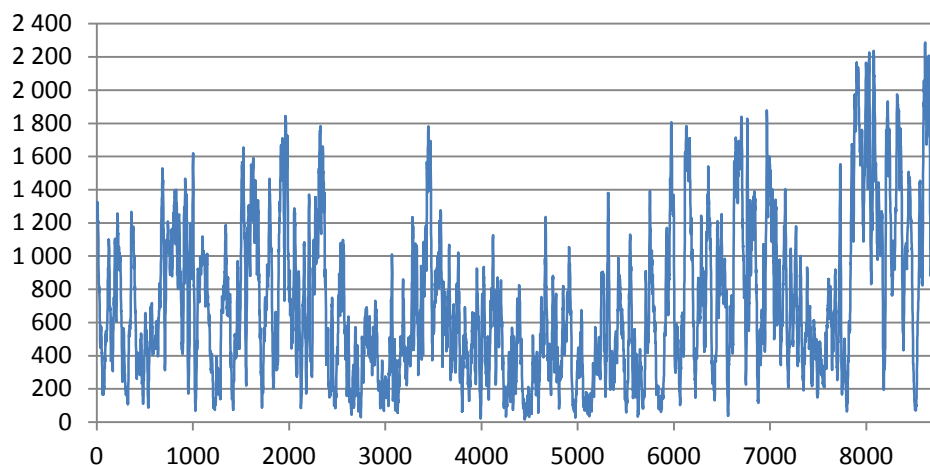


# Kan biobränslen användas för att balansera variationer i elproduktionen? – En litteraturstudie

Can biofuels be used to balance variations in electricity production? – A literature study

*Daniel Nilsson*



SLU, Sveriges lantbruksuniversitet  
SUAS, Swedish University of Agricultural Sciences  
Institutionen för energi och teknik  
Department of Energy and technology

**Svensk titel:** Kan bibränslen användas för att balansera variationer i elproduktionen? - En litteraturstudie

**Engelsk titel:** Can biofuels be used to balance variations in electricity production? – A literature study

**Författare:** Daniel Nilsson

**Seriens namn:** Rapport 065  
ISSN 1654-9406

Uppsala 2014

**Nyckelord:** Bioenergi, bibränslen, balanskraft, reglerkraft, vindkraft, el, bioenergi, biofuels, balance power, wind power, electricity

## SAMMANFATTNING

Utbyggnaden av förnybar el från vindkraft och solceller sker nu mycket snabbt. En nackdel med dessa energikällor är att produktionen i princip inte är kontrollerbar, utan den beror av rådande väderlek och inte av det aktuella behovet. Eftersom el måste tillföras i samma ögonblick som den konsumeras, behöver det därför finnas tillgång på elkraft för att balansera tillförseln och konsumtionen. I Sverige har vattenkraften en nyckelroll som reglerkraftkälla. Ett annat möjligt alternativ för balansering av elbehovet är produktion av el från biobränslen, som inte bara är förnybara och koldioxid-neutrala, utan också är lagringsbara. Syftet med denna studie var därför att undersöka vilka möjligheter det finns att producera biobaserad el för balansering av elbehovet i ett framtida elsystem med hög andel vind- och solkraft. Arbetet baserades på litteraturstudier.

För att kunna bidra med balanskraft krävs snabbhet, hög tillgänglighet och uthållighet. Användning av gasformiga biobränslen (i t.ex. gasmotorer eller gasturbiner) ger normalt hög reaktionssnabbhet, medan tillgängligheten bl.a. beror av den använda tekniken. Ur teknisk synpunkt bör det inte finnas några större hinder för att el från gasformiga biobränslen ska uppfylla dessa två förstnämnda villkor. Vid användning av fasta och flytande biobränslen i kraftvärmeverk är värmebehovet en avgörande faktor för tillgängligheten. Uthålligheten beror till stor del på vilka lagringsmöjligheter som finns. Fasta biobränslen har en stor fördel genom att de kan lagras i stora volymer till låga kostnader. Kostnaderna för lagring av gasformiga bränslen är däremot höga. Med dagens teknik och kostnadsläge, är det därför svårt för ett och samma biobränsle att kombinera snabbhet och hög tillgänglighet med uthållighet.

Generellt är kostnaderna idag betydligt högre för biokraft än t.ex. för vattenkraft. I jämförelse med avtalad förbrukningsreduktion, dvs. att förbrukare mot betalning minskar sin konsumtion vid effekttoppar, så kommer biobaserad balanskraft också att få svårt att hävda sig. I de flesta fall är biokraft idag snarare en biprodukt (om än en viktig sådan) i anläggningar som främst är avsedda för produktion av värme och processånga. Ur resurssynpunkt är det självklart positivt att man får ut flera nyttigheter ur samma råvara, och för elproduktionen är det också nödvändigt av lönsamhetsskäl. En annan kostnadsaspekt gäller anläggningarnas underhåll vid en mer intermittent drift. Ju fler starter och stoppar, och ju mer ojämnt en anläggning går, desto högre blir underhållskostnaderna.

Om produktionen i ett stort antal mindre anläggningar koordineras, och därmed fungerar som en enhet, dvs. som ett virtuellt kraftverk, kan de delta som en aktör på elmarknaden och därmed öka vinstmöjligheterna. Med en större flexibilitet i produktionen kan man i högre grad följa elens prisförändringar, vilket innebär att man kan sälja mer el när priserna är höga, d.v.s. när efterfrågan är hög i förhållande till utbudet. Detta ökar inte bara möjligheterna för producenterna att förbättra sin lönsamhet, utan en viktig bieffekt blir också att man kapar effekttopparna. Detta förutsätter dock bl.a. att priserna varierar i tillräckligt hög grad så att eventuella vinster kan täcka de ökade kostnader detta innebär, t.ex. när det gäller lagring av bränslena och ett ökat slitage. Större variationer i elpriset kan dock förväntas i framtiden när andelen intermittent el från sol och vind ökar.

När det gäller forskningsinsatser, så bör man fokusera på ökad flexibilitet i produktionen av biokraft. Det är också viktigt att man har en helhetssyn för biobränslena och inte bara fokuserar på integrationen av biokraft i ett framtida smart elsystem baserat på t.ex. vind-, sol-, våg- och vattenkraft, ellagring, elfordon och prisanpassad förbrukning. För biobränslen krävs en mer vidgad syn på smarta och flexibla distributionssystem som också inkluderar produktion av värme och andra utvunna nyttigheter från råvaran.

## ABSTRACT

Electricity production from wind power plants and solar cells is rapidly expanding at present. A disadvantage with these energy sources is that the production is practically un-controllable, as it depends on the prevailing weather conditions and not on the actual demand for electricity. As electricity must be supplied in the same moment as it is consumed, power production capacity must be available to balance supply against demand. In Sweden, hydropower plays a key role as a balancing power source. A potential alternative is biofuels, which are not only renewable and carbon dioxide neutral, but also storable. This report investigated the possibility of producing biofuel-based electricity for balancing the demand in a future electricity system with high proportions of wind and solar power. The investigation was based on literature studies.

To contribute balancing power, an electricity production system must have a high degree of rapidity, availability and durability. Use of gaseous biofuels (*e.g.* in gas engines or gas turbines) for this purpose normally has a high reaction rapidity, but the availability is dependent on the technology used. From a technical point of view, there may be no important obstacles to gaseous biofuels meeting the rapidity and availability conditions. When using solid and liquid biofuels in combined heat and power plants, the need for heat is a limiting factor for their availability. Their durability is dependent on the storage possibilities. Solid biofuels are advantageous in the sense that they can be stored at low cost, whereas the costs for storage of gaseous fuels are high. Thus with currently available technologies and costs, it is difficult for any biofuel to combine high rapidity, availability and durability.

In general, the costs for the production of biofuel-based electricity are much higher than *e.g.* when using hydropower. Compared to pre-agreed consumption reductions, *i.e.* when consumers reduce their consumption voluntarily at peak load times in return for economic compensation, biofuel-based balance electricity will also have difficulties competing. In most cases, bio-power is actually a by-product, although an important one, in plants mainly designed for the production of district heat and process steam. From a natural resource perspective, it is of course beneficial to obtain several different products from the same resource. For electricity production, it is also necessary from an economic perspective. Another cost aspect concerns plant maintenance. The more start-ups and shut-downs required and the more unevenly the plant is working, the higher the costs of operation and maintenance.

If electricity production in a large number of small-scale plants were to be coordinated and they thereby worked as one unit, *i.e.* as a virtual power plant, they could increase their economic returns by acting as an independent actor on the electricity market. With a higher degree of production flexibility, more electricity could be sold when prices (*i.e.* when demand in relation to supply) were higher. This may not only increase plant profitability, but also reduce the need for peak load production capacity. However, this would require market prices to vary sufficiently so that the increased income could cover the increased costs of fuel storage, maintenance, etc. Larger price variations can in fact be expected in the future, as the proportion of intermittent energy sources increases.

Future research and development work should focus on increased flexibility in electricity production. However, it is important to adopt a more comprehensive approach and not only focus on integration of bio-power into smart electricity systems based on wind, solar, waves and hydropower, electricity storage, electric vehicles and price-adapted consumption. For biofuels, a wider view on smart, flexible distribution systems, including the production of heat and other useful products, is required.

## FÖRORD

Produktionen av förnybar el från vindkraft och solceller ökar nu mycket starkt i Europa. Även i Sverige har dessa energislag haft en kraftig expansion under de senaste åren. Till skillnad från traditionella produktionsslag såsom kondenskraft, kärnkraft och vattenkraft, är produktionen av el från vind och sol i princip ej kontrollerbar, utan den beror bl.a. av rådande väderlek. Dessa intermittenta egenskaper hos vindkraft och solkraft har stor betydelse för hur man ska göra för att integrera mer förnybar el i framtida elsystem. Syftet med denna studie var att översiktligt undersöka vilka möjligheter det finns att producera biobaserad el för balansering av elbehovet i ett framtida elsystem med hög andel vind- och solkraft. Arbetet baserades på litteraturstudier.

Studien har genomförts inom forskningsprogrammet ”STandUP for Energy”, som är ett samarbete mellan Uppsala Universitet, KTH, SLU och Luleå tekniska Universitet. De övergripande målen inom programmet handlar bl.a. om att utveckla kostnadseffektiva och hållbara elenergisystem. Forskningsprogrammet bildades som ett resultat av regeringens satsning på högkvalitativ forskning av strategisk betydelse för samhälle och näringsliv.

Denna studie initierades av professor Per-Anders Hansson, Inst. för energi och teknik, SLU. Han har också givit värdefulla synpunkter under arbetets gång.

Uppsala, oktober 2013

Daniel Nilsson

## INNEHÅLL

1. INLEDNING .....	5
1.1. Bakgrund .....	5
1.2. Syfte och avgränsningar .....	6
2. DEN SVENSKA ELFÖRSÖRJNINGEN .....	7
2.1. Användning och produktion .....	7
2.2. Ledningsnät och elområden .....	12
2.3. Elmarknaden.....	15
2.4. Balanshållning och effektreserver .....	21
3. BEHOV AV BALANSEL VID ÖKAD ANDEL VIND- OCH SOLKRAFT .....	26
3.1. Förbrukningsprofiler år 2011 .....	26
3.2. Produktionsprofiler år 2011 .....	29
3.3. Analyser av framtida behov av regler- och reservkraft.....	35
4. SMARTA ELNÄT .....	38
4.1. Vad är smarta elnät? .....	38
4.2. Forsknings- och utvecklingsprojekt .....	40
5. EL FRÅN BIOBRÄNSLEN .....	42
5.1. Teknik för storskalig elproduktion .....	42
5.2. Teknik för småskalig elproduktion .....	50
5.3. Råvaror - fasta biobränslen .....	55
5.4. Råvaror - flytande biobränslen.....	57
5.5. Råvaror - gasformiga biobränslen .....	58
6. BIOBASERAD BALANSKRAFT I ANDRA LÄNDER .....	64
6.1. Danmark .....	64
6.2. Tyskland.....	65
7. SAMMANFATTANDE DISKUSSION OCH SLUTSATSER.....	68
REFERENSER.....	71

# 1. INLEDNING

## 1.1. Bakgrund

Den globala uppvärmingen är redan ett faktum, och beror med största sannolikhet på utsläppen av växthusgaser (Rummukainen m.fl., 2011). En av de allra största utsläppskällorna i ett globalt perspektiv är produktionen av el. Kol, olja och naturgas används för produktion av ca två tredjedelar av världens totala elproduktion på ca 20 000 TWh/år (IEA, 2013). Många tror också att behovet av el kommer att öka i framtiden, bl.a. genom elektrifiering av transportsektorn, men denna ökning kommer sannolikt att till viss del kompenseras av energi-effektiviseringar. EU har tagit fram en färdplan för hur utsläppen av växthusgaser ska minska med 80 % fram till år 2050 (Europeiska kommissionen, 2011). Enligt denna färdplan ska nettoutsläppen från elproduktionssektorn inom EU vara noll år 2050.

Produktionen av förnybar el från vindkraft och solceller ökar nu mycket starkt i Europa. Ny installerad effekt av vindkraft under år 2011 var 9 600 MW. Total installerad vindkraftseffekt i EU (EU 27) vid utgången av år 2011 var 94 000 MW (EWEA, 2012). Även i Sverige har vindkraften haft en kraftig expansion under de senaste åren. Vid utgången av år 2012 var den totalt installerade effekten nästan 4 000 MW, produktionen ca 7,2 TWh och antalet verk ca 2 500. Den svenska vindkraftsproduktionen har därmed fördubblats under de senaste två åren (Energimyndigheten, 2012b). Även intresset för att producera el från solceller har ökat starkt under senare år, främst beroende på statliga stöd och kraftigt sjunkande priser. Ny installerad effekt av solkraft i Europa under år 2011 var 21 000 MW (EWEA, 2012). Under år 2011 tillkom 3 MW installerad effekt i Sverige, och här finns nu en ackumulerad installerad effekt på ca 15 MW (Palmlblad, 2012).

Till skillnad från traditionella produktionsslag såsom kondenskraft, kärnkraft och vattenkraft, är produktionen av el från vind i princip ej kontrollerbar, utan den beror av de lokala luft-rörelserna på den aktuella platsen. Vindhastigheterna har stor variabilitet över tid, och därmed även produktionen av vindkraftsel (Magnusson m.fl., 2004). Produktionen av el från solceller beror av solinstrålningen, som i sin tur beror av väderlek, årstid och dygnets andel av dag/natt. Även produktionen av el från solceller har alltså en stor variabilitet över tid. Dessa intermittenta egenskaper hos vindkraft och solkraft har stor betydelse för hur man ska integrera mer förnybar el i befintliga och framtida elsystem (Sovacool, 2009; Albadi & El-Saadany, 2010; Purvins m.fl. 2011; Holtinen, 2012; Söder 2013).

El måste produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Utmaningen för alla elsystem är därför att snabbt kunna anpassa produktionen efter förbrukningen (eller tvärtom), dvs. det behöver finnas tillgång på elkraft för att balansera produktion och konsumtion av el. I Sverige har vattenkraften en nyckelroll som reglerkraftkälla. Även import och gasturbiner och oljekondenskraftverk har stor betydelse när det gäller att tillgodose vårt behov av regler-, reserv- och toppkraft. Med en ökad andel intermittenta kraftkällor, i kombination med en begränsad tillgång på vattenkraft och en framtida utfasning av icke-förnybara elkraftkällor (i ett europeiskt perspektiv), behövs det kompletterande förnybara energislåg som kan bidra med balanserande kraft på ett kostnadseffektivt sätt.

Biobränslen är förnybara och koldioxid-neutrala bränslen. Den utvinnbara energin i biobränslena härrör från solljuset, och via fotosyntesen har den lagrats kemiskt i olika kol-föreningar. Till skillnad från luftrörelser och solstrålning är biomassa och biobaserade energibärare därmed möjliga att lagra, och de kan därför utnyttjas för elproduktion när elen behövs. Lagringsbarheten för biomassa och biobaserade energibärare är dock mycket

varierande. Biomassa från skogen kan genom planerad utvinning av avverkningsrester förskjutas i månader utan några tekniska problem, medan exempelvis biogas från en anläggning med kontinuerlig produktion troligen mest lämpar sig för korttidslagring i timmar eller möjligen dagar.

Biobränslen har traditionellt använts för uppvärmning. Produktion av el i mottrycks- och kraftvärmeanläggningar via den s.k. ångprocessen (Rankine-cykeln) har dock blivit alltmer vanlig i många länder under de senaste decennierna, särskilt i länder med skogsindustri och i länder med ett kallare klimat och därmed med stort värmeunderlag (IVA, 2002). Några andra kommersiella tekniker för produktion av el från biobränslen har inte funnits i någon större omfattning. Genom förgasning av biomassa, rötning av organiskt material och andra omvandlingsmetoder av biomassa till olika typer av bränslen (produktgas, syntesgas, pyrolysolja, biogas, m.m.), finns en mycket stor potential för produktion av biobaserad el. Det pågår f.n. ett intensivt utvecklingsarbete för flera av dessa tekniker, och många av dem kan bli kommersiella i ett tioårsperspektiv (se t.ex. Nyström m.fl., 2011; Kjellström, 2012).

## 1.2. Syfte och avgränsningar

Syftet med denna studie var att kartlägga vilka möjligheter det finns att producera biobaserad balansel i det framtida svenska elsystemet. Avsikten var att översiktligt bedöma vilka biobränslesystem som kan ha den största potentialen att bidra med balansel, och att beskriva relaterade frågeställningar som kräver mer forskning/utveckling. Arbetet baserades på litteraturstudier.

Termerna balansel, balanserande kraft och balanskraft används synonymt i rapporten och avser här allmänt behovet av elkraft för balansering av produktion och konsumtion i en tidsskala från minuter upp till flera veckor. Termerna balanskraft, reglerkraft, reservkraft och toppkraft har annars ur teknisk och juridisk synpunkt ofta en mer strikt betydelse. *Balanskraft* är enligt Ellagen den balansansvariges obalans under en timme för en särskild balanspunkt i elnätet (Elmarknadshandboken, 2012). *Reglerkraft* används för att beteckna den kraft som behövs för att kompensera för variationer i produktion/förbrukning i skalan minuter/timme upp till ett dygn (Söder, 2013). *Reservkraft* behövs för att kunna tillgodose elbehovet vid större störningar i produktionen eller i överföringssystemen. *Toppkraft* behövs vid mycket hög elförbrukning, t.ex. under mycket kalla dygn.

Numera ingår Sverige i den nordiska elmarknaden med ett gemensamt sammankopplat elnät, som i sin tur är sammankopplat med det europeiska elnätet. Importen och exporten av el mellan olika länder, liksom överföringskapaciteten, har därför en viktig roll, både när det gäller prissättning och balanshållning. Denna studie är dock geografiskt avgränsad till att handla om svenska förhållanden, bl.a. eftersom den fokuserar på *produktion* av el från biobränslen.

I studien ges först en översikt över den svenska produktionen och användningen av el, hur den nordiska elmarknaden fungerar, och hur balanshållningen sker idag. Därefter ges exempel på hur landets elbehov kan variera under ett år, och hur variationerna kan se ut för produktionen från olika kraftslag. En översikt ges också av hur framväxten av s.k. smarta nät kan påverka det framtida behovet av balanskraft. Slutligen presenteras olika tekniker för produktion av el från biobränslen, både storskalig och småskalig teknik, och vilka möjligheter dessa har att bidra vid balanshållningen. En utblick görs också till situationen i Tyskland och Danmark, där dessa frågor är mycket aktuella.

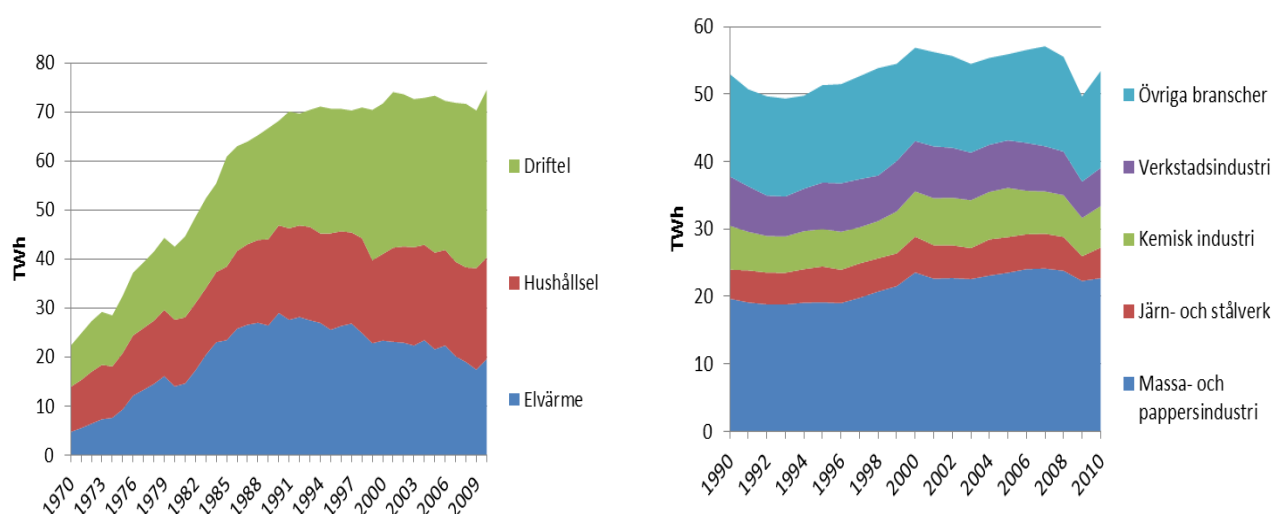


## 2. DEN SVENSKA ELFÖRSÖRJNINGEN

### 2.1. Användning och produktion

#### 2.1.1. Årlig användning, produktion och import/export

Användningen av el har ökat kraftigt i Sverige under de senaste 40-50 åren. Detta gäller särskilt inom sektorn bostäder och service (figur 1), där det bl.a. under 70- och 80-talen skedde en ökad användning av el för uppvärmning. Inom industrin är användningen av el också stor, särskilt inom massa- och pappersindustrin. Totalt i Sverige är den slutliga elanvändningen numera ca 130 TWh el per år (exkl. omvandlings- och distributionsförluster). I ett internationellt perspektiv ligger Sverige därmed på en sjätte plats när det gäller elanvändning per person, vilket alltså till stor del beror på vårt kalla klimat och den elintensiva basindustrin.



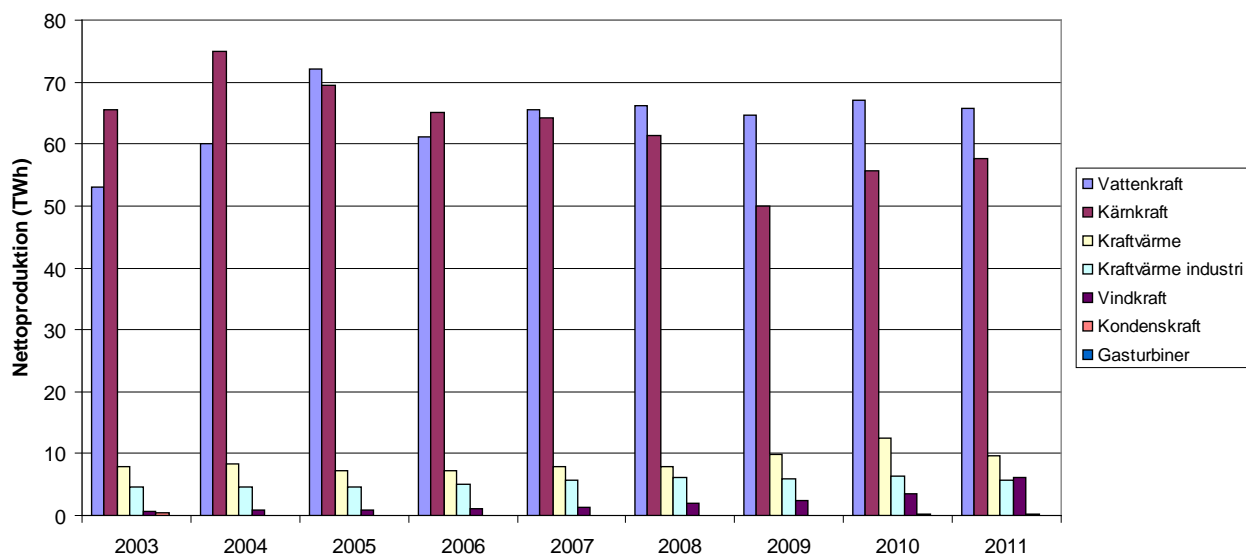
Figur 1. Användningen av el inom sektorn bostäder och service 1970-2010 (t.v.) samt elanvändningen inom industrin 1990-2010 (t.h.). Källa: ritat efter data från Energimyndigheten, 2012c.

När det gäller elproduktionen, så svarar vattenkraften för den största delen med ca 65 TWh/år (figur 2). Variationerna mellan olika år beror bl.a. på den årliga tillrinningen. År 2003 var ett ”torrår” medan år 2005 var ett ”våtår”, vilket avspeglar sig i figur 2. Lagringskapaciteten i vattenmagasinen är 33 TWh, medan tillrinningen kan variera från 55 TWh (torråret 1996) till 79 TWh (våtåret 2001) (Söder, 2013).

Kärnkraften svarar normalt också för mer än 60 TWh, men under åren 2009-2011 underskreds denna produktion p.g.a. flera stillestånd i anläggningarna. Kraftvärmeproduktionen från fjärrvärmeverk har ökat på senare år, främst beroende på införandet av elcertifikatsystemet. Den starkaste ökningen står dock vindkraften för, som har ökat från 0,6 TWh år 2003 till 6,1 TWh år 2011 (Energimyndigheten, 2012c). För år 2012 var prognosen 7,2 TWh (Svensk Vindenergi, 2013).

Elmarknaden omfattar numera hela Norden, och ett stort utbyte av el sker därför mellan olika länder. Sveriges nettoexport år 2011 var 7,2 TWh (tabell 1), vilket kan jämföras med den

högsta nettoexporten på knappt 11 TWh år 1998 och den högsta nettoimporten på knappt 13 TWh år 2003 (Energimyndigheten, 2012c).



Figur 2. Nettoproduktion (dvs. exkl. intern användning i kraftverken) av el i Sverige åren 2003-2011. Källa: ritat efter data från Energimyndigheten, 2012c.

Tabell 1. Sveriges import och export av el under år 2011. Källa: Energimyndigheten, 2012c

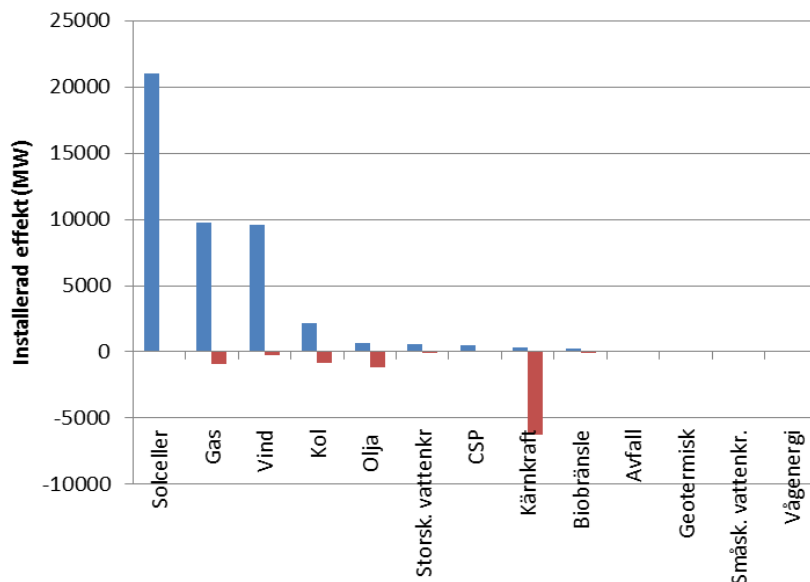
Land	Import till Sverige	Export från Sverige
Norge	7,1	7,0
Finland	4,0	6,1
Danmark	2,8	5,3
Tyskland	0,6	2,1
Polen	0,3	1,5
Summa	14,8	22,0

### 2.1.2. Produktion av vindkraft och solkraft

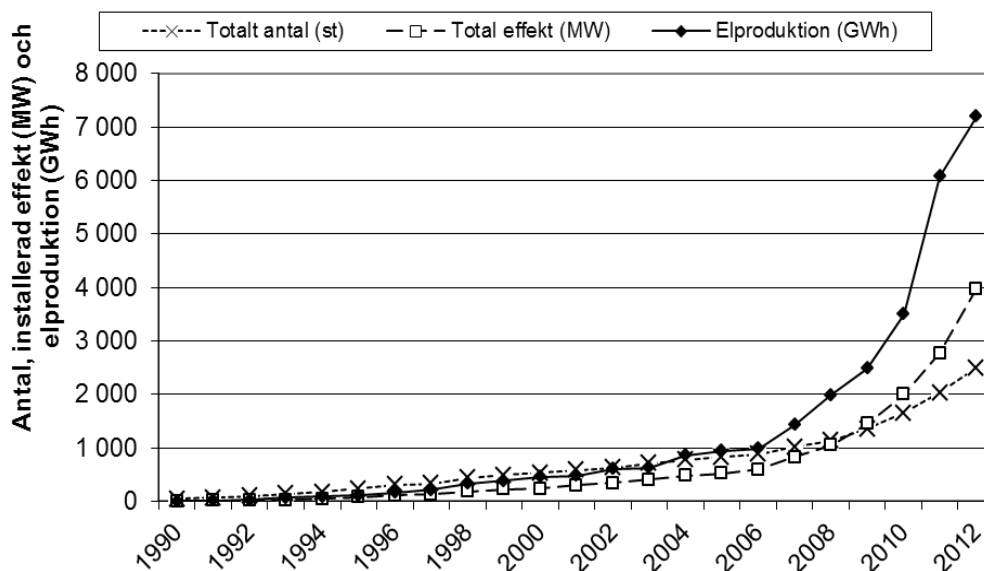
Produktionen av förnybar el från vindkraft och solceller ökar mycket starkt i Europa (se figur 3), om än från en låg nivå. Ny installerad effekt av solkraft och vindkraft under år 2011 var 21 000 MW respektive 9 600 MW. Utbyggnaden av solkraften var alltså under detta år, uttryckt som installerad effekt, mer än dubbelt så stor som för vindkraften.

I Sverige hade vindkraften en kraftig expansion under år 2012 (figur 4). Vid utgången av år 2012 var den installerade effekten nästan 4 000 MW, produktionen ca 7,2 TWh och antalet verk ca 2 500. Den svenska vindkraftsproduktionen har fördubblats under de senaste två åren, och tiodubblats under de senaste tio åren. Av figur 4 framgår också att verkens storlek har ökat. Under 2012 var den genomsnittliga storleken på nya verk ca 2,5 MW. Utbyggnaden förväntas fortsätta, men det är inte helt klart i vilken takt det blir. Enligt Energimyndighetens långsiktsprognois från år 2010 kommer vindkraftsproduktionen att uppgå till 11,4 TWh år 2030 (Energimyndigheten, 2011), medan man i kortsiktsprognoisen från 2012 tror att det blir 9,1 TWh år 2014 (Energimyndigheten, 2012d). Svensk Vindenergi har gjort en bedömning av vilka pågående projekt som kommer att kunna realiseras, och man har sedan tagit fram tre

scenarier för år 2016. Enligt dem blir produktionen detta år mellan 11 och 16 TWh (Svensk Vindenergi, 2012). Nämnas kan att det finns mycket stora utbyggnadsplaner för bl.a. havsbaserad vindkraft i södra Sverige. I Hanöbukten planerar Blekinge Offshore att bygga en park på 2 500 MW, och i södra Midsjöbankarna har E.ON planer på att bygga en park på 700 MW (Svenska Kraftnät, 2012b).



Figur 3. Installerad effekt i Europa under år 2011 (röda staplar visar effekten hos anläggningar som tagits ur drift). CSP-Concentrated Solar Power. Källa: ritat efter data från EWEA, 2012.



Figur 4. Totalt antal, installerad effekt och produktion från vindkraftverk i Sverige från år 1990 till år 2012 (prognos). Källa: ritat efter data från Energimyndigheten, 2008; Energimyndigheten, 2012b; Svensk Vindenergi, 2013.

Total installerad vindkraftseffekt i EU (EU 27) vid utgången av år 2011 var 94 000 MW, varav de fem största länderna var Tyskland (29 000 MW), Spanien (21 700 MW), Frankrike

(6 800 MW), Italien (6 700 MW) och Storbritannien (6 500 MW) (EWEA, 2012). I Norden hade Danmark störst installerad effekt med 3 900 MW, följt av Sverige (2 900 MW), Norge (520 MW) och Finland (197 MW). Landet med högst andel vindkraft i relation till elanvändningen i Europa under år 2011 var Danmark med 26 %, följt av Spanien (16 %), Portugal (16 %), Irland (12 %) och Tyskland (11 %). År 2011 fanns det alltså länder med en betydande andel vindkraftsel.

Intresset för att producera el från solceller har ökat starkt under senare år, främst beroende på statliga stöd och kraftigt sjunkande priser. På tre år sjönk t.ex. priset för en solmodul med två tredjedelar, från ca 60 kr/W år 2008 till ca 20 kr/W år 2011 (Palmlblad, 2012). Teknikutvecklingen har också gått snabbt och verkningsgraden hos tunnfilm-celler är idag ca 20 %, men det finns även teknik med dubbelt så hög verkningsgrad. Under år 2011 tillkom 3 MW installerad effekt i Sverige, och här finns nu en ackumulerad installerad effekt på ca 15 MW, varav ca 6,5 MW är för internt bruk och ca 8,5 MW säljs på elnätet. Det uppskattas att det finns 300 km<sup>2</sup> takyta med bra solförhållanden i Sverige, vilket skulle motsvara en produktion på 27 TWh/år (Palmlblad, 2012).

I ett internationellt perspektiv är dock de svenska installationerna mycket blygsamma. Globalt fanns det år 2011 en total installerad effekt på 70 000 MW, varav 52 000 MW i Europa. De främsta länderna i Europa när det gäller nyinstallationer under år 2011 var Italien med 9 300 MW, Tyskland med 7 500 MW och Frankrike med 1 700 MW. Som jämförelse var nyinstallationerna samma år i Kina 2 200 MW och i USA 1 900 MW. De största potentialerna för sol-el finns naturligt nog i sydliga sol-rika länder, även om cellernas verkningsgrad blir något lägre ju högre omgivningstemperaturen är. Olika scenarier, bl.a. från IEA, pekar på att 5-10 % av all elproduktion i världen skulle kunna komma från solceller år 2050 (Palmlblad, 2012).

Till skillnad från övriga produktionsslag, är produktionen av el från vind och sol i princip ej kontrollerbar, utan den beror av rådande väderlek och årstid. El från vindkraft produceras bara när vindhastigheten börjar uppnå en viss gräns, ca 3-5 m/s. Vid ca 10 m/s börjar man av hållfasthets- och ekonomiska skäl att flöjla bladen, och når sedan full effekt vid ca 15-20 m/s. Vid vindhastigheter över ca 10 m/s uppstår det alltså ett ”spill” av vindenergi som inte tillvaratas. Av säkerhetsskäl stängs vindkraftverken av vid 25-30 m/s. Av fysikaliska skäl kan man dessutom inte ta ut mer än maximalt ca 59 % av all rörelseenergi i vinden, eftersom den måste transporteras bort från läsidan (annars skulle det bli helt vindstilla bakom vingarna). Vindhastigheterna har stor variabilitet över tid, och därmed även produktionen av vindkraftsel (Magnusson m.fl. 2004).

Produktionen av el från solceller beror av cellernas verkningsgrad, modulytans storlek och solinstrålningen. Den senare faktorn beror i sin tur på latitud, årstid och dygnets andel av dag/natt. Även produktionen av el från solceller har alltså en stor variabilitet över tid.

### 2.1.3. Styrmedel för förnybar el

Det viktigaste styrmedlet för att öka produktionen av förnybar el i Sverige är det marknadsbaserade systemet med elcertifikat (Energimyndigheten, 2012a). Systemet infördes år 2003, och målet är att öka produktionen av el från förnybara källor med 25 TWh fram till år 2020 jämfört med år 2002. Från och med den 1 januari 2012 ingår även Norge i marknaden för elcertifikat, vilket innebär att ytterligare 13,2 TWh ingår i målet fram till år 2020, jämfört med år 2012. Utvidgningen av systemet till att omfatta även Norge syftar bl.a. till att öka marknadskonkurrensen och därmed kostnadseffektiviteten genom att nya investeringar görs där lönsamheten är som störst. Systemet med elcertifikat löper fram till år 2035.

Principen för hur systemet med elcertifikat fungerar visas i figur 5. Ett elcertifikat tilldelas den som i en godkänd anläggning producerat en MWh från följande förnybara energikällor (Energimyndigheten, 2012a):

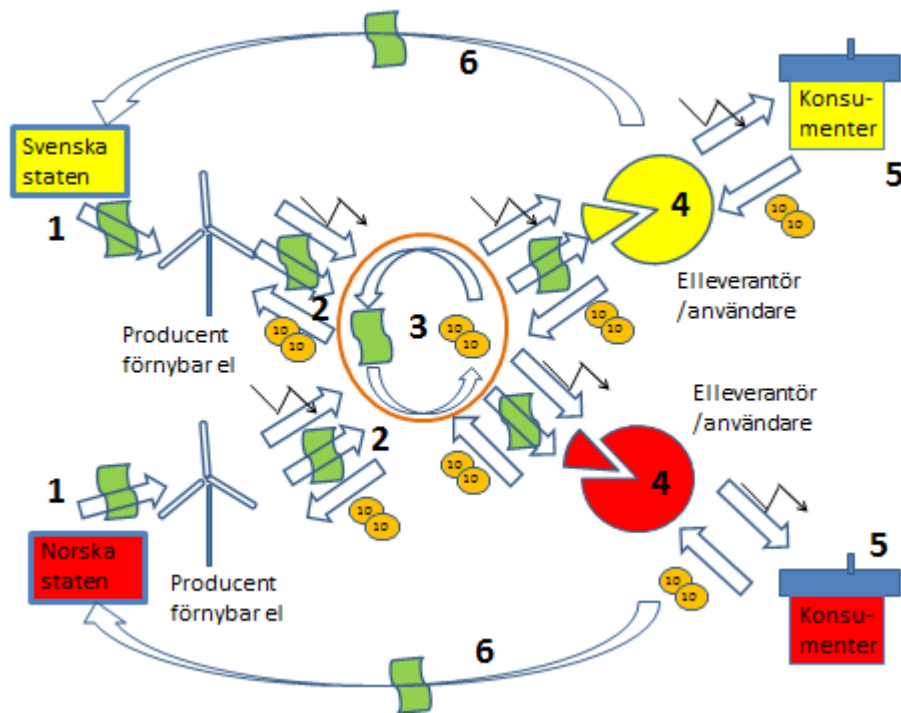
- vindkraft
- solenergi
- vågenergi
- geotermisk energi
- bibränslen enligt förordning (2011:1480) om elcertifikat
- torv i kraftvärmeverk
- vattenkraft:
  - småskalig vattenkraft som vid utgången av april 2003 hade en installerad effekt om högst 1 500 kW per produktionsenhet
  - nya anläggningar
  - återupptagen drift i nedlagda anläggningar om det har gjorts sådana omfattande ombyggnader eller andra investeringar att anläggningen ska anses som en ny anläggning
  - ökad produktionskapacitet i befintliga anläggningar
  - anläggningar som inte längre kan erbjuda långsiktig lönsam produktion på grund av myndighetsbeslut eller omfattande ombyggnader.

Den totala produktionen från de elcertifikatberättigande anläggningarna var 19,8 TWh år 2011, vilket är en ökning med 13,3 TWh från år 2002 (Energimyndigheten, 2012a). Under år 2011 svarade bibränslen för den största andelen med 10,3 TWh, följt av vindkraft 6,1 TWh, vattenkraft 2,7 TWh, torv 0,7 TWh, samt solenergi med en halv promille TWh (det var ingen produktion från våg- och geotermisk energi). Under de första åren stod el från bibränslen för den största ökningen av tilldelningen av elcertifikat, men under de senaste åren har vindkraftsproduktionen stigit kraftigt. Fördelningen bland bibränslena under år 2011 var: biprodukter från skogsindustrin (52,2 %), biprodukter från skogsbruk (33,4 %), övrigt träavfall (7,3 %), torv (6,0 %), energigrödor (0,7 %) samt biogas (0,4 %, varav ca en tredjedel vardera var deponigas, rötgas och ”övrig biogas”).

Medelpriset för elcertifikat på spothandeln var 187 kr år 2011 (det volymvägda årsmedelpriset för elcertifikat var 247 kr/st) (Energimyndigheten, 2012a). Om det sker en produktionsutbyggnad av förnybar el utöver målet med elcertifikatsystemet, finns det en stor risk att certifikatpriserna sjunker och att lönsamheten för producenterna därmed försämras. För småskalig elproduktion kan kraven på registrering, rapportering och timvis mätning, samt kravet på anslutning till elnätet, medföra en relativt hög kostnad och därmed utgöra ett hinder.

Elkundernas genomsnittliga kostnad för elcertifikat var ca 4,4 öre/kWh (exkl. ev. moms och transaktionskostnader) år 2011, baserat på en kvotpliktig elmängd på 92,5 TWh (ej kvotpliktig el för elintensiv industri var drygt 40 TWh).

En annan typ av styrmedel är den planeringsram för vindkraft som Riksdagen har beslutat om. Målet är planering för 30 TWh vindkraft till år 2020, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs (Regeringen, 2009). Målsättningen handlar inte om en fysisk utbyggnad av 30 TWh till år 2020, utan om att man i den fysiska planeringen bl.a. ska ha undersökt möjliga lokaliseringar och andra geografiska anspråk som en sådan utbyggnad skulle innebära.



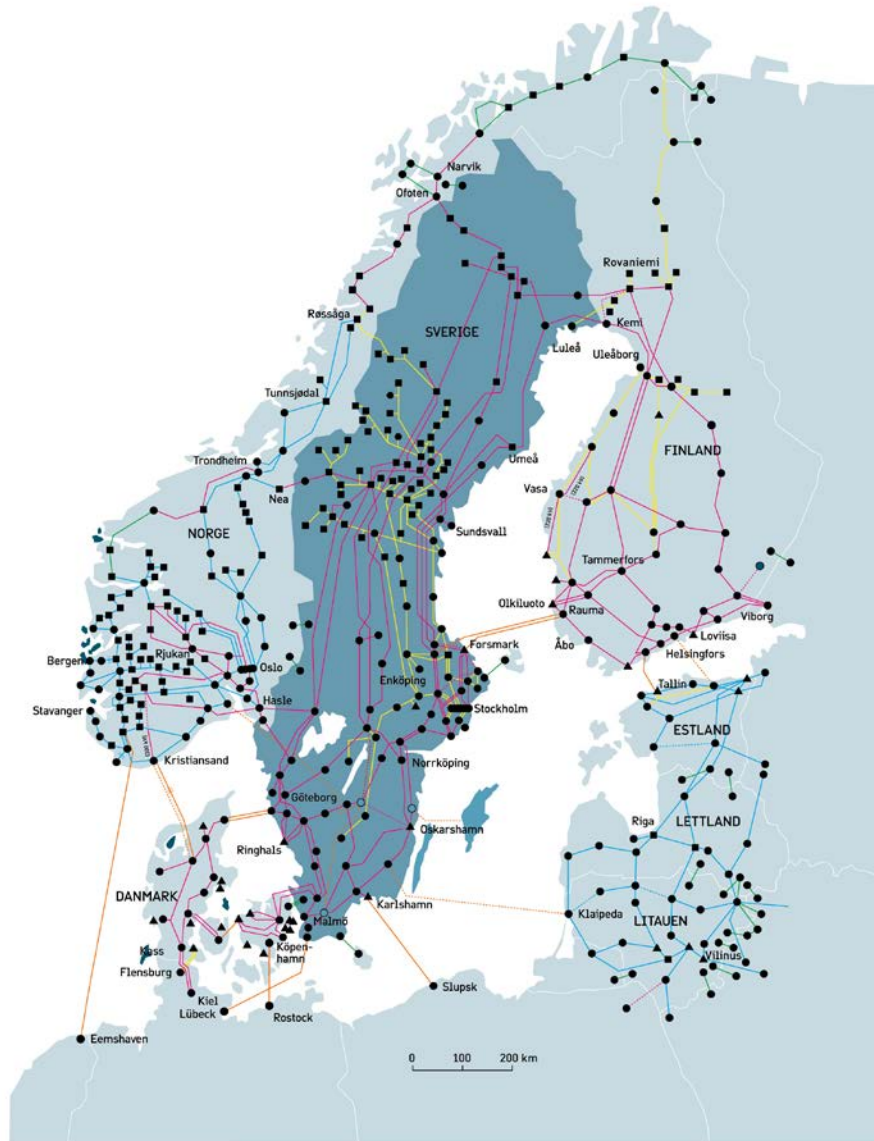
Figur 5. Principen för hur systemet med elcertifikat fungerar. **1** - Elproducenten i Sverige får ett elektroniskt elcertifikat av svenska staten för varje producerad MWh el från förnybara energikällor eller torv (motsvarande sker i Norge). **2** - Elproducenterna kan sedan sälja elcertifikaten och får på så sätt en extra intäkt för sin elproduktion. **3** - Handeln med elcertifikat sker på en öppen gemensam marknad där priset avgörs av tillgång och efterfrågan. Priset görs upp mellan köpare och säljare. **4** - Köpare är svenska eller norska kvotpliktiga aktörer. Dessa är skyldiga att köpa elcertifikat som motsvarar en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller elanvändning (kvotplikt). Kvotpliktens storlek finns fastställd i lagen om elcertifikat och bidrar till en efterfrågan på elcertifikat. **5** - Om köparen är en elleverantör, ingår dennes kostnad för elcertifikaten som en del av det elpris som leverantören debiterar sina kunder. På så sätt bidrar alla elkunder i Sverige och Norge till utbyggnaden av förnybar el. **6** - Den 1 april varje år ska de kvotpliktiga på sitt elcertifikatkonto inneha det antal elcertifikat som behövs för att uppfylla kvotplikten i Sverige eller Norge. Elcertifikaten annulleras sedan. I och med annulleringen måste de kvotpliktiga köpa nya elcertifikat för att uppfylla nästa års kvotplikt. På så sätt skapas hela tiden en efterfrågan på elcertifikat. Källa: ritat efter data från Energimyndigheten, 2012a.

Ett statligt investeringsstöd har funnits för solceller sedan år 2009, men det är på senare tid som investeringarna har tagit rejäl fart. För åren 2013-2016 har regeringen avsatt 210 miljoner kr till stödet. Man kan få ett belopp motsvarande maximalt 35 % av investeringskostnaden, med ett takbelopp på 1,2 miljoner kr per solcellssystem.

## 2.2. Ledningsnät och elområden

El har många viktiga fördelar som energibärare, även om produktionen och överföringen har speciella förutsättningar i vårt land. Landet är avlångt med stora vattenkraftresurser i norr och befolkningscentra med stort elbehov i söder. Detta ställer krav på ett driftssäkert ledningsnät med tillräckligt stor överföringskapacitet. De långa avstånden avspeglar sig också i att de totala distributionsförlusterna i Sverige är ca 7,5 % av den totala användningen (Svenska Kraftnät, 2012b).

I figur 6 visas det nordiska stamnätet. De nordiska länderna är sammankopplade till ett gemensamt nät och har också en gemensam marknad via elbörsen Nord Pool Spot. Det nordiska nätet är i sin tur kopplat till näten i Tyskland, Polen, Estland, Nederländerna (förbindelse till Litauen är under uppbyggnad), och via dessa länder vidare till näten i Europa och Ryssland. I syfte att uppnå EU:s s.k. 20/20/20-mål fram till år 2020, har EU-kommissionen gett hög prioritet åt arbetet med att skapa en gemensam europeisk elmarknad (EU-kommissionen, 2010).



Figur 6. Det nordiska stamnätet. Källa: Svenska Kraftnät, 2012b.

Det svenska stamnätet knyter ihop landets större produktionsanläggningar, regionnäten och näten med grannländerna. Spänningen i stamnätet är 400 kV och 220 kV. Nätet ägs av staten och förvaltas av Svenska Kraftnät. Regionnätens kraftledningar har en spänning från ca 40 kV till 130 kV, och de knyter lokalnät och vissa större industrikunder till stamnätet. Regionnäten ägs och förvaltas av elnätsföretag. Lokalnäten har spänningsnivån 230V-ca 40kV och distribuerar elenergin från regionnät till elanvändare (Elmarknadshandboken, 2012).

Från den 1 november år 2011 är Sverige indelat i fyra elområden (figur 7). Dessa områden, område Luleå (SE1), område Sundsvall (SE2), område Stockholm (SE3) och område Malmö (SE4), tillkom efter att EU bl.a. ställt krav på att Sverige skulle bidra till en ökad konkurrens både internt och externt gentemot andra länder. I Norden finns det nu 14 elområden (fem i Norge, fyra i Sverige, två i Danmark, ett i Finland, ett i Estland och ett i Litauen). De svenska elområdesgränserna går vid de s.k. snitten; snitt 1 går mellan SE1 och SE2, snitt 2 mellan SE2 och SE3, och snitt 4 mellan SE3 och SE4. Snitten utgör ”flaskhalsar” med begränsade möjligheter för elöverföring i det svenska ledningsnätet (Svenska Kraftnät, 2012b). Ett fjärde flaskhals-snitt i landet är Västkustsnittet, som nu delvis håller på att byggas bort.



Figur 7. De nordiska elområdena. Källa: Svenska Kraftnät, 2012b.

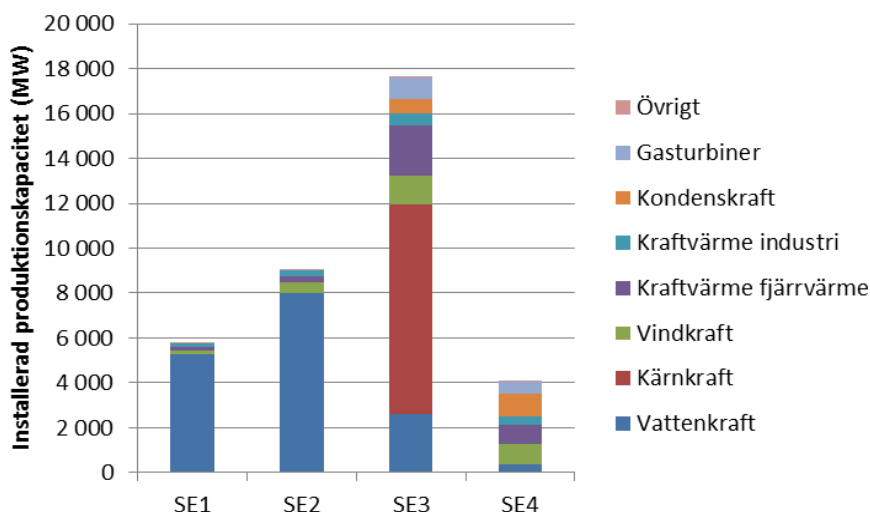
Genom att dra områdesgränserna vid snitten är tanken att marknaden själv ska se till så att eventuella flaskhalsar byggs bort genom att områden med elunderskott får högre elpriser på spotmarknaden, medan områden med överskott får lägre priser. På så sätt stimulerar man till ökade elproduktions- och nätinvesteringar i underskottsområden, samtidigt som man minskar risken för att det uppstår isolerade ”öar” med överproduktion i andra områden, där överföringskapaciteten är för låg i förhållande till produktionen. När överföringskapaciteten mellan områdena inte utnyttjas fullt ut blir däremot priserna desamma i alla områdena.

Den installerade effekten i de olika elområdena visas i figur 8. I områdena SE1 och SE2 har vattenkraften en kraftig dominans, medan kärnkraft dominerar i SE3. SE4 har lägst produktionskapacitet av alla områden, och en stor del är dessutom kopplad till reservkraft i form av kondenskraft och gasturbiner. När det gäller produktionen och användningen av elenergi, så finns det ett kraftigt överskott i SE1 och SE2, medan det finns ett stort underskott i SE4 (figur 9).

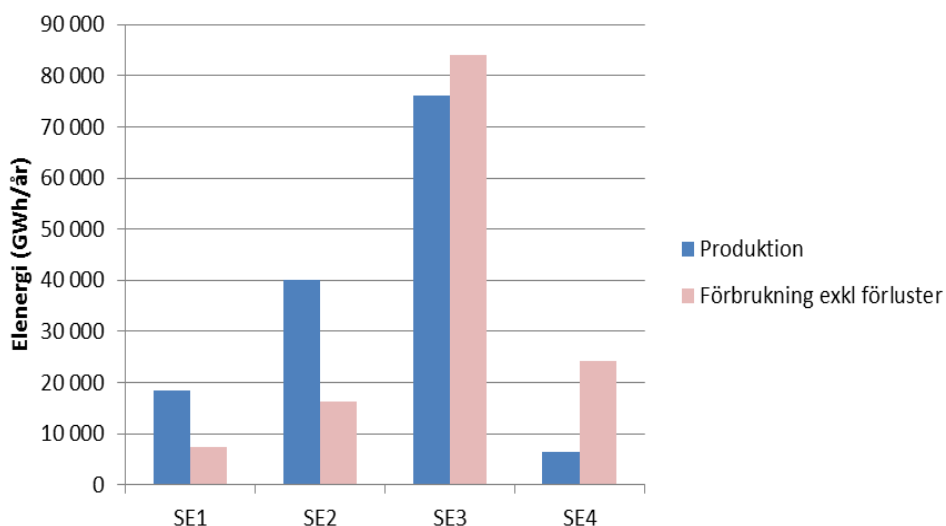
I södra Sverige har det varit livliga diskussioner om de högre elpriserna som blev ett resultat av hur områdesgränserna drogs. Om kärnkraftverket i Oskarshamn t.ex. hade hamnat inom område SE4, så hade produktionen varit betydligt högre här, och priserna därmed lägre. Anledningen till att man drog gränsen strax söder om kärnkraftverket var dock att kraftöver-



föringskapaciteten är betydligt högre norrut än söderut, och denna gränsdragning skulle då synliggöra behovet av nätinvesteringar söderut (Svenska Kraftnät, 2012a). Priserna i SE4 kan också bli höga när behovet i SE4 visserligen är lägre än överföringskapaciteten från SE3, men då exporten till Tyskland och Danmark blir hög när marknadspriset är högt i dessa länder. En statlig utredning presenterades dock i början på januari 2013 där man bl.a. föreslog en garanterad minimikapacitet vid överföringen mellan SE3 och SE4 (Hagman, 2013).



Figur 8. Installerad effekt i de olika elområdena i slutet av år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät, 2012b.



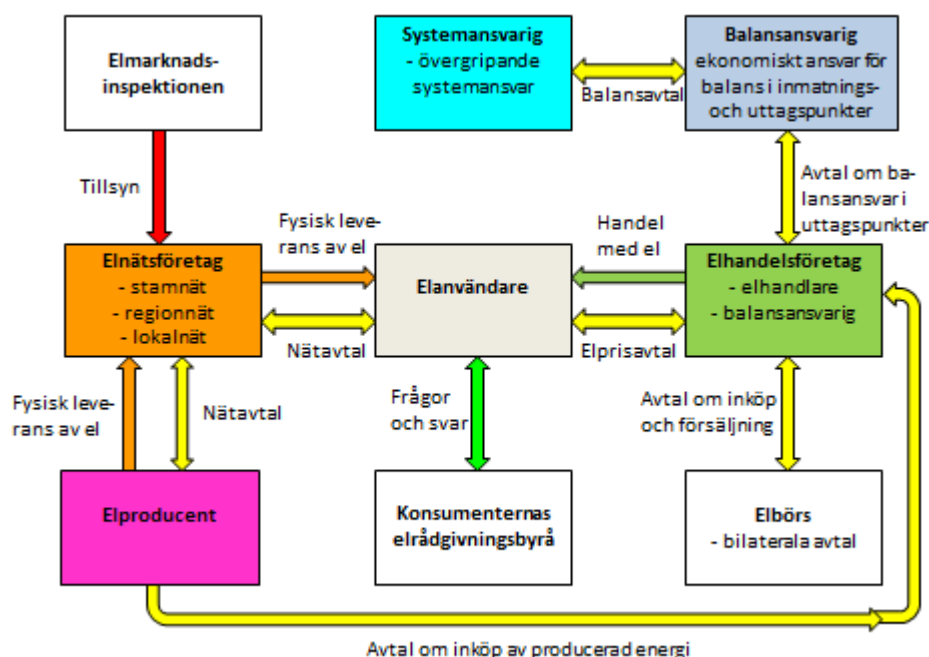
Figur 9. Produktion och förbrukning i de olika elområdena, medelvärde för åren 2008-2010. Källa: ritat efter Svenska Kraftnät, 2012b.

## 2.3. Elmarknaden

### 2.3.1. Aktörer

Avregleringen av den svenska elmarknaden påbörjades år 1992, och därefter har en successiv utveckling skett till dagens konkurrensutsatta marknad med bl.a. en tydlig skiljelinje mellan

nätverksamhet och handel av el på en gemensam nordisk elbörs. På elmarknaden finns nu ett flertal aktörer (figur 10), varav några beskrivs nedan (beskrivningen har hämtats från Elmarknadshandboken (2012)).



Figur 10. Aktörer på den svenska elmarknaden och deras inbördes relationer. Källa: ritat efter data från Elmarknadshandboken, 2012.

*Elnätsföretaget* ansvarar för elnätet och för att elenergin transporteras från producenterna till elanvändarna. Detta sker via stamnät, regionnät och lokalnät, vilka ägs av olika elnätsföretag. Ett elnätsföretag måste ha nätkoncession, det vill säga tillstånd att bygga och driva starkströmsledningar. Elnätsföretaget är den aktör som har all originalinformation om elleveranserna i sitt nätavräkningsområde.

Det är *elhandelsföretaget* som köper in el från en elproducent, t.ex. via elbörsen, och/eller från ett annat elhandelsföretag och säljer el till elanvändaren. Elhandelsföretaget kan ha flera olika roller. De är dels handlare, dvs. köper in el och säljer till elanvändarna, dels balansansvariga (balansansvar för elhandelsföretagets leveranser). Elhandelsföretaget kan sälja el till elanvändaren i form av

- en fysisk elleverans som kan avläsas på elmätaren (faktisk förbrukning)
- en i förväg bestämd mängd fysisk kraft som inte påverkas av verklig förbrukning (kallas även fastkraft)

Elhandelsföretaget kan sälja el på den fria elmarknaden i konkurrens med andra elhandelsföretag. Det finns ingen priskontroll utan det förutsätts att elanvändaren byter elhandelsföretag om denne inte är nöjd med sitt nuvarande. Elpriset sätts efter överenskommelse mellan köpare och säljare.

Enligt ellagen ska det finnas en *balansansvarig* för varje uttagspunkt. För att Svenska Kraftnät ska kunna göra en s.k. balansavräkning måste det även finnas en balansansvarig för varje

inmatningspunkt. Den balansansvarige ska alltså se till så att det råder balans mellan tillförsel och förbrukning av sina elleveranser inom ramen för sitt balansansvar. Elhandelsföretaget (eller elproducenten) kan antingen själv ha balansansvaret eller köpa tjänsten från ett annat företag.

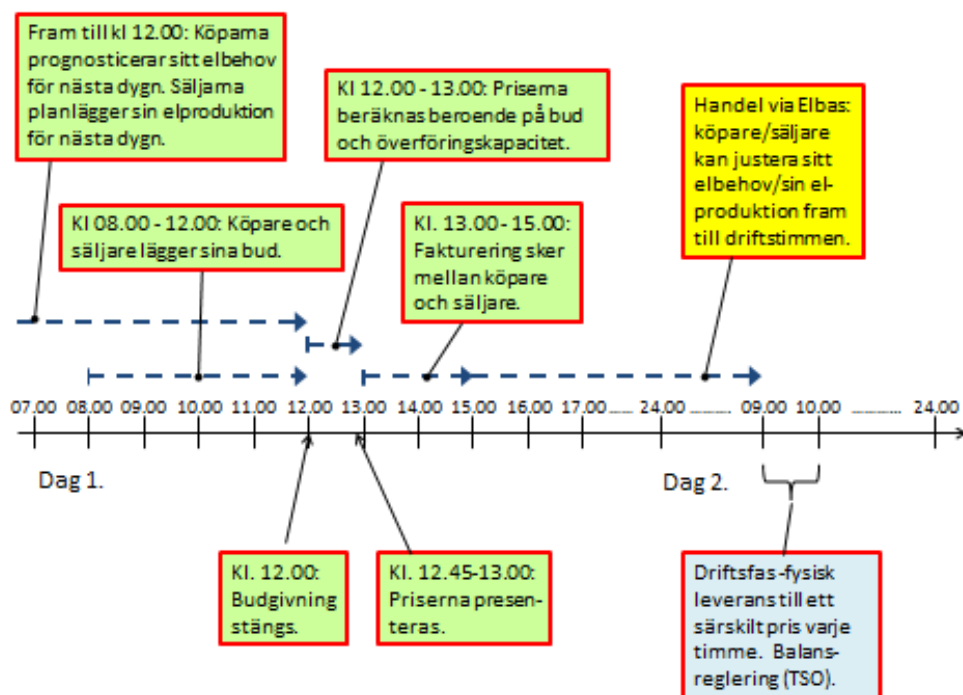
Svenska Kraftnät är en statlig myndighet som bl.a. har rollen som *systemansvarig*. Det innebär bland annat att se till att det svenska elsystemet är i balans, det vill säga att frekvensen 50 Hz hålls i nätet och att reserver finns till hands vid allvarliga störningar i kraftsystemet. Rollen som systemansvarig finansieras genom intäkter från företag som är balansansvariga. Vidare har Svenska Kraftnät ansvar för driftsäkerheten på stamnätet inklusive utlandsförbindelser. Denna verksamhet finansieras genom s.k. stamnätstariffer som större elproducenter och regionnätsägare betalar för att få utnyttja stamnätet. Svenska Kraftnät ansvarar även för elberedskapen.

Marknadspriset för fysiska leveranser av el sätts på Nord Pool Spot, dvs. *elbörsen* i Oslo som är navet i den nordiska elmarknaden. Större delen av handeln med el inom Norden sker via Nord Pool. Nästan all elproduktion i Sverige går via Nord Pool Spot och numera handlas drygt 70 procent av all elkonsument i Norden via denna elbörs. Även handel genom så kallade bilaterala kontrakt mellan två aktörer förekommer. Nord Pools systempris på el utgör referenspris för hela elmarknaden, dvs. även vid bilateral handel och vid prissättning av el på vissa avtal mellan elhandelsföretag och elanvändare. Nord Pool organiserar också en handelsplats för den finansiella handeln av kontrakt för framtida leveranser (terminskontrakt) av el. På den finansiella terminsmarknaden kan aktörer säkra elpriset för variationer i spotpriset på upp till fyra år.

### 2.3.2. Elhandel och elpris

Principerna för hur handeln med el fungerar på spotmarknaden Nord Pool Spot visas i figur 11. Fram till kl. 12.00 dagen innan de fysiska leveranserna sker, gör köparna prognoser av förbrukningen, bl.a. utifrån hur väderleken förväntas bli. Säljarna gör också sin planläggning av hur deras produktionsanläggningar kommer att vara i drift under det kommande dygnet. Prognoserna och planläggningen görs med hänsyn till i vilka elområden de olika produktions- och förbrukningsanläggningarna är lokaliserade. Samtidigt beräknar Svenska Kraftnät och deras motsvarande organisationer i grannländerna hur stor överföringskapaciteten förväntas bli mellan de olika elområdena. Senast kl. 12.00 ska sedan alla köparnas och säljarnas bud vara lagda, varefter priset för varje enskild timme nästa dygn bestäms utifrån de beräknade utbuds- och efterfrågekurvorna, d.v.s. så att efterfrågan motsvarar utbudet. Om det uppkommer begränsningar i överföringskapaciteten i näten mellan de olika nordiska elområdena, kan priserna skilja mellan dem.

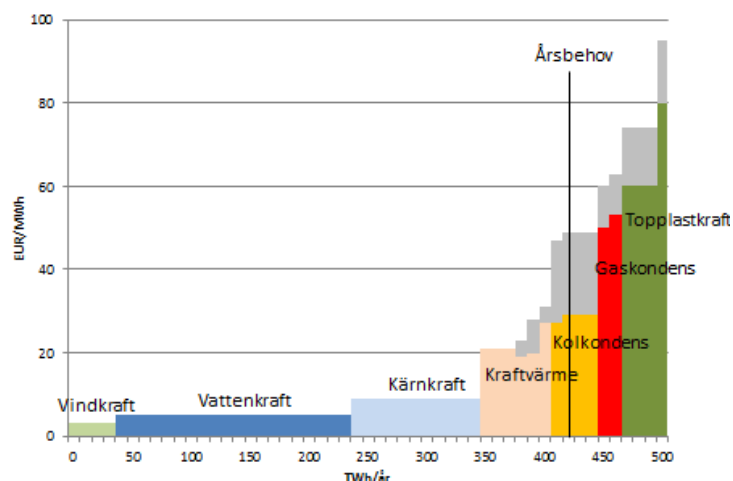
Om det inträffar oväntade händelser och om prognoserna blir fel efter att spotmarknaden har stängts, kan aktörerna justera sin handel på justeringsmarknaden Elbas fram till en timme före leverans. Aktörerna har alltså här möjlighet att rätta till sina obalanser via handel med el inom alla de nordiska länderna (Svenska Kraftnät, 2011a).



Figur 11. Principerna för hur elspotmarknaden (ljusgröna rutor), balansjusteringsmarknaden Elbas (gul ruta) och balansregleringsmarknaden (ljusblå ruta) fungerar (TSO- Transmission System Operator, d.v.s. Svenska Kraftnät i Sverige). Källa: ritat efter information på [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

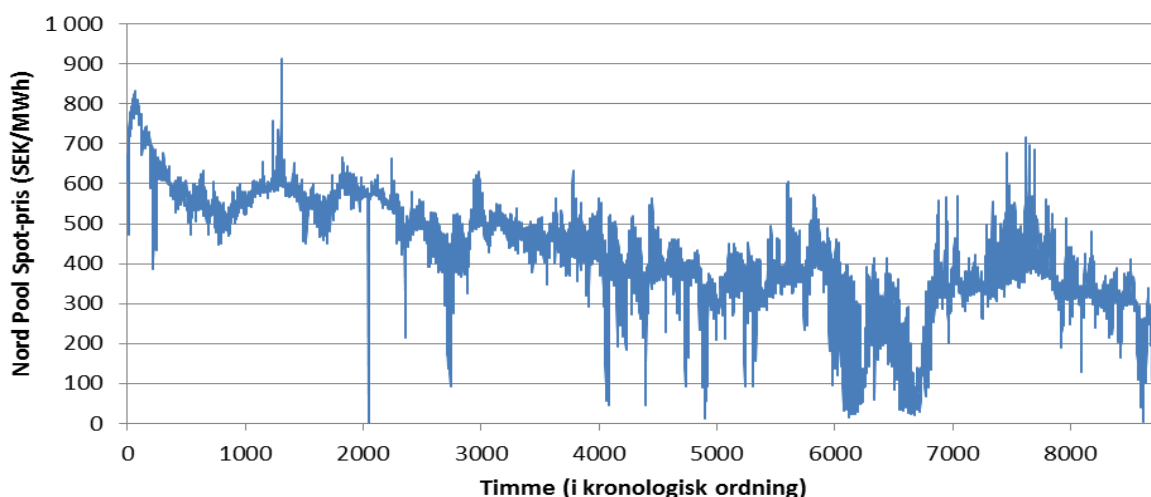
Förbrukningen av el kan variera kraftigt mellan olika timmar, dygn, årstider och år. De dygnsvisa variationerna beror till stor del på vädret, då Sverige har en stor andel eluppvärmda hus. För köparna av el gäller det därför att med hjälp av vädertjänsten kunna förutsäga hur vädret kommer att bli under det kommande dygnet. Efterfrågekurvan för el beror heller inte bara på behovet inom landet, utan också på behovet i grannländerna. Om priset är högre i ett grannland så säljs så mycket el som möjligt till detta land, även om förbrukningen samtidigt kan vara hög i Sverige. Om det finns ledig nätkapacitet, så går elen i den riktning som innebär maximal vinst för marknadsaktörerna. Eftersom extrema efterfrågesituationer sällan inträffar i alla länder samtidigt, kan man på så sätt också dela de gemensamma produktionsresurserna i länderna på ett mer kostnadseffektivt sätt.

Utbudet av elkraft påverkas av vilka produktionsanläggningar som är i drift, deras tillgänglighet och deras reglerbarhet. Bränsle drivna kraftverk har oftast inga snabba reglerbarheter, och de används därför i huvudsak som baslastanläggningar. Buden från dessa ska minst täcka de rörliga bränslekostnaderna. Vattenkraften har stora reglerbarheter och låga rörliga kostnader (se figur 12). Vattenkraftsägarna kan därför välja att sälja sin el den aktuella timmen eller spara vattnet till ett senare tillfälle. Prissättningen för vattenkraftselen beror således på möjligheterna att spara vatten, vilket i sin tur beror på tillrinning, utrymme i magasinerna och vattendomarnas reglering av hur vattennivåerna får variera i de olika vattendragen (Söder, 2013).

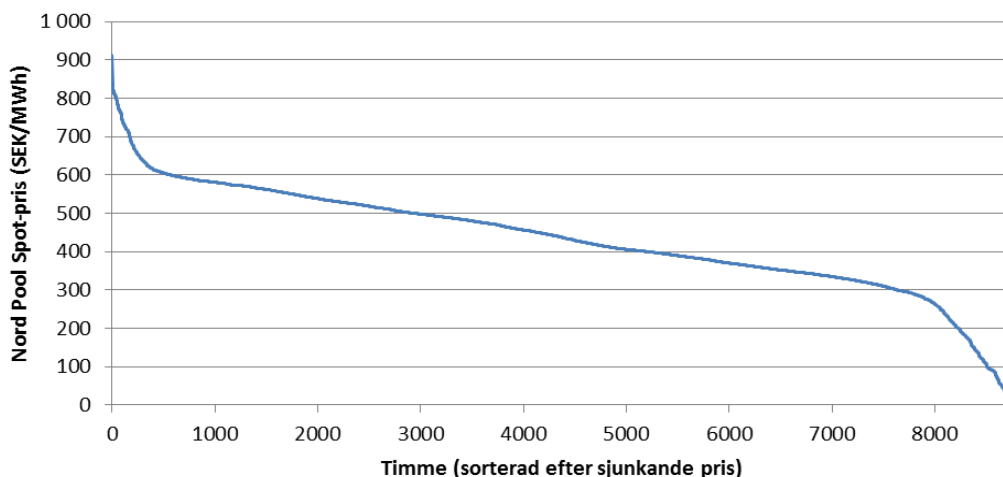


Figur 12. Principskiss för hur marginalkostnaderna för att producera el kan se ut på den nordiska elmarknaden under ett år. De grå områdena visar kostnaden för utsläppsrätter. Källa: ritat efter Pöyry, 2009.

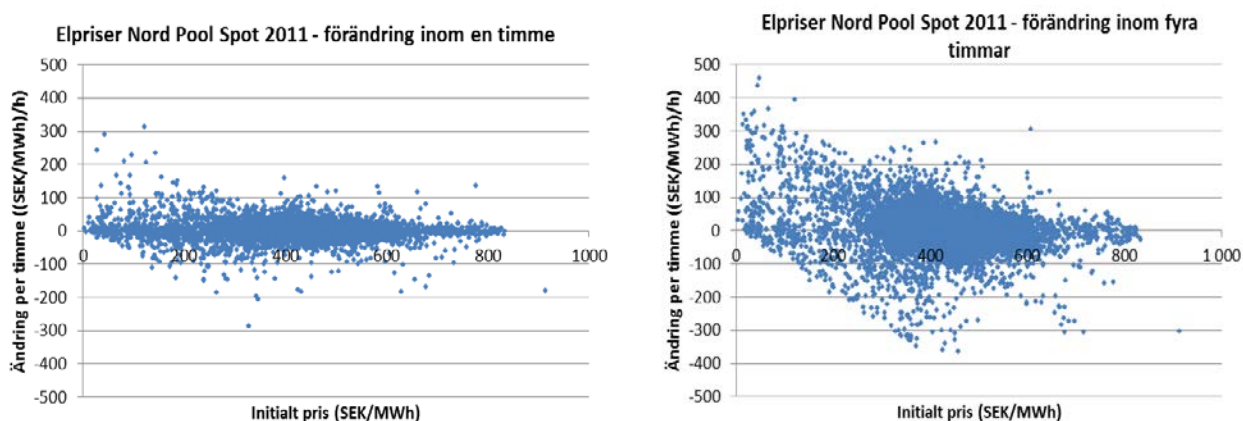
Under år 2011 var det genomsnittliga priset på spotmarknaden för el i Sverige 432 kr/MWh, men variationerna under året var stora (figur 13). I varaktighetsdiagrammet i figur 14 har priserna sorterats efter sjunkande värde för alla årets 8 760 timmar. Det högsta värdet under året var 913 kr/MWh, medan det lägsta var 3 kr/MWh. Prisförändringarna inom en respektive fyra timmar visas i figur 15. För en timme, var 90 % av förändringarna inom intervallet  $\pm 35$  kr/MWh, medan 90 % av förändringarna under fyra timmar var inom intervallet  $\pm 102$  kr/MWh. I ett mer långsiktigt perspektiv, har spotpriset på el haft en tydligt stigande trend (figur 16).



Figur 13. Timvisa elpriser på Nord Pool Spot för elområde SE under år 2011 (för perioden 1 november – 31 december har ett medelvärde beräknats för SE1-SE4). Källa: ritat efter data från [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

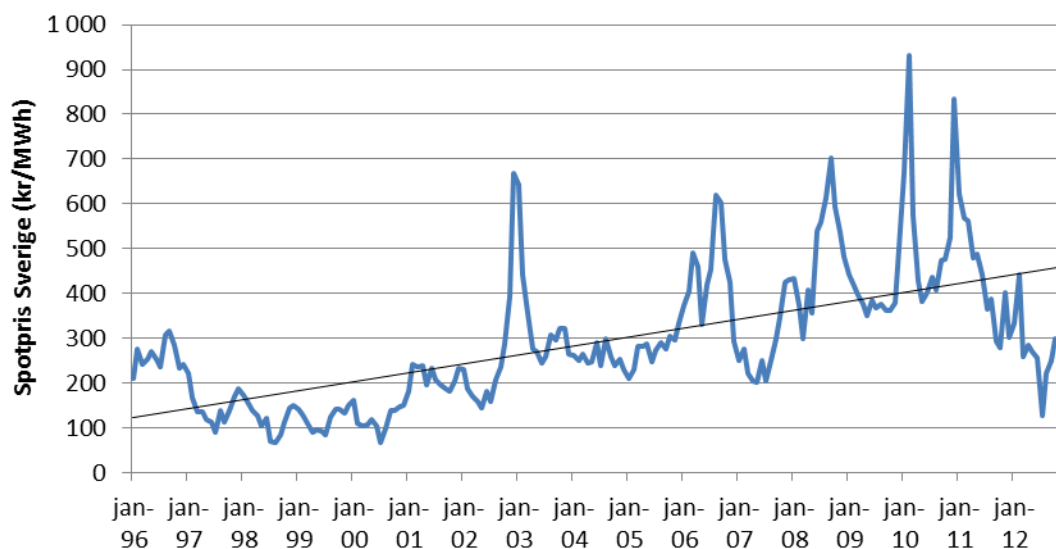


Figur 14. Varaktighetsdiagram för elpriset på Nord Pool Spot för elområde SE under år 2011 (för perioden 1 november – 31 december har ett medelvärde beräknats för SE1-SE4). Källa: ritat efter data från [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).



Figur 15. Förändring av elpriset på Nord Pool Spot under en timme (t.v.) och under fyra timmar (t.h.) för elområde SE under år 2011 (för perioden 1 november – 31 december har ett medelvärde beräknats för SE1-SE4). Ändringen visas som funktion av det initiala priset under timmen. Källa: ritat efter data från [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

Från det att elområdena infördes den 1 november 2011 fram till den 31 december 2011, var elpriset i SE4 högre än genomsnittet i landet under 456 timmar, vilket motsvarar 31 % av tiden. De genomsnittliga spotpriserna under dessa två månader var 339 kr/MWh i SE1 och SE2, 348 kr/MWh i SE3 och 382 kr/MWh i SE4. Det slutliga elpriset för privata konsumenter beror även av elskatten, elcertifikatavgiften och momsens (och typ av avtal med elhandelsföretaget, t.ex. om det är rörligt eller bundet). Elskatten är normalt 366 kr/MWh (inkl. moms), men vissa län och kommuner i Svealand och Norrland har en reducerad elskatt på 242 kr/MWh (inkl. moms).



Figur 16. Månadsmedelvärden för elspotpriset i det svenska elområdet (medelvärde för SE1-SE4 fr.o.m. 1 nov 2011) för perioden 1 januari 1996 till 31 december 2012. En linjär trendlinje har också lagts in. Källa: ritat efter data från [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

## 2.4. Balanshållning och effektreserver

### 2.4.1. Driftsreserver

El är ett energislåg som måste produceras i samma stund som den används. När förbrukningen inte motsvarar produktionen uppstår en obalans som innebär att nätfrekvensen avviker från 50,0 Hz. Snabb frekvensreglering görs med hjälp av den s.k. frekvensstyrda normaldriftsreserven, som används för automatisk reglering inom intervallet 49,9-50,1 Hz. Den frekvensstyrda normaldriftsreserven ska vara helt aktiverad vid en frekvens på 49,9 Hz (uppreglering) eller 50,1 Hz (nedreglering) inom 2-3 minuter. Man har beräknat att reserven behöver vara minst 600 MW vid 50 Hz i det nordiska synkronsystemet, varav ca 245 MW i Sverige. Reservens fördelning inom olika elområden baseras på områdenas elförbrukning föregående år (Svenska Kraftnät, 2008; Svenska Kraftnät, 2012b).

Vid snabba bortfall i produktionsanläggningar aktiveras den frekvensstyrda störningsreserven. Även denna reserv aktiveras automatiskt. Aktivering sker när frekvensen understiger 49,9 Hz, och full aktivering ska uppnås vid 49,5 Hz. Den frekvensstyrda störningsreserven ska vara av en sådan storlek att ett bortfall av den största produktionsanläggningen inte medför att frekvensen sjunker under 49,5 Hz. I detta sammanhang är bortfallet av den största anläggningen detsamma som systemets s.k. dimensionerande fel. Eftersom förbrukningen sjunker när frekvensen sjunker, ska den sammanlagda störningsreserven i de nordiska länderna minst vara lika med det dimensionerade felet minus 200 MW (förbrukningsminskning). Fördelningen mellan länderna görs beroende på ländernas största produktionsanläggning. För Sveriges del uppgår den frekvensstyrda störningsreserven till ca 440 MW. Som systemansvarig upphandlar alltså Svenska Kraftnät totalt ca 685 MW (245 MW+440 MW) på Nord Pool Spot för att täcka behovet av automatiska frekvensreserver (primärreglering) (Svenska Kraftnät, 2008; Svenska Kraftnät, 2012b).

Snabb aktiv störningsreserv kopplas på för att återskapa de frekvensstyrda reserverna och även vid bortfall av produktionsenheter, ledningar, transformatorer, m. m. Den snabba aktiva störningsreserven kopplas på manuellt och ska vara tillgänglig inom 15 minuter. Storleken

bestäms med hänsyn tagen till det enskilda områdets behov utifrån bl.a. flaskhalsar i näten och storleken på det dimensionerande felet. I Sverige har Svenska Kraftnät, genom avtal, tillgång till snabba aktiva störningsreserver i form av gasturbiner på totalt ca 1 200 MW. Dessa är lokaliserade till SE3 och SE4 (Svenska Kraftnät, 2008; Svenska Kraftnät, 2012b).

Den långsamma aktiva störningsreserven används framförallt för att täcka prognosfel. Den regleras manuellt och har en uppstartstid på längre än 15 minuter; ofta handlar det om timmar eller dygn. Den långsamma reserven utgörs vanligen av större oljekondenskraftverk eller som avtalad bortkoppling av förbrukning (Svenska Kraftnät, 2008; Svenska Kraftnät, 2012b). Den avtalade installerade effekten från kondenskraftverk under vintern 2012/13 är totalt 1 673 MW, varav 643 MW i SE3 och 1 030 MW i SE4 (Svenska Kraftnät, 2012a).

Den aktiva effektreservens storlek och hantering regleras i en särskild lag (Lagen om effektreserv 2003:436). Enligt lagen ska Svenska Kraftnät successivt minska den upphandlade produktionsreserven, samtidigt som andelen förbrukningsreduktion ska öka och så småningom stå för hela effektreserven. År 2020 är det tänkt att elmarknaden helt ska ansvara för att utbud och efterfrågan ska mötas även när förbrukningen är mycket hög (Svenska Kraftnät, 2011b).

Kostnaderna som uppstår p.g.a. obalanser i kraftsystemet finansieras av de balansansvariga som har orsakat obalansen. De balansansvariga ska se till så att det råder fysisk balans mellan uttagen och inmatad el för de egna leveranserna, och de är skyldiga att rapportera in planerad produktion resp. prognosticerad förbrukning enligt balansansvarsavtalet med Svenska Kraftnät. Timvisa mätningar av de faktiska elöverföringarna från de olika nätavräkningsområdena i landet rapporteras sedan in till Svenska Kraftnät, som är systemansvarig, och de upprättar därefter s.k. balansavräkningar där det framgår vilka som ska debiteras för eventuella obalanser och hur stora beloppen blir (ett nätavräkningsområde är ett delområde inom elområdena med definierade inmatnings- uttags- och gränspunkter med aktörer knutna till varje punkt).

För handel med utlandet gäller att de endast kan göras som fastkraftaffärer, och det krävs också att någon tar balansansvar för fastkraftaffären, både i Sverige och i utlandet. Systemansvariga i respektive land måste också bli informerade om vilka aktörer som har handelsrelationer med varandra (Elmarknadshandboken, 2012).

Prissättningen för reglerkraften baseras alltså på någon form av budgivning för den aktuella driftstimmen, både för automatisk (primärreglering) och manuellt avropad balanskraft (sekundärreglering). Dessa elkraftaffärer görs upp mellan balansansvariga och balanstjänsten hos Svenska Kraftnät.

#### 2.4.2. Kraftbalansen en kall vinterdag – ett exempel

För att illustrera hur kraftbalansen kan se ut under en kall vinterdag i Sverige, tas här ett exempel som finns beskrivet i Svenska Kraftnäts årliga redovisning till regeringen om hur kraftbalansen upprätthålls under vintrarna (Svenska Kraftnät, 2012a).

Den högsta elförbrukningen under vintern 2011/12 inträffade den 3 februari 2012 kl. 09-10, då medelförbrukningen var 26 035 MWh/h. Detta kan jämföras med den högsta timförbrukningen hittills i landet, 27 000 MWh/h, som inträffade den 5 februari 2001. Medeltemperaturen den 3 februari 2012 var omkring tio grader lägre än normalt i nästan hela landet. I



tabell 2 visas den installerade effekten i landet den 31 december 2011 för olika produktionslag. Den totala inhemska produktionskapaciteten var 36 447 MW.

*Tabell 2. Installerad effekt 2011-12-31 uppdelat på produktionslag och elområde, samt preliminär total elproduktion under år 2011. Källa: Svenska Kraftnät, 2012a*

	Installerad effekt (MW)					Produktion (TWh)
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	
Vattenkraft	5 255	8 015	2 587	341	16 197	65,8
Kärnkraft			9 363		9 363	58,0
Vindkraft	198	487	1 294	920	2 899	6,1
Övr. värmekraft	<u>283</u>	<u>522</u>	<u>4 378</u>	<u>2 805</u>	<u>7 988</u>	<u>16,6</u>
Summa	5736	9 023	17 621	4 066	36 447	146,5

Vattenkraftens medelproduktion under vintern 2011/12 var relativt hög (9 760 MWh/h, jämfört med 7 960 MWh/h under vintern 2010/2011), bl.a. beroende på att vattenmagasinen hade höga fyllnadsnivåer. När vintern 2011/12 började, levererade kärnkraften endast 56 % av den installerade effekten, beroende på att flera reaktorblock var avställda. Kärnkraftens medelproduktion under vintern 2011/12 blev till slut 7 080 MWh/h (jämfört med 8 300 MWh/h under vintern 2010/2011). Vindkraftsproduktionen var i genomsnitt 1 040 MWh/h under vintern 2011/12. Övrig värmekraft, som omfattar värmekraftverk (exkl. kärnkraft) och reservkraft oavsett bränsleslag, hade en topp-produktion i början av februari på drygt 3 700 MWh/h, mot ”normala” produktionsnivåer på 1 500 - 2 000 MWh/h under resten av vintern.

Som nämnts tidigare, gör Svenska Kraftnät en årlig upphandling av effektreserver, som ska finnas tillgängliga under perioden 16 november till den 15 mars. Inför vintern 2011/12 upphandlades 1 726 MW, vilka utgjordes av 1 364 MW produktionskapacitet och 362 MW förbrukningsreduktion (se tabell 3). De kraftverk som upphandlas får en fast ersättning under vintern oberoende av hur mycket el de sedan producerar, medan förbrukningsreduktionen är en frivilligt överenskommen, men betald, minskning av förbrukningen. Under vintern skedde ingen aktivering av effektreserven via börshandeln. Däremot aktiverade Svenska Kraftnät några av blocken i Stenungssund (B3, B4) och Karlshamn (B2) i början på februari 2012 för att säkerställa tillräckliga produktionsmarginaler för att upprätthålla frekvensen i elnäten.

Den 3 februari 2012 kl. 09-10 täcktes ca 90 % av effektbehovet genom inhemska produktion, medan importen var ca 10 % (tabell 4). Vattenkraften levererade 13 527 MW denna timme, vilket motsvarar 99 % av bedömd maximal sammanlagd produktionskapacitet (13 700 MW) (Svenska Kraftnät, 2012a). Importen kom från Norge, Danmark och Tyskland, medan en viss export skedde till Finland. Det fanns inget utbyte med Polen via SwePol Link eftersom där inte fanns någon reservkapacitet under denna timme.

Återstående importkapacitet under den aktuella timmen visas i tabell 5. Importkapaciteten var 7 510 MW, och återstående kapacitet efter avdrag för aktuell import 3 718 MW. Möjligheterna för ökad produktion i de exporterade länderna var dock osäker, särskilt om temperaturerna skulle sjunka även i dessa länder.

Tabell 3. Effektreserv upphandlad av Svenska Kraftnät för perioden 2011-11-16 – 2012-03-15. Källa: Svenska Kraftnät, 2012a

Anläggning	Elområde	Effekt (MW)
<b>Produktion</b>		
Forsmark Gunnarsbo	SE3	38
Karlshamn B1	SE4	120
Karlshamn B2	SE4	330
Mälarenergi	SE3	220
Slite	SE3	100
Stenungssund B3	SE3	260
Stenungssund B4	SE3	260
Visby	SE3	36
Summa produktion		1 364
<b>Lastreduktion</b>		
AV Reserveffekt 1	SE4	10
AV Reserveffekt 2	SE3	20
AV Reserveffekt 3	SE3	16
Göteborg Energi	SE3	24
Höganäs	SE3	25
INEOS	SE3	30
Rottneros	SE3	27
Stora Enso	SE3, SE4	210
Summa lastreduktion		362
Summa total		1 726

Tabell 4. Effektbalansen i Sverige den 3 februari 2012 kl. 09-10. Källa: Svenska Kraftnät, 2012a

	Effekt (MW)	Effekt (MW)	Effekt (MW)
Inhemsk produktion	23 516		
vattenkraft		13 527	
vindkraft		697	
kärnkraft		5 174	
övrig värmekraft		4 118	
Nettoimport	3 792		
från Norge (NO)		1 447	
via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)			801
via Nea (NO3)			211
via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)			435
från Danmark (DK)		1 750	
via Konti-Skan (DK1)			717
via Öresundsförbindelsen (DK2)			1 033
från Polen (PL)		0	
via SwePol Link (PL)			0
från Tyskland (DE)		595	
via Baltic Cable (DE)			595
Nettoexport	-1 273		
till Finland (FI)		-1 273	
via Fenno-Skan (FI)			-201
via Finland Norr (FI)			-1 072
Summa = förbrukning inkl. nätförluster	26 035		

Tabell 5. Total tillgänglig importkapacitet (utan hänsyn till intern överföringskapacitet inom landet) och återstående kapacitet (skillnad mellan uppmätt import och total importkapacitet) den 3 februari 2012 kl. 09-10. Källa: Svenska Kraftnät, 2012a

	Importkapacitet (MW)	Återstående kapacitet (MW)	
Från Finland (FI)	1 770	1 770	
via Fenno-Skan (FI)	550	550	
via Finland Norr (FI)	1 220	1 220	
Från Norge (NO)	2 700	1 253	
via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 300	499	
via Nea (NO3)	600	389	
via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	800	365	
Från Danmark (DK)	2 440	690	
via Konti-Skan (DK1)	740	23	
via Öresundsförbindelsen (DK2)	1 700	667	
Från Polen (PL)	0	0	
via SwePol Link (PL)	0	0	
Från Tyskland (DE)	600	5	
via Baltic Cable (DE)	600	5	
Summa	7 510	3 718	

En annan begränsande faktor var överföringskapaciteten genom de olika snitten inom landet, se tabell 6. I snitt 1 fanns kapacitet för överföring av el från Finland till norra Sverige. Snitt 2 var dock fullt utnyttjat, vilket innebär att överföring från norra Finland till södra Sverige inte var möjlig. Snitt 4 hade dock kapacitet att transitera mer el från södra Finland och östra Norge till SE4. Även Västkustsnittet hade kapacitet att möjliggöra mer import från Jylland, Själland och Tyskland.

Tabell 6. Återstående överföringskapacitet mellan de svenska elområdena den 3 februari 2012 kl. 09-10. Källa: Svenska Kraftnät, 2012a

	Återstående kapacitet (MW)
Snitt 1, återstående överföringskapacitet	+ 1 089
Överföringskapacitet (södergående riktning)	3 100
Uppmätt överföring	2 011
Snitt 2, återstående överföringskapacitet	0
Överföringskapacitet (södergående riktning)	6 900
Uppmätt överföring	6 900
Snitt 4, återstående överföringskapacitet	+ 2 380
Överföringskapacitet (södergående riktning)	4 400
Uppmätt överföring	2 020
Västkustsnittet, återstående överföringskapacitet	+ 2 114
Överföringskapacitet (norrgående riktning)	2 500
Uppmätt överföring	386

Under den aktuella timmen fanns inom landet endast 76 MW ytterligare tillgängligt genom kommersiella bud, varav 56 MW var vattenkraft i SE2 och 20 MW var fränkopplingseffekt i SE3. Effektreserven, inkl. snabb störningsreserv, var totalt 1 739 MW i landet, varav 1 177 MW i SE3 och 562 MW i SE4. Kommersiella bud och reserver i Norge, Danmark och Finland var 1 961 MW, 759 MW resp. 1 370 MW (Polen hade ingen tillgänglig produktionskapacitet och kabeln till Tyskland var fullt belastad).

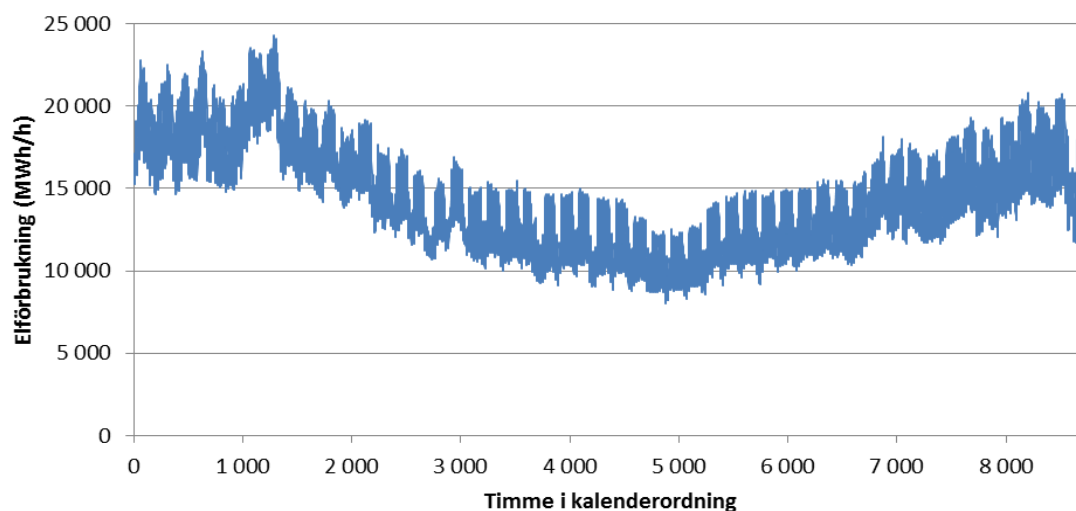
### 3. BEHOV AV BALANSEL VID ÖKAD ANDEL VIND- OCH SOLKRAFT

I detta kapitel ges exempel på hur förbrukning och produktion av el kan variera under ett år (en liknande genomgång finns också i Söder (2013)). Syftet är att tydliggöra hur förbruknings- och produktionsmönstren kan se ut. I det sista avsnittet redovisas några studier där man har uppskattat hur stora behoven av reglerkraft blir vid en framtida ökad andel vind- och solkraft i det svenska elsystemet.

#### 3.1. Förbrukningsprofiler år 2011

Utmaningen för alla kraftsystem är att på ett så driftsäkert och kostnadseffektivt sätt som möjligt matcha produktionen av el med behovet av el. Behovet varierar över tiden beroende på årstid, veckodag och timme på dygnet. I detta avsnitt visas exempel på hur elbehovet varierade i Sverige under år 2011 (som var det senaste helåret det fanns kompletta data för när denna rapport skrevs). Data har hämtats från Svenska Kraftnät och avser tim-mätt förbrukning (inkl. avkopplingsbar last), plus ospecificerad förbrukning plus schablonberäknade leveranser och nätförluster (statistiken kan ha avvikelser från verklig förbrukning/produktion, exempelvis p.g.a. ”dold” produktion och förbrukning i icke-koncessionspliktiga nät).

I figur 17 visas timförbrukningen i landet för alla timmar (8 760) under år 2011. Förbrukningen var lägst under sommaren, med ungefär en halvering jämfört med förbrukningen i mitten på februari. Variationen inom en vecka var ungefär 5 000 MWh/h för alla årstider. Av figuren framgår tydligt att förbrukningen sjönk under helgerna. Detta ses också i figur 18, där data visas för en vecka under vintern och en vecka under sommaren. För vinterveckan syns två mindre dygnstopp (under morgon- och kvällstimmarna), medan sommarveckan endast hade en dygnstopp (under morgon-/förmiddagstimmarna). Veckornas lägsta elbehov inträffade under nätterna (normalt brukar natten mellan lördag och söndag ha lägst elförbrukning).

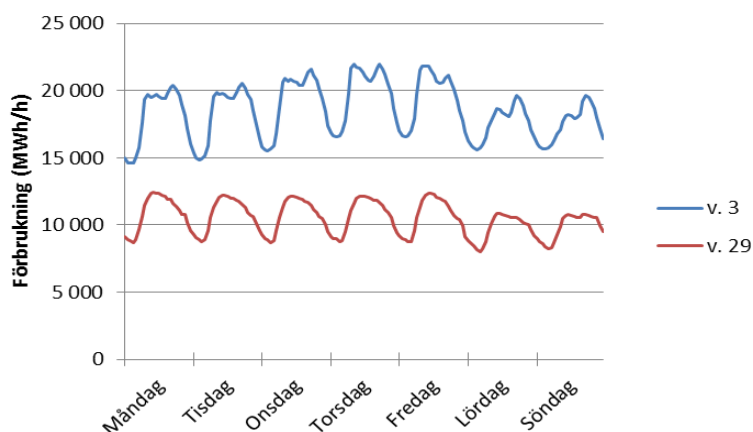


Figur 17. Timvis förbrukning av el i Sverige under år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

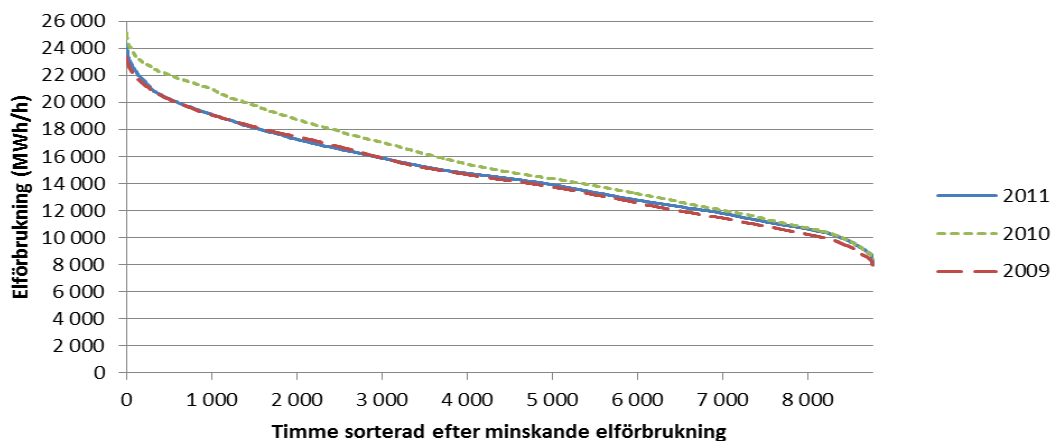
Ett varaktighetsdiagram för elförbrukningen i landet år 2011 visas i figur 19. Timförbrukningen i figur 17 har här sorterats efter fallande värden för årets alla 8 760 timmar. Som jämförelse visas också kurvorna för åren 2009-2010. Med hjälp av ett varaktighetsdiagram kan

man bl.a. se hur stora toppbelastningarna är och hur många timmar de varar sammanlagt. Det blir självfallet dyrt om de fasta baslastanläggningarna ska kunna tillgodose det totala behovet i landet även under någon timmes toppbelastning under ett år.

Av figur 19 framgår att elförbrukningen var något högre år 2010 jämfört med åren 2009 och 2011. Under år 2011 var förbrukningen mindre än 90 % (21 850 MWh/h) av toppvärdet (24 270 MWh/h) under 8 595 timmar (98,1 % av tiden). Motsvarande tid för samma gränsvärde (21 850 MWh/h) för åren 2009 och 2010 var 8 650 (98,7 %) respektive 8 195 (93,6 %) timmar. Årens lägsta förbrukning var i intervallet 8 000 – 9 000 MWh/h.



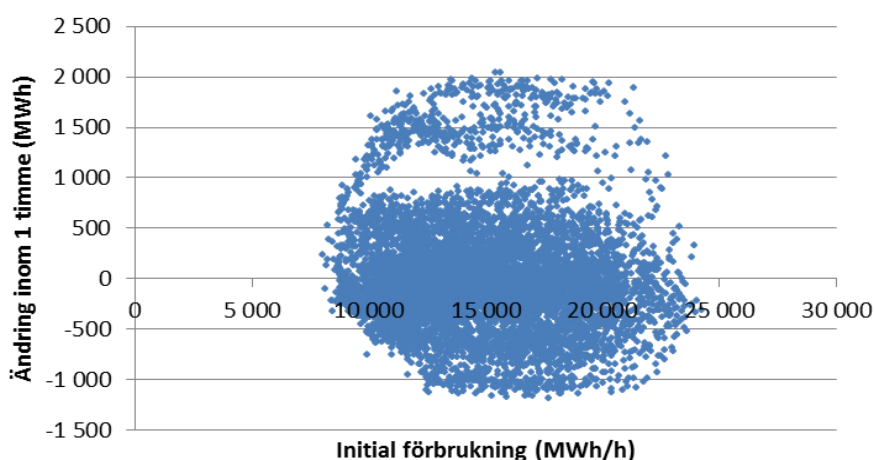
Figur 18. Elförbrukningen i Sverige under vecka 3 (i januari) och vecka 29 (i juli) år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.



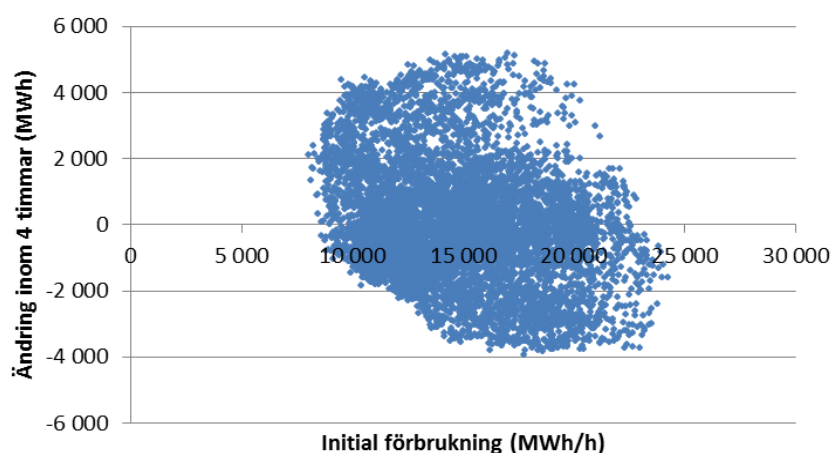
Figur 19. Varaktighetsdiagram för elförbrukningen i Sverige åren 2009-2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

Av stor betydelse för valet av reglerkraftkälla är hur snabbt ändringarna sker. Produktionen inom landet, tillsammans med importen, måste alltid följa med i förändringarna för att i varje stund tillgodose förbrukningen av el. I figur 20 visas hur stora förändringarna var per timme för årets alla timmar år 2011. Huvuddelen av förändringarna var < 1 000 MWh/h, och de var relativt jämnt fördelade över hela förbrukningsintervallet. På ökningssidan fanns ett stråk med värden i storleksordningen 1 500-2 000 MWh/h, medan de största minskningarna var i storleksordningen 1 200 MWh/h. Ökningen av elförbrukningen inom 4 timmar (figur 21) var

maximalt ca +5 000 MWh (vid låga/måttliga effektnivåer) och minskningarna maximalt – 4 000 MWh (vid måttliga/höga effektnivåer).

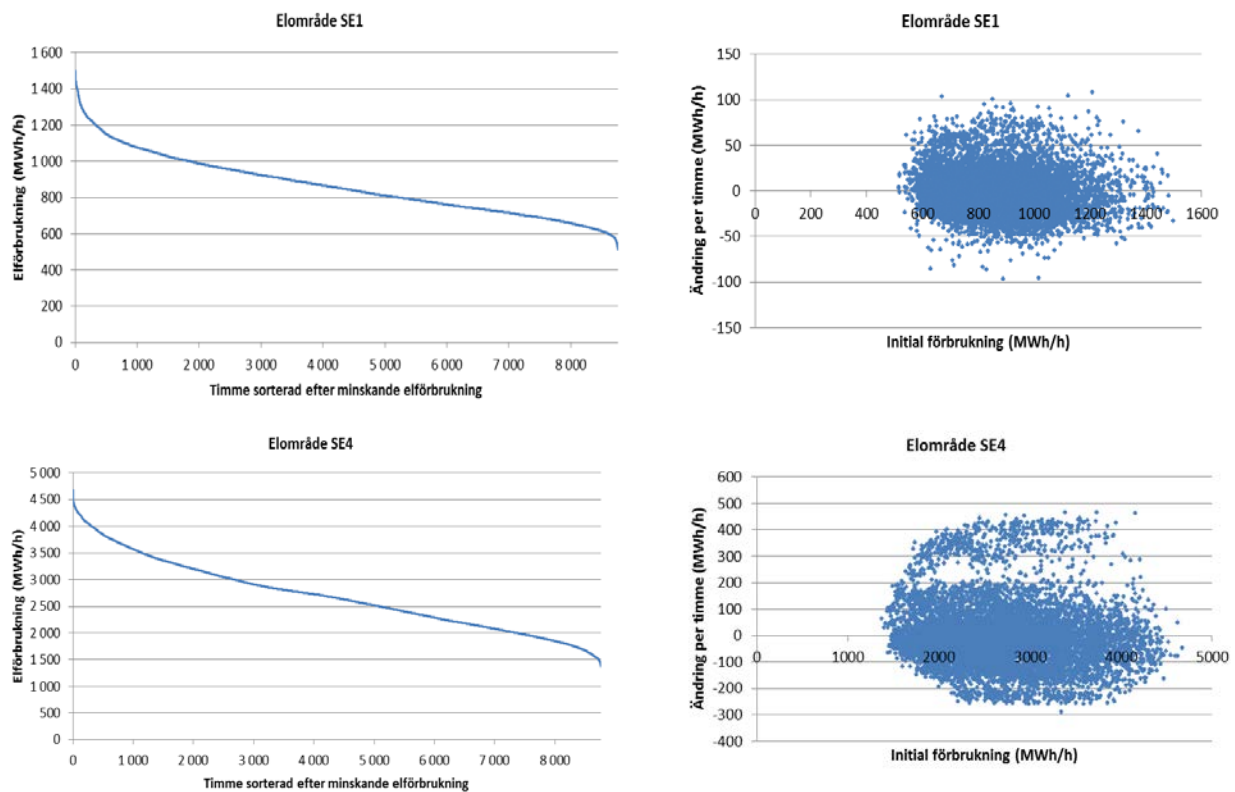


Figur 20. Förändringar av elförbrukningen inom en timme, som funktion av den aktuella initiala förbrukningen, i Sverige under år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

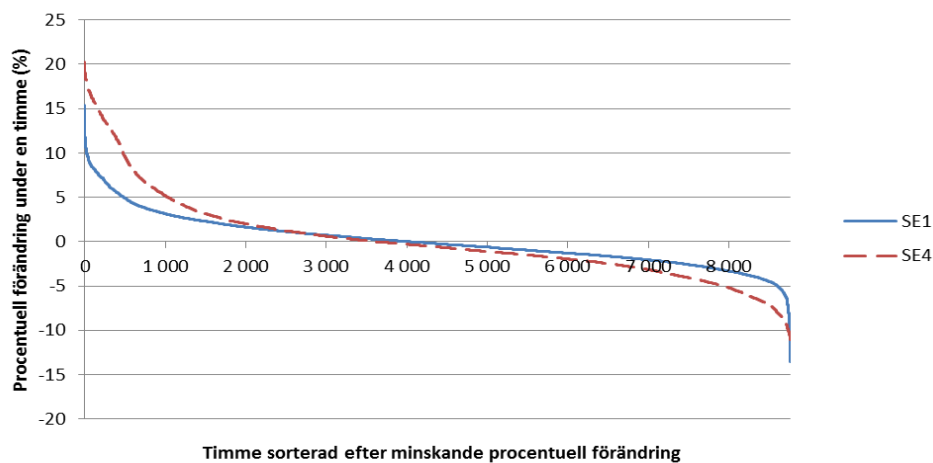


Figur 21. Förändringar av elförbrukningen inom fyra timmar, som funktion av den aktuella initiala förbrukningen, i Sverige under år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

Effekten av sammanlagring blir självfallet mycket stor när förbrukningen studeras för hela Sverige. Det är t.ex. inte säkert att det är kallt i hela landet samtidigt. En jämförelse av förbrukningsprofilerna för år 2011 för de två minsta elområdena (SE1 i längst norr och SE4 längst i söder) har därför gjorts (figur 22). I SE4 var förändringarna under en timme större jämfört med i SE1. Detta syns också tydligt i figur 23, där ett varaktighetsdiagram har ritats för de procentuella förändringarna under en timme. I SE4 behövdes alltså en något högre reglerförmåga än i SE1.



Figur 22. Varaktighetsdiagram (t.v.) och förändring av elförbrukningen under en timme (t.h.) för elområdena SE1 (överst) och SE4 (underst) under år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.



Figur 23. Varaktighetsdiagram för de procentuella förändringarna av elförbrukningen under en timme för elområdena SE1 och SE4. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

### 3.2. Produktionsprofiler år 2011

Som exempel på hur produktionen av el kan variera för olika produktionsslag, visas här diagram för år 2011.

Vattenkraften är den viktigaste reglerkällan i Sverige, vilket tydligt framgår av figurena 24-25. Effektuttaget kan ändras snabbt (i storleksordningen minuter) och de rörliga kostnaderna

är mycket låga. Viktiga faktorer när det gäller reglerbarheten är vatteninnehållet i magasinen och risken för att man överträder vattendomarnas nivåbestämmelser nedströms. En annan begränsning kan vara nätens överföringskapacitet söderut vid höga elbehov. Under år 2011 varierade produktionen från ca 13 000 MWh/h till 2 500 MWh/h (figur 24). Vattenkraften är dock inte bara en viktig reglerkraftkälla i Sverige, utan också en viktig baskraftkälla. Detta framgår inte minst av den stora ytan under de ”hackiga” områdena i figur 24.

Kärnkraften fungerar som en baslastkälla och verken körs normalt så mycket det går (med hänsyn tagen till bl.a. planerade och oplanerade avbrott). Enligt varaktighetsdiagrammet var produktionen under år 2011 i närheten ( $\geq 9\,000$  MW) av den installerade produktionskapaciteten (9 340 MW) under ca 1500 timmar. Enligt Energimyndighetens långsiktsprogos kommer andelen kärnkraft att öka i Sverige med 8 TWh/år till år 2030 med nuvarande planerade och godkända effekthöjningsprogram (Energimyndigheten, 2011). Detta betyder att produktionen av (icke-intermittent) baslast kommer att öka i motsvarande mängd.

Värmekraften består av två huvudkomponenter, dels elproduktion från fjärrvärmeverk, och dels elproduktion från industrins mottrycksanläggningar. Produktionen från fjärrvärmeverken är starkt beroende av värmebehovet (utetemperaturen), och är som högst när det är kallast, vilket är en fördel ur elförbrukningssynpunkt. I dessa verk lönar det sig inte att kyla på annat sätt under övriga delar av året i syfte att öka årsproduktionen av el. Behovet av processånga inom industrin är däremot mindre varierande under året (i figur 24 är produktionen av el från industriellt mottryck ganska kraftigt underskattad p.g.a. att den delvis är ”dold” i statistiken, bl.a. beroende på intern förbrukning; värdet på den installerade produktionskapaciteten avser därför i detta fall i huvudsak produktion från kraftvärme). Biobränslen är det dominerande bränsleslaget för värmekraften i Sverige, dels i form av skogsflis i fjärrvärmeverk och dels i form av avlutar i mottrycksanläggningar.

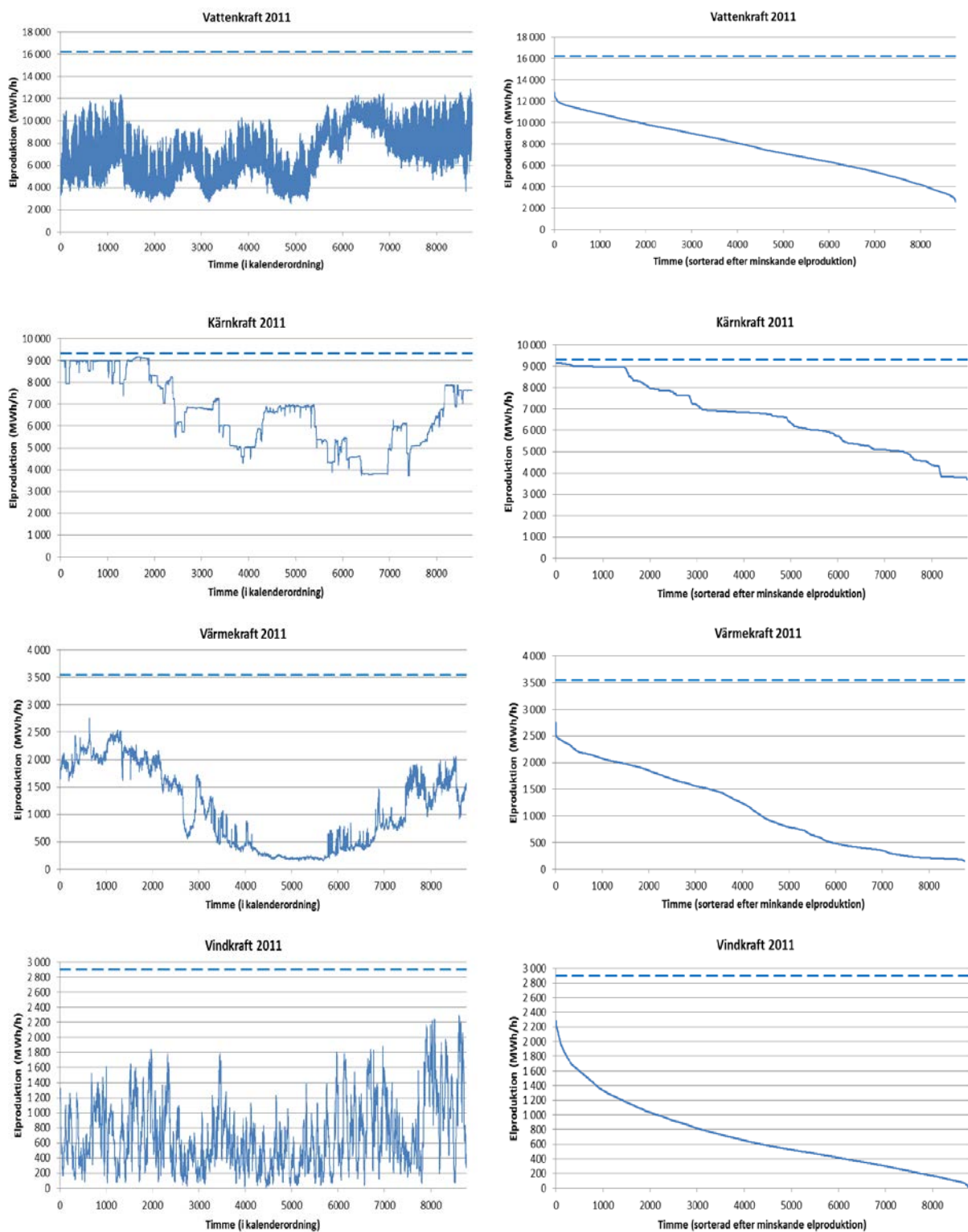
Variationerna i producerad vindkraftsel var mycket stora för alla årstider (den installerade effekten var 1 995 MW vid årets början och enligt Energimyndigheten (2012c) 2 900 MW vid årets slut). Under de tusen timmar då produktionen var som högst, varierade den från 1 330 MWh/h till 2 280 MWh/h, medan det också var 280 timmar då produktionen understeg 100 MWh/h. Minimivärdet var 15 MWh/h, vilket inträffade den 5 juli.

Den s.k. kapacitetsfaktorn är ett mått på hur mycket energi som genereras totalt under en viss period i förhållande till den mängd som skulle kunna vara maximalt möjlig att utvinna (installerad effekt x antal timmar under året). Den svenska vindkraftens kapacitetsfaktor under år 2011 var drygt 28 % ( $=6\,080 \text{ GWh} / ((1,995 \text{ GW} + 2,900 \text{ GW}) / 2 * 8\,760 \text{ tim})$ ), motsvarande knappt 2 500 fullasttimmar. Detta kan jämföras med kapacitetsfaktorerna för vindkraften i Tyskland, England och Irland, som är ca 20 %, ca 23 % respektive ca 32 % (KVA, 2010).

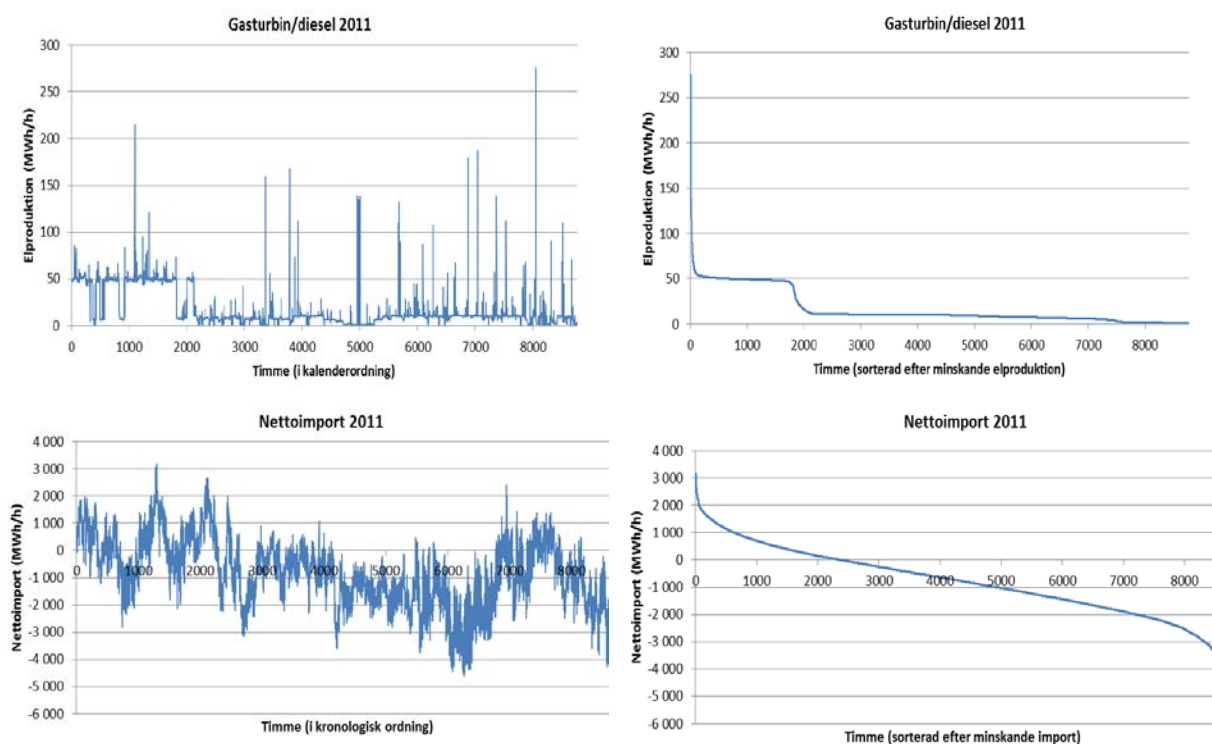
I kategorin gasturbin/diesel i figur 25 ingår enbart reservkraft (störningsreserv). Ur energisynpunkt var denna produktion mycket liten år 2011 (jämför y-axlarnas skalor), och även sett ur effektsynpunkt (högsta tim-värdet var ca 275 MWh/h). Man kan dock notera att denna resurs användes under nästan alla årets timmar 2011.

Nettoimporten (import minus export) kan variera ganska mycket timme för timme, och handeln med utlandet är därför en viktig ”reglerkälla” i hela det nordiska elsystemet. Den högsta importen under en timme var 3 200 MWh/h och den högsta exporten 5 100 MWh/h. Den totala nettoimporten år 2011 var negativ med en export på ca 7,2 TWh.





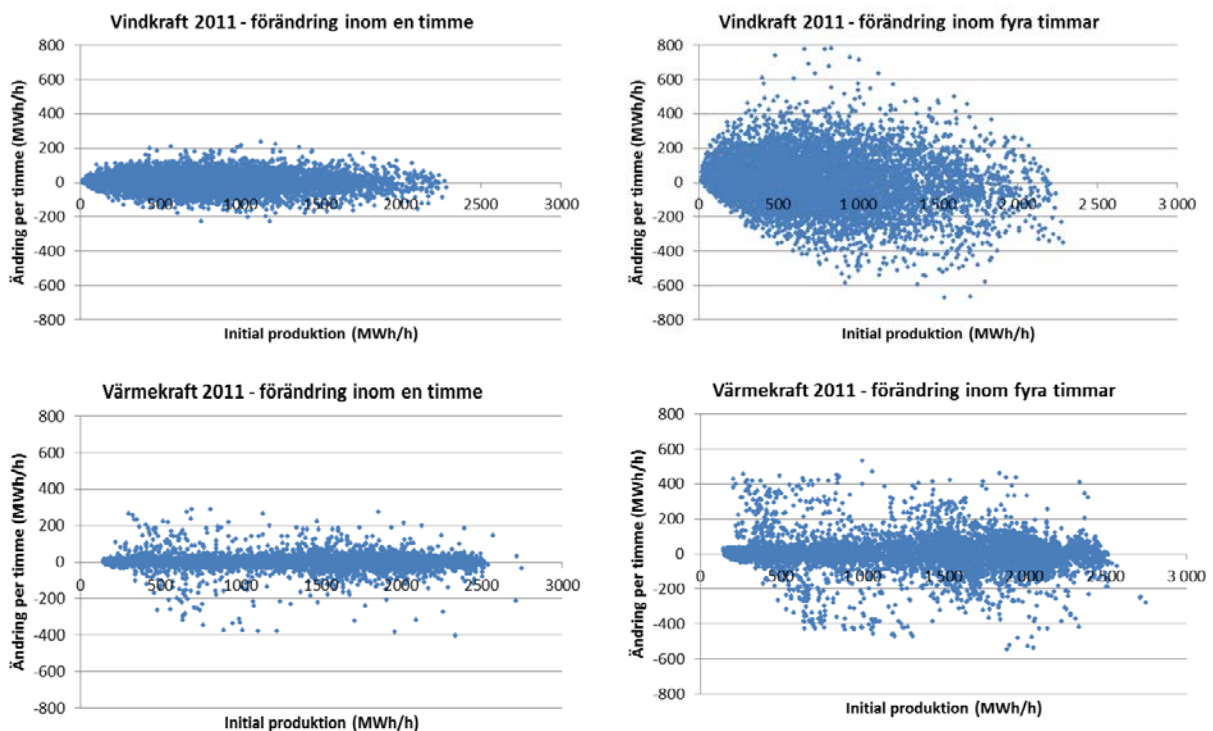
Figur 24. Timvis tillförsel av el från vattenkraft, kärnkraft, värmekraft och vindkraft i Sverige under år 2011 (t.v.), och motsvarande varaktighetsdiagram (t.h.). Den streckade linjen visar installerad produktionskapacitet år 2011 enligt Energimyndigheten (2012c) (för värmekraft avser linjen den installerade produktionskapaciteten i kraftvärmeanläggningar). Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.



Figur 25. Timvis tillförsel av el från gasturbiner/diesel och från import i Sverige under år 2011 (t.v.), och motsvarande varaktighetsdiagram (t.h.). Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

Det är också av intresse att se hur snabbt förändringarna sker i produktionen. Förändringarna för t.ex. vindkraften inom en timme låg till 90 % i intervallet  $\pm 77$  MWh/h, medan 90 % av förändringarna inom fyra timmar låg i intervallet  $\pm 244$  MWh/h (se figur 26). För värmekraft (i detta fall främst kraftvärme, se kommentar ovan) var motsvarande intervall  $\pm 38$  MWh/h respektive  $\pm 122$  MWh/h. För (biobränslebaserad) kraftvärme var alltså produktionsförändringarna i storleksordningen hälften så stora som för vindkraft. Notera att både x- och y-axlarna i figur 26 för jämförelses skull har samma skala.

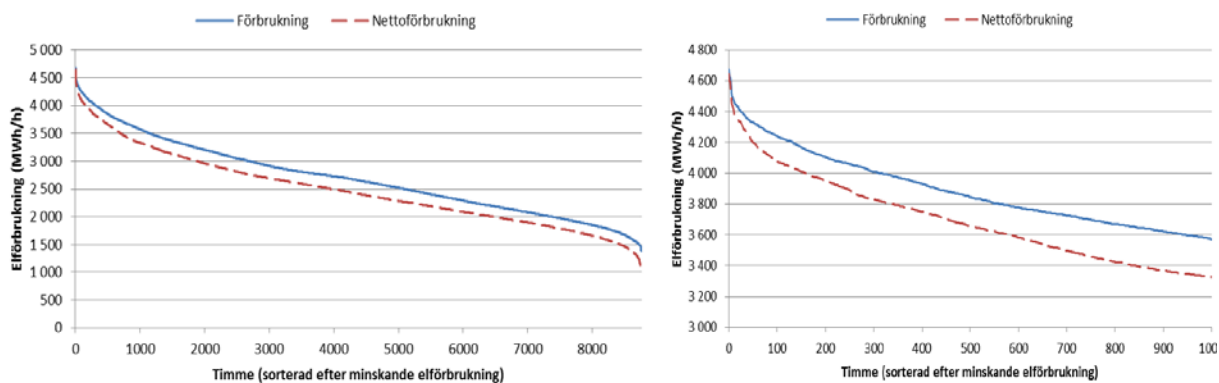
En annan intressant aspekt kan vara hur det ser ut inom olika elområden. Elområde SE4 hade högst installerad vindkraftseffekt i förhållande till förbrukningen. Nettoförbrukningen av el, efter att avdrag gjorts timme för timme för den el som producerats från vindkraftverken, beräknades därför för SE4 i syfte att se hur stort bidrag vindkraften hade till det totala elbehovet samt vilken påverkan den hade på behovet av balanskraft. I figur 27 visas varaktighetsdiagrammen för total elförbrukning och för nettoförbrukningen. Ytan mellan de båda kurvorna motsvarar den elenergimängd som vindkraften bidrog till under året. Av det största intervallet mellan 0-1 000 timmar till höger i figur 27 framgår att det inte var någon större skillnad i maxbelastning, dvs. i behovet av att tillföra extra el för att balansera förbrukningen, under upp till några tiotal timmar. Men om en antagen effektreserv aktiveras vid t.ex. 4 000 MWh/h, så skulle tiden då den är aktiverad minska från ca 300 timmar till ca 150 timmar när hänsyn tas till den aktuella vindkraftsproduktionen.



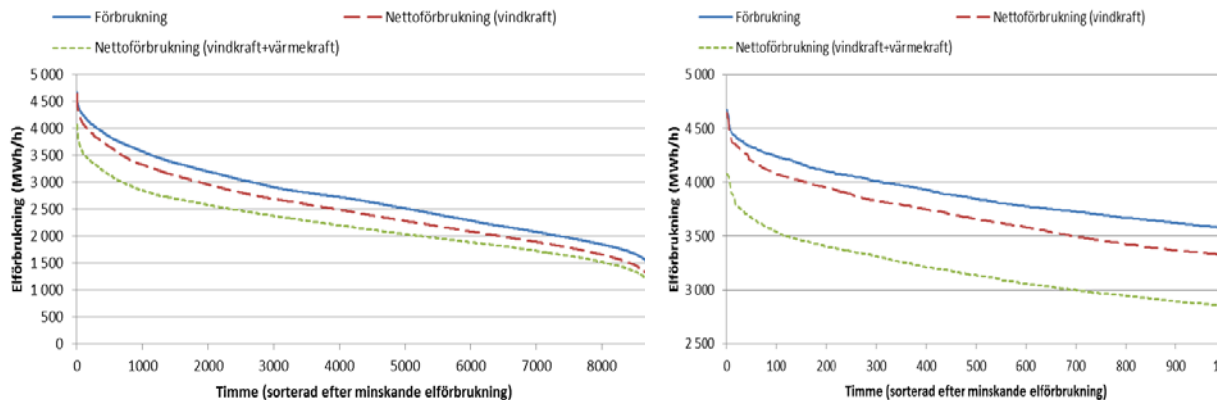
Figur 26. Förändringar i produktionen av vindkraftsel (överst) och värmekraft (främst kraftvärme) (nederst) inom en timme (t.v.) och inom fyra timmar (t.h.) i Sverige under år 2011. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

Även om det är två kurvor inlagda i varaktighetsdiagrammet, så betyder detta inte att specifika värden på förbrukning och nettoförbrukning med samma x-värde behöver inträffa vid samma kalendertimme (tidpunkt i verkligheten). Dock var det så i detta fall att de tre timmar som hade högst förbrukning också sammanföll med de tre timmar som hade högst nettoförbrukning. Notera också att SE4 är ett relativt litet geografiskt område med likartade meteorologiska förhållanden, och en utvidgning av det analyserade området skulle innebära en större variation i vindförhållanden och därmed också större möjligheter för vindkraften att minska toppbelastningseffekten.

Om man även tar med den producerade värmekraften (dvs. främst kraftvärme) i SE4 under år 2011, erhålls varaktighetsdiagrammen i figur 28. Produktionen av el från kraftvärmeverken är som störst när det är som kallast, vilket också avspeglar sig i att nettotoppbelastningen sjönk ganska kraftigt (ca 600 MWh/h) (observera dock att kraftvärmebolagen vid tillfällen med mycket kall väderlek ofta prioriterar sin värmeproduktion på bekostnad av sin elproduktion, se Stridsman & Johnsson (2006)). Denna korrelation mellan produktion och konsumtionsbehov finns inte på samma sätt för intermittenta elenergikällor såsom vind- och solkraft.



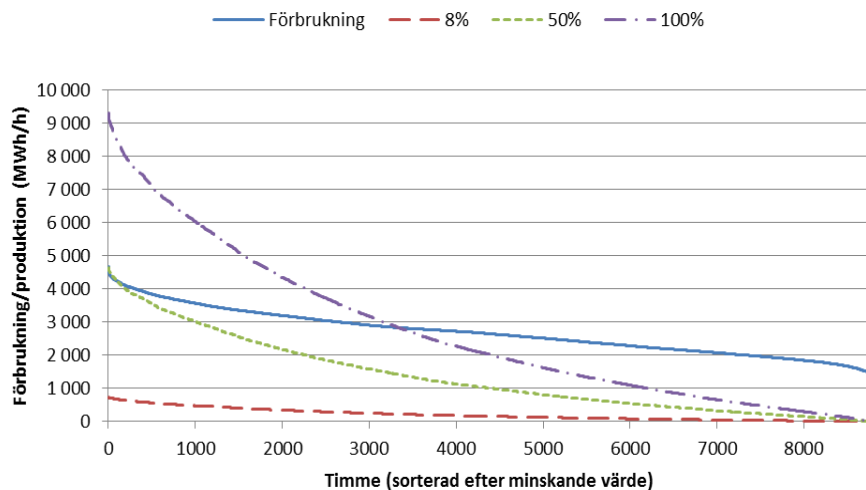
Figur 27. Varaktighetsdiagram för elförbrukningen i SE4 utan (heldragen linje) och med (streckad linje) hänsyn tagen till elproduktionen i vindkraftverken i SE4 under år 2011. T.h. visas en förstord bild i intervallet 0-1 000 timmar. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.



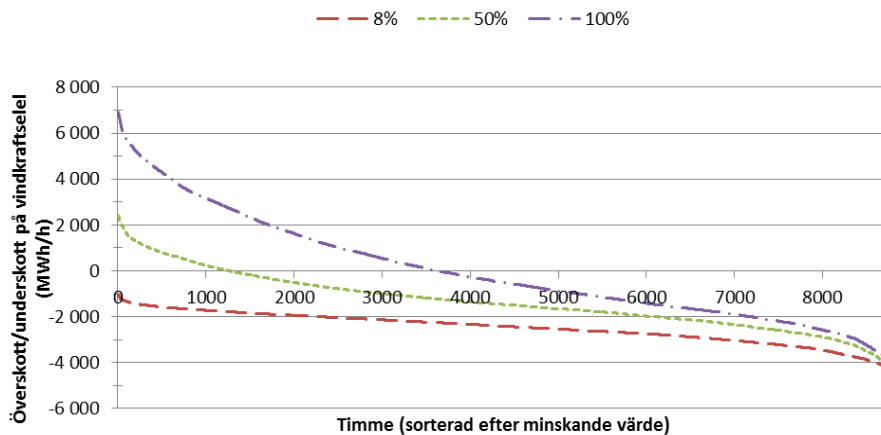
Figur 28. Varaktighetsdiagram för totala elförbrukningen (heldragen linje), nettoförbrukningen med hänsyn tagen till produktionen av vindkraft (streckad linje), samt nettoförbrukningen med hänsyn tagen till produktionen av vindkraft och värmekraft (punktstreckad linje) i SE4 under år 2011. T.h. visas en förstord bild i intervallet 0-1 000 timmar. Källa: ritat efter data från Svenska Kraftnät.

Om man skalar upp vindkraftsproduktionen i SE4 under år 2011 så att energimängden motsvarar 50 % resp. 100 % av det totala behovet, får man de kurvor som visas i figur 29. För scenariot med 100 % är alltså ytan under kurvan lika stor som ytan under förbrukningskurvan. Genom att sedan beräkna vindkraftsproduktionen (med hjälp av de framtagna uppskalningsfaktorerna) minus förbrukningen för varje kalendertimme, får man en uppfattning om vilka överskott respektive underskott det blir på el (figur 30). Med ”överskott” avses alltså här att el skulle kunna ”exporteras” från området, medan ”underskott” innebär att ytterligare el måste tillföras under den aktuella timmen.

Med data för år 2011, med ett bidrag på 8 % vindkraftsel, blev det aldrig något överskott. Om vindkraften svarar för en årsproduktion motsvarande hälften av elbehovet, blir det ett överskott under ca 1 300 timmar. Om vindkraftens energibidrag motsvarar hela behovet under ett år, så blir det ett överskott under ca 3 700 timmar, med ett högsta värde på ca 7 000 MW, och ett underskott på maximalt ca 4 000 MW. För extremfallet med 100 % vindkraftsel, blir det alltså mycket höga toppar för både överskott och underskott, men för fallet med hälften vindkraft, så kan topparna bli ”hanterbara”.



Figur 29. Varaktighetskurva för elförbrukningen i SE4 år 2011 (heldragen linje), för vindkraftsproduktionen i SE4 år 2011 (motsvarande 8 % av förbrukningen), samt för uppskalning av vindkraftsproduktionen så att den motsvarar 50 % resp. 100 % av årsbehovet av el. Källa: data för förbrukning och 8 % vindkraft från Svenska Kraftnät.



Figur 30. Överskott/underskott av el i SE4 när andelen vindkraft var 8 % (enligt uppmätta värden för år 2011), samt när vindkraftsproduktionen antas motsvara 50 % respektive 100 % av det totala elbehovet. Källa: data för 8 % vindkraft från Svenska Kraftnät.

Även om detta är ett teoretiskt resonemang där flera viktiga förenklingar har gjorts, så ger det ändå en bild av hur man med hjälp timvärden och varaktighetsdiagram kan testa olika scenarier (se intressanta analyser av t.ex. Wagner (2012) och Söder (2013)). I scenarierna kan man t.ex. ta med olika alternativ för solkraft och bibränslebaserad värmekraft, och även undersöka effekten av import/export, ökad sammanlagring av vindkraftsproduktionen, och större flexibilitet i förbrukningen.

### 3.3. Analyser av framtida behov av regler- och reservkraft

Ett antal utredningar har genomförts i Sverige med syftet att undersöka hur stora reglerkraftsresurser som behövs för att balansera variationerna i elproduktion vid en framtida utbyggnad av vind- och solkraften. Nedan presenteras några av de senaste studierna.

Svenska kraftnät har i rapporten ”Storskalig utbyggnad av vindkraft – konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft” beräknat att reglerkraftskapaciteten behöver öka med 1 400–1 800 MW vid en utbyggnad av vindkraften till 10 TWh, och till 4 300–5 300 MW vid 30 TWh vindkraft (Svenska Kraftnät, 2008). Ungefär 15 % av det ökade reglerbehovet behövs för automatisk frekvensreglering, medan resten utgörs av mer långsamma reserver. För att minimera behovet av reglerkraft rekommenderar man en så stor geografisk spridning som möjligt av vindkraftverken för ökad sammanlagring. Eftersom varje MWh vindkraftsel alltid ersätter en MWh av ett annat kraftslag, pekar man också på risken att befintlig elproduktion konkurreras ut och att detta i så fall kan få konsekvenser för hur stora reglerresurserna blir. När det gäller nätens driftssäkerhet, så är det viktigt att endast de största anläggningarna (flera 100 MW) ansluts till stamnätet, och att de mindre istället ansluts till lägre spänningsnivåer. Vid en betydande utbyggnad av vindkraften behöver flaskhalsarna vid snitten byggas bort samtidigt som vindkraftsutbyggnaden främst bör ske i södra Sverige.

Kungliga vetenskapsakademiens (KVA) Energiutskottet menar att högst 10 TWh vindkraft kan produceras per år i Sverige med nuvarande tillgångar på reglerkraft (vattenkraft) och ledningsnät (KVA, 2009; KVA, 2010). Reglering av utbyggd vindkraft kommer att leda till ”ryckig vattenkraftskörning med snabba vattenståndsvariationer och åtföljande påfrestningar på de lokala biotoperna i vattendragen och störningar i fisket samt ökade påkänningar på vattenturbinerna, som i sin tur leder till ökade underhållskostnader” (KVA, 2009). Man pekar också på situationen i Danmark och norra Tyskland, där man vid goda vindförhållanden och låg förbrukning måste sälja överskottsel till underpriser (KVA, 2012). Förutsatt att det blir en framtida utbyggnad av elnäten, samt ökade möjligheter till energilagring, räknar Energiutskottet med att man kan öka den årliga produktionen av el från vind, sol och vågor till 25 TWh år 2050 (KVA, 2011).

Lennart Söder på KTH har i en studie visat att man skulle kunna integrera stora mängder intermittant förnybar el i Sverige utan att det behövs några större förändringar i nuvarande förmåga att anpassa produktionen efter nettobehovet (Söder, 2013). Ökad andel vindkraft vid bra vindförhållanden leder till minskad andel vattenkraft, och därmed ökade möjligheter för produktion av vattenkraft när vindarna sedan avtar. Enligt rapporten blir kostnaden för att klara effekttopparna i storleksordningen noll eller några ören per kWh. I sina analyser har författaren utgått från ett scenario med 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft. En slutsats var att när den installerade vindkraftseffekten blir mycket stor i landet, varierar förbrukningen mer än vad vindkraftsproduktionen gör per timme.

Amelin m.fl. (2009) på KTH analyserade med hjälp av simuleringsmodeller möjligheterna att balansera en storskalig utbyggnad av vindkraften i norra Sverige. Modellen omfattade vattenkraftverk norr om snitt två med en total effekt på 13,2 GW, vilket motsvarade ca 80 % av den totalt installerade vattenkraftseffekten i Sverige. Dynamiken mellan olika produktionslag (vattenkraft, vindkraft, övriga kraftverk) och last kunde följas på timbasis, och modellen tog hänsyn till vattendomar, rinntider mellan kraftverk, tillrinning, etc. Resultaten visade att den befintliga vattenkraften i norra Sverige har en mycket god reglerförmåga med tillräckligt hög effekt och snabbhet för att balansera stora volymer vindkraft. I studien användes scenarier med installerade vindkraftseffekter på 1 000 MW, 4 000 MW, 8 000 MW, samt 12 000 MW (motsvarande 30 TWh/år). En vidareutveckling av modellen gjordes av Obel (2012), då man bl.a. studerade hela landet och även tog hänsyn till de flaskhalsar som finns vid snitten och eventuella exportmöjligheter. Även i denna studie framkom det att en vindkraftsproduktion på 30 TWh inte innebär några större förändringar i reglerkraftsbehov jämfört med dagens situation. En slutsats i rapporten var att det inte blir något större spill för vattenkraften vid

höga vindkraftsvolymer, utan att det för varje producerad MWh vindkraft istället blir en extra MWh el för export.

I sin rapport ”Perspektivplan 2025” från 2012 anger Svenska Kraftnät inte några siffror när det gäller reglerresursernas storlek (Svenska Kraftnät, 2012b). Däremot konstateras att de reglerresurser som behövs på produktionssidan vid en kraftig vindkraftsutbyggnad i framtiden främst ska vara av den typ som är aktiverbar inom en timme. Enligt rapporten förväntas förbrukningssidan få en allt viktigare roll som reglerresurs i framtiden, bl.a. genom smarta nät (”smart grids”).

## 4. SMARTA ELNÄT

### 4.1. Vad är smarta elnät?

Stora förhoppningar finns om att s.k. smarta nät ska bli ett viktigt verktyg för att hantera stora variationer i elproduktionen från vind och sol. Begreppet smarta (eller intelligenta) elnät ("smart grids") brukar användas för att beskriva de framtida tekniska, marknadsmässiga och juridiska lösningar som förväntas komma genom framväxandet av ett mer hållbart energisystem baserat på förnybar el. Det handlar alltså i första hand inte om att fysiskt byta ut de nuvarande elnäten. Ofta avser man med termen ett elsystem som på ett kostnadseffektivt sätt medger (Energimyndigheten, 2013a):

- anslutning av stor- och småskalig produktion av el från förnybara energikällor
- effektivare styrning och reglering av komponenter och system för elgenerering och elnät
- anpassning av elnäten för att integrera energilagring och elfordon
- teknik för att anpassa förbrukning efter tillgång på el, t.ex. system som automatiskt kan styra energiflödet efter prissignaler och genom information möjliggöra aktiva val hos konsumenter.

Energimarknadsinspektionens tolkning av begreppet är (EI, 2010a): "Intelligenta nät, eller smarta nät, är samlingen av ny teknologi, funktionen och regelverk på elmarknaden, m.m., som på ett kostnadseffektivt sätt underlättar introduktionen och utnyttjandet av förnybar elproduktion, leder till minskad elförbrukning, bidrar till effektreduktion vid effekttoppar samt skapar förutsättningar för aktivare elkunder"

Smarta elnät innehåller ett flertal komponenter som kopplar ihop den senaste tekniska utvecklingen inom IT och telekom med produktion, distribution och förbrukning av förnybar el. Flexibilitet, förnybara energikällor, småskalighet, energilagring, samt generellt större anpassning av förbrukningen till gällande priser, är mer i fokus jämfört med i traditionella elsystem. Därtill kommer avancerad mät-, styr- och reglerutrustning i kombination med sofistikerade informationsöverföringssystem.

En ökad andel förnybar el från vindkraft och solceller ställer nya krav på elnäten (EI, 2010a; Svenska Kraftnät, 2008). Produktionen är intermitterant och ej korrelerad till förbrukningen, och den är geografiskt utspridd och sker ofta i små anläggningar, vilka kopplas in på lokalnäten eller regionnäten (stora anläggningar ska dock anslutas till stamnäten). Distributionsnäten, dvs. lokalnät och regionnät med låga spänningsnivåer, är från början inte avsedda för inkoppling av produktionsenheter, utan är dimensionerade och byggda för distribution av el från stamnät via regionnät till lokalnäten. Med traditionell teknik kan man därför få allvarliga problem med överspänning, överströmmar, samt okontrollerad "ö"-drift när produktionen är högre än förbrukningen. I ledningsnäten finns därför en s.k. acceptansgräns ("hosting capacity") för hur mycket intermitterant el som kan tas emot innan nya större investeringar måste göras. Med hjälp av ny teknik inom kraftelektroniken, bl.a. för spänningsstyrning, samt med hjälp av nya typer av driftsskydd, är förhoppningen att man ska få nya smarta elnät som har större kapacitet att integrera stora mängder intermitterant förnybar el.

Stora variationer i produktion och användning av el kan delvis hanteras med hjälp av lagring av elenergi. Exempel på lagringsmetoder är pumpkraftverk, komprimerad luft ("Compressed Air Energy Storage"; CAES), elektrokemisk lagring i batterier, vätgasbaserade system, svängjul, samt magnetisk och kapacitiv lagring. Dessa lagringsmetoder beskrivs mer ut-



förligt av t.ex. Díaz-González m.fl. (2012). Pumpkraftverk, där vatten pumpas upp till en damm vid överskott på el och sedan får passera en turbin vid underskott, är en teknik som är relativt vanlig i bl.a. alpländerna. Pumpkraftverken har en verkningsgrad på 70-80 %, och de har snabb reglerförmåga och kan ha mycket höga effektuttag (Díaz-González m.fl., 2012). I Sverige finns det två pumpkraftverk, ett i Klarälven (Letten, 36 MW) och ett i Norsälven (Kymmen, 55 MW) (Vattenkraft.info, 2013). Det krävs stora variationer i elpriset för att pumpkraftverk ska vara lönsamma, och det kan också vara svårt att få miljötillstånd för byggande av nya stora dammar. Planer på mycket stora pumpkraftverk (tiotusentals MW) finns dock i landet, men för att dessa ska realiseras krävs, som nämnts tidigare, varierande elpriser i kombination med höga reglerkraftspriser (Obel, 2012). När det gäller de övriga metoderna för ellagring, så finns det praktiskt taget inga (eller möjligen ett fåtal) kommersiella tillämpningar för storskalig lagring. Forsknings- och utvecklingsinsatserna för att ta fram ny kommersiell lagringsteknik för el är dock intensiv i stora delar av världen.

I framtidens smarta elnät kommer förbrukningssidan att ha en mycket viktig roll som effekt-reserv och som en slags buffert för utjämning av variationer i produktionen. Söder (2013) nämner som ett exempel priset för el från en gasturbin jämfört med konsumentpriset för el. Priset för el från en gasturbin kan uppgå till 60 kr/kWh om den används fem timmar om året. Många konsumenter skulle vara villiga att avstå från att t.ex. använda sin elpanna några timmar om året om de fick betalt med motsvarande belopp. Andra exempel är hushållsmaskiner och vitvaror som styrs av elpriset eller av andra signaler. De kan t.ex. ha inbyggda datorchips som styr driften genom att känna av när priset är lågt (dvs. när det finns ”överskott” på el). Även inom industrin kan liknande teknik automatiskt stänga av låg-prioriterade maskiner när priset är högt. För att detta ska fungera rent praktiskt krävs effektiva kommunikationssystem.

Elfordon förväntas vara en viktig pusselbit i de framtida smarta elnäten (Tomic & Kempton, 2007). Om antalet elbilar i Sverige blir 3 miljoner, behövs ett tillskott på förnybar el i storleksordningen 10 TWh (Obel, 2012). Privata fordon används normalt endast ett fåtal timmar per dygn, kanske en halvtimme på morgonen och en halvtimme på kvällen. Med elfordon kan laddning ske när dygnsproduktionen av el är hög, vilket även är fördelaktigt för bilägaren då priset vanligen är lågt. Stora flottor av elfordon kan då också utgöra stora energilager genom deras batterier. En annan tanke som har förts fram är att också hämta ut el från batterierna till näten när produktionen är låg och förbrukningen hög (och priset högt). Fordonsflottan fungerar därmed som en reglerkälla (Obel, 2012). Frekventa laddningar/ur-laddningar har dock den nackdelen att batteriernas livslängd förkortas. Vidare måste strömmen omriktas mellan likström – växelström, och förlusterna kan bli höga. För att det ska fungera i praktiken behövs utveckling av bättre batterier och teknik för koordinering och planering så att bilarna alltid är laddade vid den tidpunkt när de ska användas.

I smarta elnät har mätsystemen en nyckelfunktion. För att underlätta introduktionen av småskalig förnybar energi, öka möjligheterna till effektreducering vid effekttoppar, samt effektivisera användningen av elenergi, behöver mätsystemen ha funktioner som fjärravläsning, timavläsning, separat mätning av uttag och inmatning, fjärrstyrning, tvåvägskommunikation mellan kund och elnätsföretag/elhandlare, ”hemmainterface” (dvs. återkoppling till kunden om egen förbrukning och lokala effekttoppar), m.m. (EI, 2010a). Sverige har som ett av de första länderna i världen redan infört fjärravläsning, och från den 1 oktober 2012 har alla elkunder möjlighet att få timavläsning. Separat mätning av uttag och inmatning möjliggör s.k. nettodebitering.

Nettodebitering innebär att man kvittar inköpt el mot den mängd egenproducerad förnybar el som levereras till elnätet, och betalar energiskatt och moms endast på nettovärdet. Detta är dock inte förenligt med dagens skatteregler. Frågan om nettodebitering vid småskalig produktion av el har diskuterats under de senaste åren, och den senaste statliga utredningen presenterades av Energimarknadsinspektionen 2010 (EI, 2010b). En ny utredning om införande av nettodebitering i Sverige kommer att presenteras i juni 2013. Några elnätsföretag har dock redan börjat erbjuda sina kunder nettodebitering (Ny Teknik, 2013a).

#### 4.2. Forsknings- och utvecklingsprojekt

I Sverige pågår ett antal projekt som handlar om utveckling av smarta elnät. Ett av de större projekten är Smart Grid Gotland, som är ett samarbete mellan GEAB (Gotland Energi AB), Vattenfall, ABB och KTH (GEAB m.fl., 2011). Gotland är av naturliga skäl ett väl avgränsat område rent geografiskt, och där finns redan nu en hög andel förnybar el från vindkraft. Syftet med projektet är att det befintliga energisystemet på ön ska uppgraderas till ett fullt utvecklat smart elsystem, och att detta sedan ska bli en internationell modell för hur man bygger upp intelligenta elsystem. I projektet ska man bl.a. testa olika komponenter och system för övervakning och kontroll av låg- och mellanspänningssystem, och även integrera energilagring (i batterier) i systemet. En del i projektet handlar om att engagera konsumenterna till att delta i olika typer av efterfrågestyrning för balansering av den intermittenta produktionen (GEAB m.fl., 2011).

Ett annat pilotprojekt pågår i Stockholm ("Norra Djurgårdsstaden") där syftet är att studera systemlösningar i ett område med nya lägenheter (Energimyndigheten, 2013b). Projektet omfattar inomhusklimat, belysning, smarta vitvaror, laddning av elbilar och produktion av solel. Ett tredje exempel på satsningar i Sverige är det kompetenscentrum som finns vid KTH och Uppsala universitet; SweGRIDS. Centrets långsiktiga mål är att bl.a. bygga upp ny kunskap kring integrationen av förnybar elproduktion i framtidens elsystem (SweGRIDS, 2013).

Den svenska industrin är, t.ex. genom ABB, ledande i världen när det gäller teknik för smarta elnät (EI, 2010a; ABB, 2013). Exempel på detta är FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), som är en teknik för att styra effektlöden i maskade nät med hjälp av kraftelektronik i syfte att öka överföringsförmågan i transmissionsnätet (stamnätet). Ett annat exempel är teknik för högspänd likström (HVDC - High Voltage Direct Current), som används för att koppla ihop stora nät mellan olika länder och för att överföra stora mängder effekt över långa avstånd på ett mer kontrollerat sätt. Inom området integrering av förnybar elproduktion från vind och sol, samt när det gäller utveckling av energimarknadernas funktion och regelverk, bedöms dock Sverige inte ha kommit lika långt som många andra länder (EI, 2010a).

Eriksson m.fl. (2010), Badano (2010) och Kim (2010) presenterar, ur olika aspekter, översikter om utvecklingen av smarta nät i ett internationellt perspektiv (alla dessa rapporter utgör underlag till Energimarknadsinspektionens (EI, 2010a) utredning om smarta nät). I de flesta länder förväntas förnybara energikällor som vind- och solkraft få en allt större betydelse i framtiden, och man har därför börjat undersöka hur man ska kunna hantera stora mängder icke reglerbar elproduktion med hjälp av intelligenta nät. I länder som redan har en mycket stor andel vind- och solkraft, t.ex. i Tyskland och Danmark, har man bl.a. tagit fram handlingsplaner avseende intelligenta nät. Många av handlingsplanerna har fokus på standardisering av olika tekniklösningar. Inom EU har "The European Electricity Grid Initiative

(EEGI) Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation Plan 2010-2012” och ”Ten-year network development plan 2010-2020” tagits fram av ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). ENTSO-E är ett europeiskt samarbetsorgan för stamnätsföretagen i 34 länder. ENTSO-E har bl.a. som uppgift att implementera EU-kommissionens arbete med att utveckla och samordna de europeiska elnäten och elmarknaderna.

Energimarknadsinspektionen har identifierat ett antal hinder som bromsar utvecklingen av smarta elnät (EI, 2010a). Man pekar bl.a. på olika tekniska, ekonomiska/finansiella och immateriella hinder. Ett viktigt hinder är avsaknaden av internationella standarder för de olika komponenter som kan komma att ingå i de framtida näten. Komplexiteten i de intelligenta näten ställer också höga krav på IT-säkerhet och tillförlitlighet, vilket skapar osäkerhet då tekniken inte är långsiktigt prövad i stor skala. För finansierarna finns det osäkerheter när det gäller den nya teknikens långsiktiga lönsamhet. Ur juridisk synpunkt finns det osäkerheter om hur lagar och förordningar ska anpassas efter hur marknaderna kommer att utvecklas, osv.

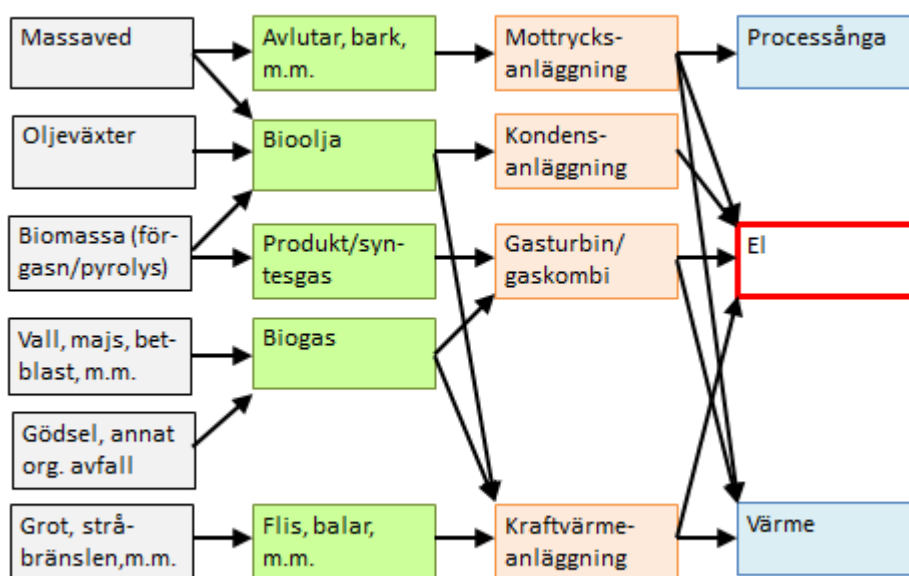
## 5. EL FRÅN BIOBRÄNSLEN

### 5.1. Teknik för storskalig elproduktion

#### 5.1.1. Översikt

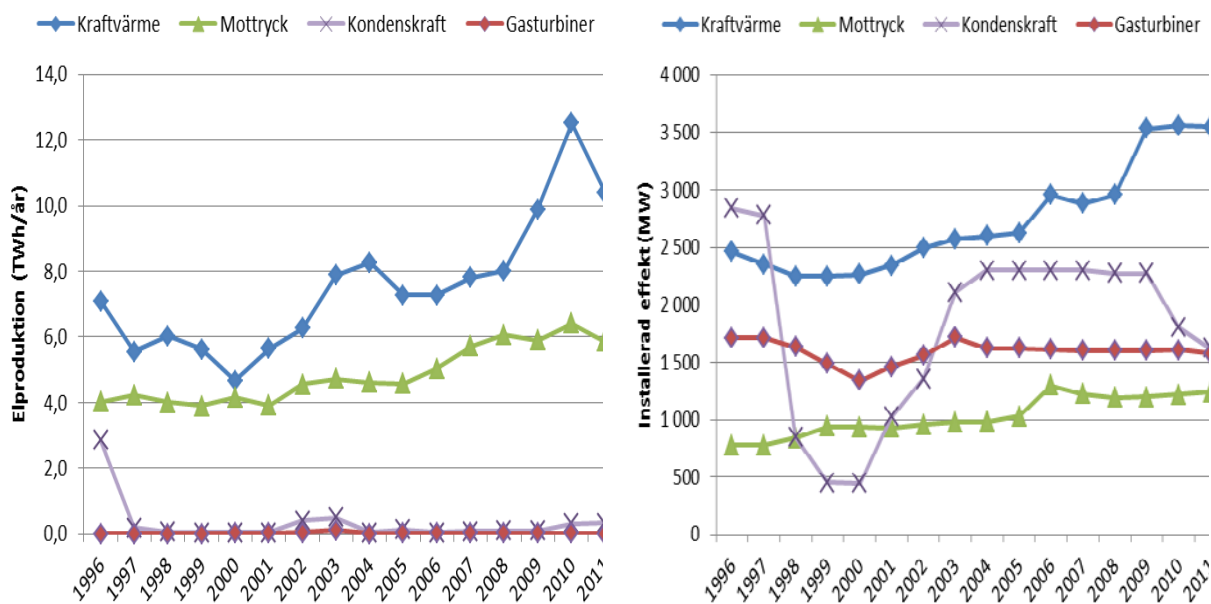
El kan produceras från biobränslen både i mer storskaliga produktionssystem och i mer decentraliserade småskaliga system. Oftast sker det i kombination med produktion av processånga och/eller fjärrvärme.

I figur 31 visas exempel på bränslen och storskaliga omvandlingsmetoder som är (eller kan bli) aktuella i Sverige idag. De helt dominerande omvandlingsmetoderna är mottrycksanläggningar och kraftvärme, vilka svarade för ca 36 % respektive 64 % av den totala elproduktionen från biobränslen på ca 16 TWh år 2011. Kondensanläggningar och gasturbiner eldas idag nästan helt uteslutande med fossila bränslen (olja respektive naturgas), men proveldningar har gjorts med olika typer av biobränslen, och dessa tekniker kommer därför också att tas upp här, liksom teknik som förväntas bli kommersiell inom det närmaste decenniet.



Figur 31. Exempel på olika bränsletyper och omvandlingsmetoder för storskalig produktion av el från biobränslen.

Den totala elproduktionen och den installerade effekten för dessa kraftslag visas i figur 32. Elproduktionen inom kraftvärme- och mottryckssektorerna har ökat kraftigt på senare år, främst till följd av ökad lönsamhet genom införandet av elcertifikatsystemet. Kondenskraften och gasturbinerna används som regler- och reservkraft, och deras produktion är sålunda helt beroende av detta behov. Den tillgängliga installerade effekten av kondenskraften har varierat stort enligt figur 32, men detta beror på att ägarna lagt en del av produktionskapaciteten i malpåse under vissa år.



Figur 32. Elproduktion (t.v.) och installerad effekt (t.h.) för kraftvärme, industriellt mottryck, kondenskraft och gasturbiner under åren 1996-2011. Källa: ritat efter data från Energimyndigheten, 2012c.

### 5.1.2. Industriella mottrycksanläggningar

Det huvudsakliga syftet med industriella mottrycksanläggningar är att producera processånga, som används i olika produktionssteg, framförallt inom skogsindustrin. Men el och värme är också viktiga komponenter, vilka till stor del används internt. Produktionen mellan olika år är beroende av bl.a. konjunkturläget. Av figur 32 framgår dock att det har varit en stigande trend från ca 4 TWh/år under slutet av 90-talet till ca 6 TWh/år de senaste åren. År 2011 var elproduktionen 5,9 TWh och år 2012 beräknades den vara 6,6 TWh. Den installerade effekten har ökat från 776 MW år 1996 till 1 240 MW år 2011 (Energimyndigheten, 2012c). Beroende på en ökad nettoutbyggnad inom skogsindustrin, kommer elproduktion att öka med ca 1,5 TWh till år 2020 enligt en studie av SVEBIO (2011).

Eftersom en del av ångan används i tillverkningsprocesserna, blir elutbytet lägre än för andra typer av värmekraftverk. Mottrycksanläggningarna eldas till största delen med biobränslen. Det viktigaste biobränslet är avlutar, som är en restprodukt vid tillverkning av pappersmassa. Vid massafabrikerna svarar avlutarna för ca två tredjedelar av bränsletillförseln, medan bark, flis, m.m. svarar för ca en tredjedel och fossila bränslen för några procent.

### 5.1.3. Kraftvärme

I kraftvärmeverk produceras både el och fjärrvärme med hjälp av en ångturbin, gasturbin eller en kombination av båda, och bränslena kan utgöras av torv, naturgas, biobränslen, kol och olja (vid låg- och topplast). Den dominerande tekniken i Sverige är ångturbin med skogsflis som bränsle. Totalverkningsgraden är runt 90 %. År 2012 producerades 8,4 TWh el i de svenska kraftvärmeanläggningarna, vilket var något lägre än normalt beroende på den relativt milda vintern. Med hänsyn till behovet av fjärrvärme, finns det en ekonomisk potential att utöka produktionen av el i de svenska kraftvärmeanläggningarna till 15 TWh år 2015 (Svensk Energi, 2013). En ny statlig utredning har tillsatts där man ska underöka hur stor potentialen är med hänsyn tagen till EU:s nya energieffektiviseringsdirektiv (Regeringen, 2013). Enligt

de investeringsplaner som fanns år 2010-2011, kommer elproduktionen inom fjärrvärme-sektorn att öka med 1,5 TWh fram till år 2020 (SVEBIO, 2011).

Det har blivit vanligare på senare tid att kraftvärmeverk (och även mottrycksanläggningar) ingår i s.k. energikombinat för produktion av inte bara el och värme, utan också av t.ex. drivmedel eller pellets. Värmeunderlaget blir jämnare och mer utdraget under säsongen, vilket innebär en större och jämnare produktion av el. I Skellefteå finns t.ex. en anläggning på 38 MW el där värmen också används för torkning av råvaror för tillverkning av pellets. Ångan som bildas vid torkningen används i en separat ångturbin (Svensk Energi, 2013). Ett annat exempel finns i Sveg, där det ska bli ett bioenergikombinat för produktion av el, fjärrvärme, etanol och pellets (NBE Sweden, 2013).

#### 5.1.4. Gasturbiner

Gasturbiner kan användas för elproduktion via gascykeln eller via kombicykeln, då gasen som passerat turbinen även används i en ångpanna för produktion av ånga till en efterföljande ångturbin. Gascykeln används främst i reservkraftverk eftersom gasturbinerna kan startas och stoppas snabbt (IVA, 2002).

Gascykel i kombination med ångcykel innebär att elverkningsgraden kan bli mycket hög (upp till 61 % i moderna anläggningar) (Genrup, 2012). En naturgaseldad kombianläggning släpper ut ungefär hälften så mycket CO<sub>2</sub> som en koleldad anläggning, dels beroende på högre verkningsgrad och dels beroende på högre andel väte i naturgasen. Vid nyinstallationer har gasturbiner idag en kraftig dominans världen över jämfört med ånganläggningar.

Kombianläggningar används idag som baskraftkälla, men i framtiden är det troligt att de kommer att få en större betydelse som balanskraftkälla (Puga, 2010; Genrup, 2012). Nya luftkylda gaskombianläggningar klarar en varmstart till full last på mindre än 30 minuter. Luftkylda anläggningar bedöms vara de enda som klarar de snabba förändringar i produktion som kan bli nödvändiga vid en ökad andel intermittent elproduktion. I framtiden kan flytande och gasformiga biobränslen spela en viktig roll som bränsleråvara i gasturbiner (Gupta m.fl., 2010). Tillverkarna av dagens gasturbiner tillåter ganska breda intervall när det gäller bränslekvalitet, men i praktiken tål de dock inga större variationer (Genrup, 2012).

En av de modernaste kombicykelanläggningarna i Sverige är Öresundsverket i Malmö, som invigdes 2009 (E.ON., 2013). Verket används i första hand som ett kraftvärmeverk och är därmed en baslastkälla. Bränslet är naturgas, som först passerar en gasturbin på 290 MW, varefter de varma rökgaserna används i en ångpanna med en efterföljande ångturbin på 150 MW plus fjärrvärme. Flexibiliteten är hög, och när man kör på maximal elproduktion (med 0 MW fjärrvärme) får man ut 440 MW el med en verkningsgrad på 58 %. Vid maximal fjärrvärmeproduktion (250 MW) får man ut 400 MW el med en total verkningsgrad på 90 %. Totalt kan man leverera 3 TWh el och 1 TWh fjärrvärme per år. Man har provat att använda biogas i anläggningen (Pagels, pers. medd.), och man har även presenterat planer på att bygga en förgasningsanläggning för biobränslen antingen i Malmö eller i Landskrona. Effekten i den planerade anläggningen kan bli så hög som 200 MW (Energinyheter, 2013).

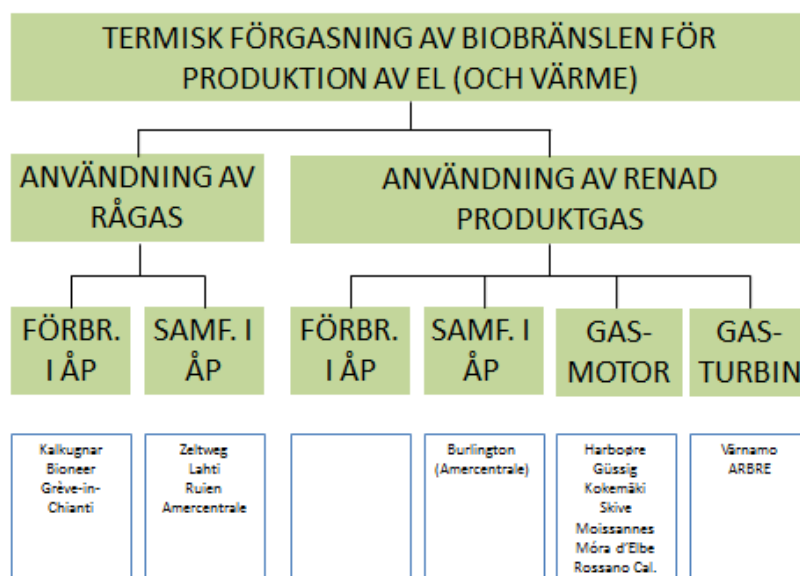
#### 5.1.5. Kondenskraftverk

I Sverige finns det idag två större olje-eldade kondenskraftverk (i Karlshamn och Stenungsund), vilka båda används som reservkraftverk. I oljekondenskraftverk är syftet att enbart producera el med högsta möjliga verkningsgrad (brukar ligga kring 40-45 %). I de svenska

anläggningarna sker kylningen av kondensatorerna med hjälp av havsvatten. I Karlshamnsverket finns tre block med en installerad effekt på totalt ca 1 000 MW, och i Stenungsund två block med totalt 520 MW. Bränslet som används är tung tjockolja (EO 5). En produktion på exempelvis 500 MW el med en verkningsgrad på 42 % innebär en oljeförbrukning på ca 110 m<sup>3</sup> i timmen och klimatpåverkande utsläpp på i storleksordningen 330 ton CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per timme. Antalet timmar som anläggningarna är igång är helt beroende av behovet av reservkraft (dvs. om det är ovanligt kallt/låga vattennivåer i vattenkraftsdammarna/brist på överföringskapacitet i ledningsnäten m.m.). I Karlshamnsverket varierade elproduktionen från ca 0 TWh (1991) till ca 1,2 TWh (1996) mellan åren 1980-2005 (Karlshamns Kraft, 2013).

### 5.1.6. Förgasning av biobränslen

Det har länge knutits stora förhoppningar till termisk förgasning av biobränslen för produktion av el och värme. Ännu finns ingen spridd storskalig kommersiell teknik, men stora tekniska framsteg har gjorts på senare år. Det är framförallt tre tekniker som har tilldragit sig ett stort intresse (se även figur 33): förgasning med efterföljande gasturbin och ångturbin i en kombinerad cykel, s.k. BIG-CC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle), förgasning med efterföljande gasmotor, s.k. BIG-ICE (Biomass Integrated Gasification Internal Combustion Engine), och förgasning av biobränsle eller avfall för indirekt sameldning eller för eldnings i panna (Waldheim & Larsson, 2008).



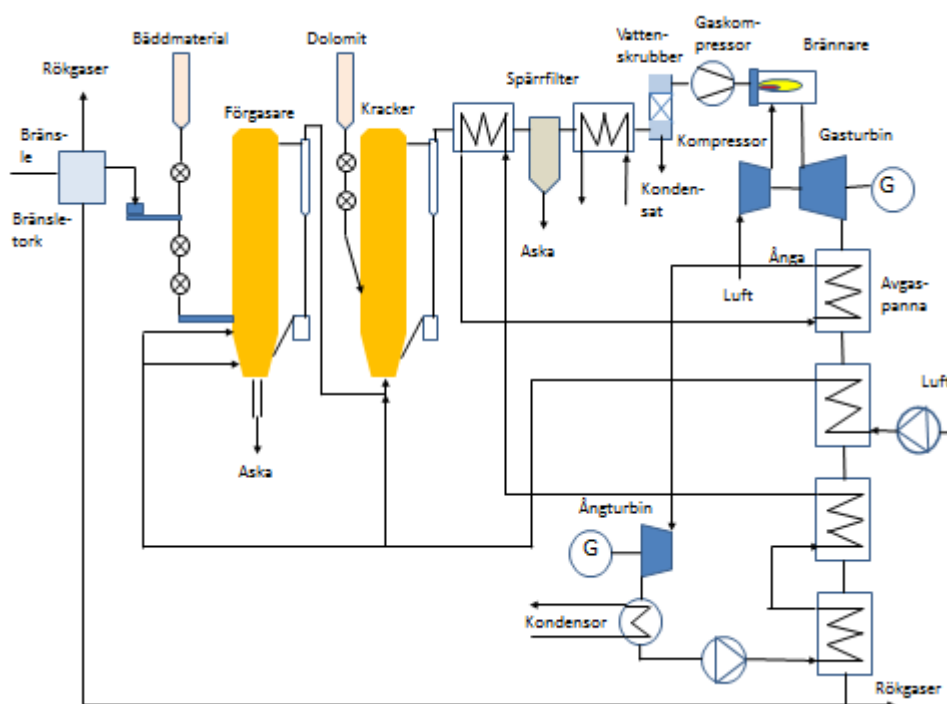
Figur 33. Termisk förgasning av biobränslen och användning av den producerade gasen för produktion av el (och värme). ÅP- ångpanna, SAMF – (indirekt) samförbränning, RÅGAS – gasen är oftast delvis renad (åtminstone i en cyklon). Nederst anges några exempel på anläggningar. Källa: ritat efter Morris & Waldheim, 2008.

Tekniken för BIG-CC bedöms kunna bli kommersiell från 15 MW(e) och upp till ca 100 MW(e) (Waldheim & Larsson, 2008). Förgasningen kan ske vid atmosfärstryck eller vid trycksatta förhållanden. Ett exempel på en BIG-CC-anläggning med atmosfärisk förgasning visas i figur 34. Bränslet förbehandlas genom sönderdelning till lämplig storlek och torkas sedan med hjälp av värme i rökgaserna till en vattenhalt på 10-15 %. I förgasaren, som ofta är en fluidiserad bädd, förgasas bränslet till en gas vid 800-950°C. Därefter renas gasen för att

minska tjärhalten, vilket t.ex. kan göras vid hög temperatur i en kracker. Sedan kyls gasen, varvid det utvunna värmnet kan användas vid ånggenereringen. Partiklar och kondenserade salter tas bort i ett spärrfilter, varefter gasen kyls ytterligare och sedan renas i en skrubber. Sedan sker komprimering och förbränning med komprimerad luft i brännkammaren. I turbinen expanderar den bildade gasen, och turbinen driver sedan luftkompressorn och generatorn. I avgaspannan bildas ånga som går vidare till ånggeneratorm.

En handfull pilotanläggningar byggdes i början på 90-talet, bl.a. en i Värnamo baserad på trycksatt förgasning. Den lades dock i malpåse år 2004, trots att tekniken fungerade bra. Inga nya anläggningar har byggts sedan dess, och utvecklingen har stannat av, bl.a. beroende på ett lågt intresse hos gasturbintillverkare att utveckla tekniken för mindre turbiner. Det är dock inte osannolikt att utvecklingen tar fart igen om tillverkarna gör en annan bedömning av marknadspotentialen (Kjellström, 2012).

I de BIG-CC-anläggningar som har byggts har elverkningsgraden varit i storleksordningen 30 %, men i ett perspektiv fram till år 2030 kan det vara möjligt med verkningsgrader på 45-50 % (Waldheim & Larsson, 2008). Totalverkningsgraden kan bli ungefär som för konventionella kraftvärmeanläggningar (80-90 %, utan rökgaskondensering), medan alfa-värden på ca 1 kan nås (alfa-värdet är kvoten mellan nyttiggjord eleffekt och nyttiggjord värmeeffekt). BIG-CC är mest lämpad för baslast med måttliga driftsvariationer, eftersom prestandan faller relativt snabbt vid dellast.



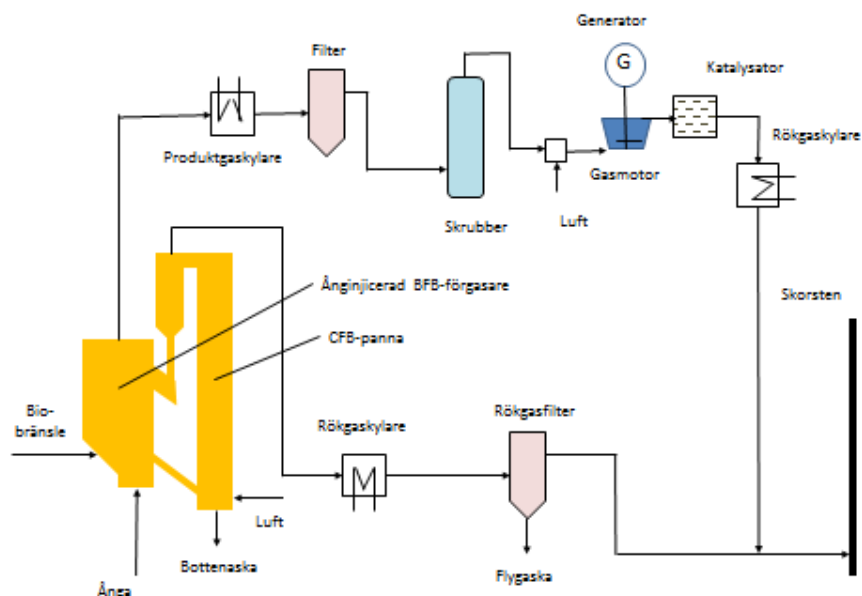
Figur 34. Exempel på en BIG-CC-anläggning. Ritat efter figur från Waldheim & Larsson, 2008.

Anläggningar med gasmotor (BIG-ICE, se figur 35) är vanligen i effektintervallet 1-10 MW(e) (i ovanliga fall ned till 0,1 MW(e) och upp till 15 MW(e)). För mindre respektive större anläggningar blir annan teknik mer konkurrenskraftig. Gasmotorernas verkningsgrad är 30-36 % räknat på den gas som tillförs, vilket är något lägre jämfört med naturgas (37-40 %). I mindre anläggningar används oftast Otto-motorer, medan diesel-motorer med dual-fuel-



teknik är vanligare i större. På senare tid har det dock blivit mer vanligt med parallella otto-motorer i intervallet 0,2-2 MW även i större anläggningar. Det är möjligt att ha en ångturbin-cykel efter motorn, och man får då en kombicycle, men ångdata blir sämre p.g.a. att anläggningarna är små. Däremot kan man ha en ORC-anläggning (ORC- Organic Rankine Cycle, se även nedan för småskalig teknik) efter gasmotorn, vilket t.ex. finns i en anläggning i Oberwert i Österrike (Waldheim & Larsson, 2008).

Bäst lönsamhet och högst energiutbyte erhålls vid långa driftstider, och BIG-ICE passar därför bäst som baslastkälla, även om teknik med parallella motorer möjliggör stegvis följdning av lasten. Ett miljöproblem är avgaserna från motorn, som innehåller mer oförbrända ämnen jämfört med förbränning i pannor och gasturbiner. Elverkningsgraden i nuvarande anläggningar är 25-30 %, men framåt åren 2020-2030 förväntas den bli 35-40 % (från fuktiga bränslen). En rad anläggningar finns i drift (se t.ex. figur 33) och även ett antal aktiva aktörer som arbetar med teknikutveckling. I många länder har installationerna gynnats av olika typer av investeringsstöd och subventioner. När det gäller framtida forsknings- och utvecklingsinsatser, så finns det behov inom områdena bränsleflexibilitet, gasrening, processkondensat och motoravgaser (Waldheim & Larsson, 2008).



Figur 35. Förenklad skiss av BIG-ICE-anläggningen i Güssing i Österrike. Förgasningen baseras på s.k. indirekt förgasning i en ång-blåst BFB-förgasare, till vilken het sand recirkulerar från en CFB-panna, som sedan får tillbaka tjära och kyld sand från förgasaren. Gasmotorn ger 2 MW(e). Källa: ritat efter Waldheim & Larsson, 2008; Frederiksen, 2009.

Förgasning av biobränsle eller avfall för indirekt sameldning eller eldning i gaspanna är mest aktuellt för större anläggningar i intervallet 10-100 MW (per förgasarenhet) (Waldheim & Larsson, 2008). Förgasningen sker i första hand i CFB-förgasare. Avskiljning av klor, partiklar, salter, m.m. är en viktig anledning till att använda tekniken, med det främsta syftet att minska risken för korrosion och beläggningar i pannan. Vid indirekt sameldning tillförs den utvunna gasen som en mindre andel (10-20 %) i en ångpanna med annat huvudbränsle. Alternativet är att gasen eldas i en särskild gaspanna för generering av ånga. I båda fallen kan ångdata vara höga eftersom gasen har renats från skadliga ämnen.

I Göteborg byggs nu en större anläggning för förgasning av biomassa (GoBiGas – Gothenburg Biomass Gasification Project) (GoBiGas, 2013; Ny Teknik, 2013b). Anläggningen byggs i två etapper med 20 MW(gas) i etapp 1 och 80 MW(gas) i etapp 2. För etapp 1 planeras driftsättning ske i november 2013. Olika skogsråvaror ska användas i anläggningen, t.ex. grot. Förgasningstekniken är samma som den som har använts i anläggningen i Güssing i Österrike sedan år 2002, dvs. indirekt förgasning (se figur 35). Den utvunna gasen ska i flera processteg via rening, syntetisering och metanisering ombildas till metan, som sedan kan blandas med naturgas i det befintliga naturgasnätet. I etapp 1 blir fordonsgas ett viktigt användningsområde för gasen, medan man planerar för en elproduktionsanläggning i etapp 2. Projektet har en budget på 1,4 miljarder kr, varav 222 miljoner kr har erhållits som stöd från Energimyndigheten.

Vid produktion av kraftvärme finns normalt inga krav på att gasen ska vara kvävefri, och luftblåsta förgasningsmetoder är därför vanliga. Vid indirekt förgasning, som bl.a. används i Güssing och även ska användas av GoBiGas, är det syntesgas (med lågt kväveinnehåll) som framställs. Syntesgas har högre kvalitetskrav och bör bl.a. innehålla så lite kväve som möjligt, eftersom den används för produktion av syntetiska drivmedel, t.ex. dimetyleter (DME), Fischer-Tropsch-diesel (FT-diesel) och ”syntetisk” naturgas (SNG), samt i olika industriella processer. Därför är t.ex. även trycksatt syrgasblåst förgasning en lämplig förgasningsmetod för produktion av syntesgas. Förutom i Güssing och i Göteborg, finns större anläggningar för produktion av syntesgas även i Freiburg i Tyskland (45 MW<sub>th</sub>, baserat på teknik utvecklad av företaget Choren) och i Piteå (förgasning av svartlut, 3 MW<sub>th</sub>, teknik utvecklad av företaget Chemrec) (Held, 2012).

#### 5.1.7. Kostnadsjämförelser

Elforsk gör regelbundna kostnadsberäkningar för produktion av el från olika kraftslag. Resultaten från den senaste rapporten (Nyström m.fl., 2011) visas i tabell 7. Kostnaderna i tabellen avser kostnadsläget år 2010 för storskalig kommersiell teknik (med sedvanliga garantier). Den större vindkraftsparken till havs antogs bestå av 75 verk á 5 MW (totalt 375 MW), den mindre havsbaserade av 50 verk á 3 MW (totalt 150 MW), samt vindkraftsparkerna på land av 20 verk á 3 MW (totalt 60 MW) och 5 verk á 2 MW (totalt 10 MW). Beteckningen RDF (”Refuse Derived Fuel”) innebär bränsle baserat på sorterade avfallsfraktioner. Osorterat avfall från hushåll och industrier antogs ha ett pris på -120 kr/MWh, vilket motsvarar en mottagningsavgift på 360 kr/ton. Kreditering motsvarande den rörliga kostnaden för produktion av värme i kraftvärmeanläggningar är medtagen i tabellen. Reservkraftverk med korta drifttider ingick inte i studien. Detaljerad information om beräkningsförutsättningar och indata ges av Nyström m.fl. (2011).

De högsta produktionskostnaderna fanns hos olika typer av kraftvärmeanläggningar. För kraftvärme har dock värmekrediteringen stor betydelse. Vid full kreditering för värmen från t.ex. biokraftanläggningarna (rörliga och fasta kostnader för ny hetvattencentral, inkl. kapitalkostnader), sjönk produktionskostnaderna med mer än två tredjedelar. Av tabell 7 framgår också att skillnaderna i produktionskostnad var stor mellan olika storlekar på biokraftanläggningarna. Avfallskraftvärmen hade lägst kostnad, men här har mottagningsavgifterna mycket stor betydelse för resultatet. En höjning av räntan till 10 % fick stor inverkan, särskilt för alternativen med höga investeringskostnader. Utan energiskatter, koldioxidskatter, svavelskatter, effektskatter (kärnkraft), elcertifikat, m.m. sjönk kostnaderna för de fossileldade anläggningarna, medan kostnaderna i de flesta fall ökade för produktion från förnybara källor.

Tabell 7. Elproduktionskostnad för storskalig kommersiell teknik 2010. Anläggningarna har sorterats efter ökande produktionskostnad (inkl. skatter, avgifter och bidrag, med rörlig kreditering, ränta 6 %). RDF-”Refuse Derived Fuel”, dvs. sorterade avfallsfraktioner. Källa: Nyström m.fl., 2011

Anläggning	Effekt (MW(e))	Elprod.kostn. (öre/kWh)	Känslighetsanalys, elproduktionskostnad (öre/kWh)	
			10 % ränta	utan skatt, avgift, bidrag (6 % ränta)
Avfallskraftvärme	20	6	55	3
Vattenkraft	90	23	42	36
Vindkraft, land	10	32	47	57
Vindkraft, land	60	34	51	59
Biokraftvärme	80	50	70	72
Kärnkraft	1 600	50	71	44
Vindkraft, hav	150	62	89	87
Kolkondens	740	64	73	44
Gaskombikraftvärme	150	65	73	53
Gaskombikondens	420	66	70	56
Biokraftvärme	30	70	97	92
Vindkraft, hav	375	71	101	96
Gaskombikraftvärme	40	91	102	78
Avfallskraftvärme, RDF	20	93	140	82
Biokraftvärme	10	96	132	117

Kostnadsberäkningar gjordes också för ny ”semi-kommersiell” produktionsteknik (med begränsade garantier år 2010), och för framtida storskaliga tekniker som förväntas bli kommersiella åren 2020-2025 (Nyström m.fl., 2011). För semikommersiell teknik beräknades kostnaderna bl.a. för en kombinatanläggning (el, värme, pellets) på 30 MW(e). Kostnaden, med skatter, avgifter, bidrag och rörlig värme- och pelletskreditering, blev 73 kr/MWh (6 % ränta) respektive 100 kr/MWh (10 % ränta), alltså i samma nivå som för kommersiell biokraftvärme med motsvarande eleffekt (tabell 7). Utan skatter, avgifter och bidrag blev kostnaden 94 kr/MWh (rörlig kreditering, 6 % ränta).

För ny teknik i perspektivet 2020-2025, uppskattades att elproduktionskostnaderna blir jämförelsevis konkurrenskraftiga för kombinat- och BIG-CC-verk, särskilt för större anläggningar (tabell 8). Kombinatanläggningen i tabell 8 är tänkt att producera metan via termisk förgasning och syntetisering. Metanet kan sedan användas direkt som bränsle eller för produktion av DME eller metanol.

Tabell 8. Uppskattad elproduktionskostnad för storskalig ny teknik 2020-2025 (inkl. skatter, avgifter och bidrag, med rörlig kreditering, ränta 6 %). Källa: Nyström m.fl., 2011

Anläggning	Effekt (MW(e))	Elprod.kostn. (öre/kWh)	Känslighetsanalys, elproduktionskostnad (öre/kWh)	
			10 % ränta	utan skatt, avgift, bidrag, (6 % rta)
Biokraftvärme, kombinat CH <sub>4</sub>	30	62	100	84
Biokraftvärme, BIG-CC	60	75	97	96
Biokraftvärme, BIG-CC	20	88	114	109
Biokraftvärme, BIG-ICE	10	92	119	113

## 5.2. Teknik för småskalig elproduktion

### 5.2.1. Översikt

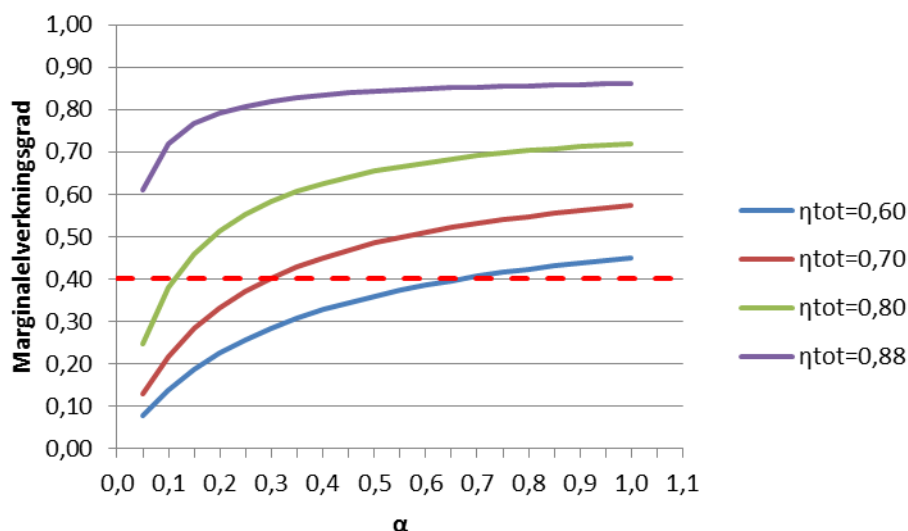
Småskalig kraftvärme har rönt ett ökande intresse, och ett flertal tekniköversikter och kostnadsanalyser har publicerats på senare år (t.ex. av Ridell, 2008; Frederiksen, 2009; Sundberg m.fl., 2011; Nyström m.fl., 2011; Lorenz, 2012; Kjellström, 2012). Bernotat och Sandström (2011) uppskattade att det potentiella värmeunderlaget i landet för anläggningar i storleken 3-15 MW(v) är ca 11 TWh/år (i totalt ca 600 kraftvärmeverk). Detta motsvarar en elproduktion från ca 2 TWh/år till ca 7 TWh/år, beroende på vilken prestanda och dimensionering anläggningarna får. Potentialen för större anläggningar är begränsad eftersom kraftvärmens i detta segment till stor del redan är utbyggd, och för mindre anläggningar finns det begränsningar av bl.a. lönsamhetsskäl. En fördel med småskalig kraftvärme är att den främjar sysselsättningen på landsbygden och även möjliggör kortare bränsletransporter. Småskalig kraftvärme kan också bidra till minskad sårbarhet vid störningar på det allmänna ledningsnätet (Frederiksen, 2009).

I olika rapporter förekommer olika definitioner på ”småskalig” kraftvärme. Gränsen uppåt för vad som ska betraktas som småskalig kraftvärme är enligt Energimyndigheten 10 MW(v) (Kjellström, 2012). Anläggningar med effekter under 100 kW (e) betecknas ibland som mikrokraftverk (Lorenz, 2012). I denna rapport har inget särskilt effektintervall använts som beteckning på ”småskalig”.

Småskalig (liksom storskalig) kraftvärme förutsätter att det finns ett tillräckligt stort värmebehov. Ur ett systemperspektiv bör den s.k. marginalelverkningsgraden vara tillräckligt hög för småskaliga kraftvärmeverk. Marginalelverkningsgraden  $\eta_{\text{marg}}$  anger hur mycket extra bränsleeffekt som behövs för att producera elen vid ett visst värmebehov enligt (Kjellström, 2012):

$$\eta_{\text{marg}} = \frac{P_{\text{el}}}{P_B - P_{Bv}} = \frac{\alpha}{(\alpha + 1)/\eta_{\text{tot}} - 1/\eta_v}$$

där  $P_{Bv}$  och  $\eta_v$  är bränsleeffekt respektive verkningsgrad vid enbart produktion av värme ( $\alpha$  är alfa-värdet, dvs. kvoten mellan nyttiggjord eleffekt och nyttiggjord värmeeffekt). Vid  $\eta_{\text{marg}} = 0,4$  är marginalelverkningsgraden ungefär lika stor som elverkningsgraden i ett kondenskraftverk, och vid lägre värden skulle det alltså vara mer resurseffektivt att producera elen i ett sådant verk än i ett kraftvärmeverk. Skälet är att den totala användningen av biobränslen skulle bli större för samma mängd nytta (el plus värme). Ett högt  $\alpha$ -värde innebär alltså inte med automatik att anläggningen är resurseffektiv (figur 36), utan man måste också beakta totalverkningsgraden. Av två anläggningar med samma totalverkningsgrad, är den med högst  $\alpha$ -värde mest resurseffektiv och ger dessutom mer el om värmeunderlaget är begränsat (Kjellström, 2012).



Figur 36. Marginalverkningsgrad som funktion av alfa-värdet för olika totalverkningsgrader. Antaget värde på  $\eta_v$  är 0,90. Under den streckade linjen blir elproduktionen ej resurseffektiv.

Viktiga egenskaper hos reglerkraftkällor är uppstartstider och tillgänglighet. När det gäller uppstartstider för småskalig teknik, så anger dena (2010) att det tar mellan 2 och 10 minuter att starta upp en otto-motor (kall start) till nominell effekt. Att starta en dieselmotor till den nominella effekten 250 kW tar ca 14 min., varav 0,5 min. åtgår för obelastad körning, 3 min. för synkronisering, 0,5 min. för att värma upp till 5 % last, och ytterligare 10 min. för att nå full effekt. Normal nedreglering tar 4 min (snabbstopp kan dock också ske omedelbart). Om generatorerna redan är synkroniserade med nätet, kan det för vissa biogasmotorer endast ta ca 1,5 minuter innan de har nått full effekt. Mikroturbiner kan startas på 1-10 minuter. En Capstone-turbin med biogas som bränsle behöver t.ex. 3,3 minuter för att nå sin nominella effekt på 30 kW (från kall start). Reglerhastigheten är 0,2-0,5 kW/s vid uppreglering. Tillgängligheten för småskalig biogaskraftvärme har i Tyskland varit i genomsnitt över 95 % (dena, 2010).

### 5.2.2. Ångkraft

Ångkraftsprocessen är en väl beprövad teknik med stor bränsleflexibilitet eftersom processen är sluten. För anläggningar mindre än 10 MW (v) anses tekniken dock inte vara kommersiell. De största nackdelarna med små ångkraftanläggningar är att den specifika anläggningskostnaden (kr/kW) ökar kraftigt, samtidigt som alfa-värdet och elverkningsgraden sjunker, ju mindre anläggningarna blir. Några mindre ångkraftanläggningar finns dock i Sverige, t.ex. en i Älvsbyn. Exempel på prestandadata för denna anläggning redovisas av Kjellström (2012); vid en värmeeffekt på 4,8 MW (utan rökgaskondensering) var alfavärdet 0,10, totalverkningsgraden 87 % och marginalverkningsgraden 67 %.

En teknik som anses vara lovande i ångkraftprocesser är den s.k. Lysholmsturbinen (eller Lysholmsexpandern). Denna turbin är främst avsedd för mindre ångkraftanläggningar (Kjellström, 2012). En annan teknik som väckt intresse är den s.k. flashbox- eller Vaporel®-tekniken. Istället för att producera ångan i en ångpanna, får hetvattnet passera en tryckreducerande ventil vid flashboxens inlopp, varvid ånga bildas. Flashboxen kan t.ex. kopplas till en befintlig hetvattenpanna. Jämfört med en konventionell ångprocess blir dock

elverkningsgraden lägre. Flashboxtekniken finns t.ex. vid en anläggning på 2,6 MW(e) i Kungälv, där elverkningsgraden är 11,5 % (Sundberg m.fl., 2011).

### 5.2.3. ORC

En teknik som är på gränsen till att bli kommersiell, eller kanske t.o.m. redan har blivit det, är den s.k. ORC (Organic Rankine Cycle) -tekniken. Istället för den vattenånga som finns i traditionella ånganläggningar, har man här ett organiskt arbetsmedium med låg kokpunkt. I ORC-anläggningar som eldas med bibränslen har man vanligen en hetoljepanna där oljan i sin tur förångar arbetsmediet (t.ex. silikonolja), som sedan får passera en turbin i ORC-enheten. ORC-anläggningar arbetar vid låga tryck och de har mycket goda dellastegenskaper, vilket är en stor fördel då kraftvärmeverk normalt går på dellast en stor del av säsongen (Goldschmidt, 2007). En annan fördel är att de saknar överhettare, vilket gör att bränsleflexibiliteten är hög. Mer korrosions- och påslagsbenägna bränslen, t.ex. halm, kan därför användas (Frederiksen, 2009).

Den största tillverkaren är det italienska företaget Turboden, som har 16 olika modeller från 587 kW(e) till 2 904 kW(e). Fler än 175 bibränsleeldade ORC-anläggningar finns nu installerade. En anläggning på 2 220 kW(e)/12 000 kW(v) har nyligen köpts av Falbygdens Energi AB. Alfa-värde, totalverkningsgrad och marginaelverkningsgrad för en anläggning på t.ex 4,8 MW(v) (utan rökgaskondensering) är ca 0,19, 84 % respektive 63 % (Kjellström, 2012).

### 5.2.4. Förgasning i kombination med gasmotor

Småskalig förgasning av bibränslen i kombination med elproduktion i gasmotor har tidigare delvis beskrivits i kapitel 5.1. Atmosfärisk termisk förgasning i mindre anläggningar har annars fått en ökad aktualitet i och med att ny teknik har kommit under senare år.

En av de första anläggningarna med termisk förgasning och gasmotor finns i Harboøre i Danmark. Enligt Frederiksen (2009) tog det 4 år att få förgasaren att fungera, 3 år att få elproduktionen att fungera, och ytterligare 3 år att få reningen av spillvattnet att fungera. Numera ska dock anläggningen fungera utmärkt, och den framhålls ofta som ett gott exempel när det gäller småskalig kraftvärmeproduktion. Anläggningen har en motströmsförgasare, och 10-15 % av bränsleeffekten blir en olja (tjära) som kan användas i t.ex. spetslastbrännare (Kjellström, 2012). Produktgasen kan antingen eldas i en gaspanna för fjärrvärmeproduktion, eller i två 20-cylindriga gasmotorer efter tjär- och stoftavskiljning. Anläggningen har en nominell effekt på 1 MW el och 1,9 MW värme. Gasgeneratorn kan köras på dellast ned till 20 %, och gasmotorerna ned till 25 % (med två motorer). Tiden från tomgång till fullast är 10-15 minuter för motorerna. Alfa-värdet ligger kring 0,5, och totalverkningsgraden kring 0,9 (Kjellström, 2012).

Andra mindre förgasningsanläggningar finns t.ex. i Hadsund i Danmark (två-stegsförgasning enligt den s.k. Viking-processen), i Güssing i Österrike (fluidbädd-förgasning, se också kapitel 5.1.), i Skive i Danmark och i Kokemäki i Finland (båda med ”fixed”-bädd-förgasning enligt den s.k. NOVEL-tekniken), samt i Hortlax utanför Piteå (cyklonförgasning utvecklad av bl.a det svenska företaget MEVA Innovation AB) (Frederiksen, 2009; Kjellström, 2012). Den vanligaste gasmotorn i denna typ av anläggningar är av fabrikatet GE-Jenbacher GmbH. Dessa motorer kan köras på en mängd olika gasbränslen. Ett problem med produktgaserna har dock varit höga CO-halter i motorernas avgaser (Frederiksen, 2009).

Även vid elgenerering från biogas används oftast gasmotorer. I Tyskland finns t.ex. flera tusen anläggningar där rå biogas utgör bränslet (se kapitel 6.2.).

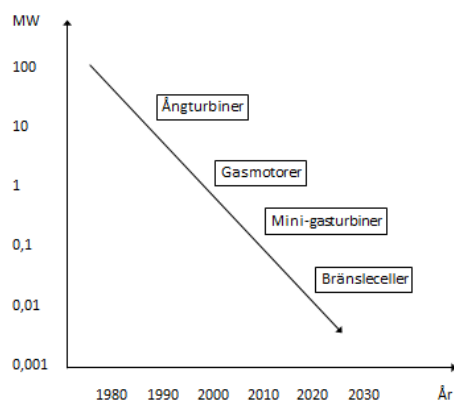
#### 5.2.5. Några exempel på teknik för mikrokraftverk

Mikroturbiner, stirlingmotorer och bränsleceller används ofta i lägre effektintervall och de kategoriseras ibland som mikrokraftvärmeverk.

Mikroturbiner är små gasturbiner i effektintervallet 15-500 kW(el) (Sundberg m.fl., 2011). Elverkningsgraden är ca 30 %. Anläggningen har en kompressor som först komprimerar den inkommande luften, som efter passage genom brännaren expanderar och sätter turbinen i rörelse. Fördelar med mikroturbiner är att de kräver små utrymmen, har en enkel konstruktion och har lång livslängd. Vanligen används naturgas som bränsle, men även biogas och gas från förgasade biobränslen kan användas i dem. För användning av biobränslen behövs dock fortfarande en viss teknisk utveckling innan de fungerar problemfritt (Sundberg m.fl., 2011). För fasta bränslen har man också utvecklat externeldade mikroturbiner. Ett exempel på prestanda för en externeldad mikroturbin på 25 kW(el) är: alfa-värde 0,31, totalverkningsgrad 85 %, marginell elverkningsgrad 72 % (Kjellström, 2012).

Stirlingmotorn är en kolvmotor med extern förbränning, d.v.s. förbränningen sker utanför cylindern. I motorn har man ett arbetsmedium som omväxlande komprimeras och expanderas, vilket i sin tur sätter kolven i rörelse. Elverkningsgraden är ca 18-25 % (Sundberg, m.fl., 2011). Fördelar med tekniken är att dellastegenskaperna är goda, att livslängden är lång och att bränsleflexibiliteten är hög. En nackdel är att de höga temperaturerna och trycken ställer höga krav på materialen. Stirlingmotorer för småskalig kraftvärmeproduktion finns i storlekar 1-40 kW (Lorenz, 2012). Flera företag, även i Sverige, säljer och utvecklar tekniken för fasta biobränslen och biogas (Sundberg m.fl., 2011). Ett exempel på kostnad för elproduktion i en anläggning med flispanna och stirlingmotor (35 kW(e)) är 2,00 kr/kWh(e) om man samtidigt får 0,90 kr/kWh(v) för den producerade värmen (Lorenz, 2012).

Bränsleceller drivs av väte och syre, där vätet förs till en anod och syret till en katod. Genom en elektrokemisk process bildas då en elektrisk ström (och även värme). Restprodukten är vatten. Syret kan tas ur luften, medan vätgasen kan framställas på en mängd olika sätt, t.ex. genom elektrolys. Vätet kan även framställas via rötning eller förgasning av biomassa. Bränsleceller har hög verkningsgrad, i princip inga miljöfarliga emissioner, stor bränsleflexibilitet och hög modularitet genom att små enheter kan byggas ihop till större anläggningar (Ridell, 2008). Även om stora forskningsinsatser har gjorts, så bedöms bränsleceller inte bli kommersiella förrän mellan åren 2020-2030, se figur 37 (Frederiksen, 2009).



Figur 37. Ungefärlig uppskattning av när utvecklingen mot mindre kraftvärmeverk blir lönsam på kommersiella villkor. Källa: ritat efter Frederiksen, 2009.

### 5.2.6. Kostnadsjämförelser

Kostnaderna för att producera el från småskaliga kommersiella anläggningar visas i tabell 9. Inklusivt bidrag, främst elcertifikat, blir kostnaden för en biokraftvärmeanläggning på 5 MW(e) nästan 1,23 kr/kWh(e). Detta kan jämföras med ”småskalig” vindkraft och vattenkraft, där kostnaderna var 32 öre/kWh(e) resp. 33 öre/kWh(e). Notera dock att kostnaderna för biokraftvärmen endast krediteras med den rörliga kostnaden för värme (jfr också med tabell 10 nedan). När det gäller semi-kommersiella anläggningar, så har ORC-tekniken lägst kostnad. Solceller har en hög kostnad enligt tabellen, men å andra sidan baseras resultaten på kostnadsläget för år 2010.

Tabell 9. Elproduktionskostnad för småskalig kommersiell och semi-kommersiell teknik 2010. Anläggningarna har sorterats efter ökande produktionskostnad (inkl. skatter, avgifter och bidrag, med rörlig kreditering, ränta 6 %). Källa: Nyström m.fl., 2011

Anläggning	Effekt (MW(e))	Elprod.kostn. (öre/kWh)	Känslighetsanalys, elproduktionskostnad (öre/kWh)	
			10 % ränta	utan skatt, avgift, bidrag (6 % ränta)
<i>Kommersiell</i>				
Vindkraft, land	1	32	48	57
Vattenkraft	5	33	54	46
Gasmotor	1	96	102	81
Biokraftvärme	5	123	169	144
Gasmotor	0,1	127	136	108
<i>Semi-kommersiell</i>				
Spillvärme ORC	0,5	50	69	78
Biokraftvärme ORC	2	104	138	129
Biokraftvärme BIG-ICE	5	113	144	133
Biokraftvärme BIG-ICE	1	163	201	189
Bränslecell biogas MCFC	0,5	288	314	316
Solcell	0,05	493	641	521
Bränslecell naturgas PEFC	0,05	530	579	512



I tabell 10 visas kostnader enligt beräkningar av Kjellström (2012). Data avser anläggningar som enbart använder fasta biobränslen. I Kjellströms (2012) rapport finns en mängd olika resultat, och värdena som valts att visas här gäller för mer gynnsamma förhållanden, exempelvis är avskrivningstiden 25 år och investeringskostnaden 10 % lägre än vad som framkom i datainsamlingen (detta kan vara motiverat utifrån att de olika teknikerna är på väg mot sin kommersiella mognad). Kreditering motsvarande både fast och rörlig kostnad för produktion av värme i kraftvärmeanläggningar är medtagen i tabellen, liksom enbart rörlig kreditering. För övriga antaganden i kalkylerna, hänvisas till Kjellström (2012).

De lägsta kostnaderna hade två ångturbinanläggningar med resp. utan rökgaskondensering; 53 öre/kWh(e) resp. 54 öre/kWh(e) (med 6 % ränta samt fast och rörlig värmekreditering). Notera dock att dessa anläggningar var förhållandevis stora (2,6 MW(e)). Generellt blir kostnaderna högre per kWh ju mindre anläggningarna blir. En annan slutsats man kan dra är att det framförallt är kapitalkostnaderna som ger de höga elproduktionskostnaderna (jämför kostnaderna för räntorna 6 % resp. 3,5 % i tabellen).

*Tabell 10. Elproduktionskostnad (öre/kWh(e)) för småskalig kraftvärme med 8 000 drifttimmar per år och i övrigt något mer gynnsamma antaganden än "normalt" (t.ex. med en avskrivningstid på 25 år). Rgk-rökgaskondensering. Anläggningarna har sorterats efter ökande produktionskostnad (för räntan 6 % med fast och rörlig värmekreditering). Källa: Kjellström, 2012*

Anläggning	Ränta 6 %		Ränta 3,5 %	
	Fast och rörlig	Endast rörlig	Fast och rörlig	Endast rörlig
Ånga, turbin, med rgk, 2,6 MW(e), 12,8 MW(v)	53	97	49	87
Ånga, turbin, ej rgk, 2,6 MW(e), 11,2 MW(v)	54	94	49	84
ORC, med rgk, 2,2 MW(e), 12,0 MW(v)	55	101	50	90
Extern gasturb. x 6, ej rgk, 1,5 MW(e), 3,3 MW(v)	62	89	57	80
ORC, ej rgk, 2,2 MW(e), 9,6 MW(v)	66	110	61	99
Ånga, skruv, med rgk, 0,75 MW(e), 7,75 MW(v)	69	174	63	155
Gengasmotor, ej rgk, 1,77 MW(e), 3,5 MW(v)	71	94	59	79
Ånga, skruv, ej rgk, 0,75 MW(e), 6,25 MW(v)	86	189	80	171
ORC, med rgk, 0,69 MW(e), 3,15 MW(v)	92	148	82	131

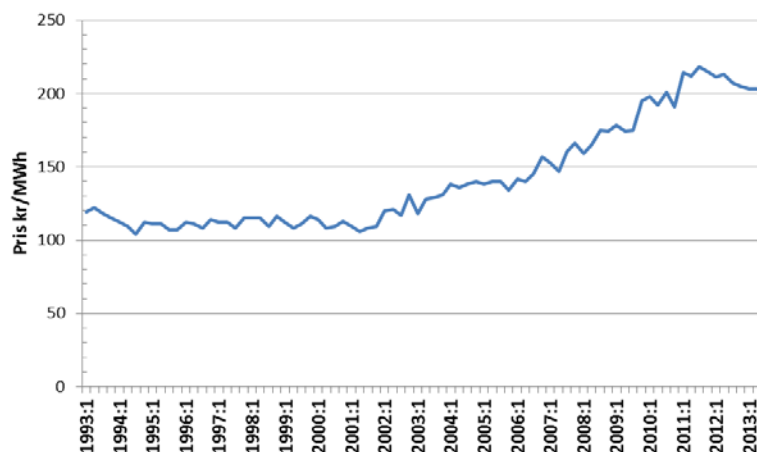
### 5.3. Råvaror - fasta biobränslen

En viktig fördel med fasta biobränslen, bortsett från fuktig flis, är att de kan lagras en längre tid (från månader upp till år) med små energiförluster. Själva lagringen är också förhållandevis billig eftersom inga större tekniska anordningar behövs. Dessutom är tekniken för omvandling av bränslena till el och värme väl utvecklad. Detta gäller särskilt för omvandling via ångcykeln, medan omvandlingstekniker baserade på ORC, förgasning, stirlingmotorer och bränsleceller ännu inte har fått samma spridning när det gäller antalet kommersiella anläggningar.

Flexibiliteten i produktionen av el kan öka genom att man lagrar eventuella mellanprodukter som framställs i energiomvandlingskedjan från råvara till el/värme. Exempel på sådana mellanprodukter är pellets, torrifierad biomassa, produktgas, syntesgas och pyrolysolja. Dessa mellanprodukter kräver vanligen större investeringar för själva lagringen jämfört med för råvaran, men de har också ett högre värmevärde och kan användas i energiomvandlingsprocesser som har hög verkningsgrad och snabbare uppstarts-förlopp.

De fysiska tillgångarna på fasta biobränslen är mycket stor i Sverige, främst beroende på de stora skogstillgångarna. Konkurrensen om råvaran är dock betydande. Förutom till massaved och timmer, som är två stora konkurrerande skogsindustriella användningsområden, kan skoglig råvara även användas för produktion av t.ex. drivmedel. Den beräknade användningspotentialen för skogsbränslen år 2030 är ca 150 TWh (WSP, 2013). Då ingår användningen av avlutar inom industrin, användningen av bränsle inom kraft- och fjärrvärmesektorn, och behovet av bränsleråvara inom pellets- och bostadssektorerna. Till detta kommer energiråvaror från jordbruket i form av restprodukter (t.ex. halm) och odlade energigrödor (t.ex. energiskog). Enligt en statlig utredning från år 2007 (SOU, 2007) finns det en praktiskt uppnåelig potential på 2-3 TWh/år från jordbruket på kortare sikt (inkl. drivmedel), och en ekonomiskt realiserbar potential som är tio gånger större fram till år 2020.

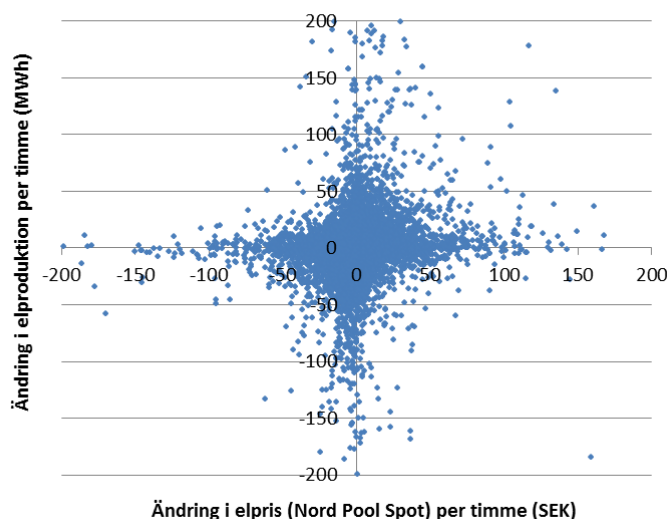
Skogsflis är det fasta biobränsle som har störst marknadsvolymer, och prisutvecklingen för detta bränsle ger därför en bra indikation på hur marknaden ser ut. Priset, fritt värmeverk, låg ganska konstant runt 100-120 kr/MWh på 80- och 90-talen, medan det sedan steg under en tioårsperiod från år 2002 till år 2012 (se figur 38). Därefter har priset visat en något sjunkande tendens. De stigande priserna som inleddes i början av 2000-talet kan till stor del förklaras av ökad efterfrågan p.g.a. den kraftiga utbyggnad som skedde inom värme- och kraftvärme-sektorerna. Priserna förväntas stiga även framöver, men en ökad användning av avfall för el- och värmeproduktion kan ha en dämpande effekt (Energimyndigheten, 2012c).



Figur 38. Förändringar i priset för skogsflis, fritt värmeverk, från kvartal 1 år 1993 till kvartal 2 år 2013 (löpande priser, exklusive skatter). Källa: Energimyndigheten, 2013c.

Som nämnts tidigare är fasta biobränslen helt dominerande när det gäller elproduktion från biobränslen idag, och som också har nämnts tidigare, så prioriteras ofta värmeproduktion före elproduktion. Om fasta biobränslen ska användas för produktion av balanskraft, måste det finnas tillräckligt stora ekonomiska incitament för det. Ökade kostnader för lagring av bränsle, lagring av värme (vid kraftvärmeproduktion) och ökat underhåll (vid mer intermittent

drift), måste vägas upp mot högre intäkter (och/eller lägre bränslepriser). Data från år 2011 visar att det inte fanns något tydligt samband mellan ändringar i elpris och ändringar i elproduktion i landets kraftvärmeproduktion (figur 39). När det gäller användning av fasta bränslen i kraftvärmeverk, så tycks det alltså inte finnas några större möjligheter att bidra med balanskraft i tidsskalan timmar med dagens teknik och ekonomi.



Figur 39. Timvis ändring av total elproduktion i landets kraftvärmeverk som funktion av timvisa ändringar av elpriset på Nord Pool Spot. Källor: data från Svenska Kraftnät och [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

#### 5.4. Råvaror - flytande biobränslen

Flytande biobränslen har den högsta energidensiteten bland biobränslena (t.ex. 37,6 MJ/kg för vegetabilisk olja och 37,1 MJ/kg för biodiesel), vilket bl.a. innebär att lagringsvolymerna blir mindre och att transport och distribution förenklas. Flytande biobränslen ger också höga verkningsgrader vid energiomvandlingen; detta gäller även vid delaster ned till omkring 50 %. En annan viktig fördel är att uppstarts-tiderna, åtminstone för mindre anläggningar, är jämförelsevis korta (Szarka m.fl., 2013).

Ett alternativt bränsle i de svenska reserv- och topp-kondenskraftverken är bioolja. Användningen av biooljor i Sverige under år 2011 var totalt drygt 3,0 TWh (som jämförelse kan nämnas att användningen under år 2007 var 4,2 TWh). De fem största bränslekategorierna var tallbeckolja (1,6 TWh), MFA (Mixed Fatty Acids) (0,8 TWh), råttallolja (0,5 TWh), vegetabilisk eller animalisk avfallsolja (0,06 TWh) och rester från djurfodertillverkning (0,05 TWh) (Energimyndigheten, 2012e). Råttallolja är en biprodukt från massaindustrin, och det mesta säljs till kemisk industri där den destilleras och bl.a. används för tillverkning av olika typer av färger. Restprodukten tallbeckolja säljs sedan tillbaka till skogsindustrin för användning som bränsle. MFA är en restprodukt från bl.a. livsmedelsindustrin och kan bestå av t.ex. olivolja, palmolja och rapsolja (Energimyndigheten, 2009). MFA används i stor utsträckning som mellan- och spetslastolja i värme- och kraftvärmeverk, där dess användning numera är större än användningen av fossil olja. Ungefär hälften av alla biooljor, inkl. råttallolja och tallbeckolja, importeras till Sverige. En typ av bioolja med mycket stor inhemsk råvarupotential är pyrolysolja, men ännu finns det ingen storskalig kommersiell produktion.

Vid Karlshamnsverket har man provat att elda pyrolysolja i en mindre anläggning för produktion av hjälpånga (Pagels, pers. medd.). Rent tekniskt har det fungerat bra, men vissa ombyggnationer kan bli nödvändiga vid användning i de stora pannorna beroende på att biooljan är mer kemiskt angreppsbenägen på rör- och pumpmaterial, m.m. En nackdel med biooljor är också att lagringstiden är kortare än för fossil olja; från några månader till några år beroende på typ av bioolja. I reservkraftverk är det mycket stora volymer som måste lagras, ofta under flera år. Vid Karlshamnsverket lagras t.ex. oljan i bergrum med en volymkapacitet på ca 800 000 m<sup>3</sup>. Biooljor kräver mindre förvärmning före användningen jämfört med tunga fossila oljor, men utsläppen av bl.a. stoft blir högre. Biooljor är intressanta även ur ekonomisk synpunkt, eftersom man bl.a. kan få elcertifikat för elproduktionen, men för närvarande anses tillgången på bioolja (till konkurrenskraftiga priser) vara alltför begränsad (Pagels, pers. medd.).

Priset på bioolja har stigit kraftigt de senaste åren. I Tyskland, som är en stor producent av rapsolja, har priset stigit från ca 700 €/ton i mars 2010 till ca 1070 €/ton i mars 2012. Priserna på sojaolja och palmolja har under samma tid också stigit kraftigt, från ca 710 €/ton till ca 1040 €/ton, respektive från ca 680 €/ton till ca 940 €/ton (DFBZ, 2012). I Sverige varierade priserna under år 2011 från 560 kr/MWh för oförädlade biooljor till 1 000 kr/MWh för högkvalitativa oljor (Energimyndigheten, 2012c).

Den beräknade klimatnyttan vid användning av olika biooljor skiftar beroende på typ av olja, tillverkningsmetod, odlingsförutsättningar, ursprungsland, m.m. (val av beräkningsmetod har också stort inflytande på resultaten, liksom val av systemgränser och allokeringar). Enligt EU:s hållbarhetskriterier ska utsläppsminskningen av växthusgaser vid användning av biooljor vara minst 35 %. Energimyndighetens sammanställning för år 2011 visar att den genomsnittliga utsläppsminskningen för rapsolja var ca 53 %, för flytande avfall från livsmedelsindustri ca 82 %, för FFA ca 91 %, för MFA ca 94 %, samt för tallbeckolja ca 98 % (Energimyndigheten, 2012e). Råtallolja hade en utsläppsminskning på 100 %, men detta höga värde beror på att livscykelberäkningarna börjar där materialet uppkommer, och om bränslet sedan används på plats (utan några transporter), blir det en 100 %-ig minskning. En annan miljöaspekt som gäller flytande biobränslen är om det i ett systemperspektiv är mer fördelaktigt att använda dem som drivmedel än som bränsle för elproduktion (mer om denna fråga i nästa kapitel om gasformiga biobränslen).

## **5.5. Råvaror - gasformiga biobränslen**

En viktig fördel med gasformiga bränslen är de relativt höga verkningsgraderna och de korta uppstartstiderna vid användning i gasturbiner, mikroturbiner, gasmotorer, m.m. För att ge en snabb och någorlunda uthållig produktion av balanskraft, behövs det dock kostnadseffektiva distributions- och lagringssystem för gaserna, som vanligen framställs i kontinuerliga förgasnings- och rötningsprocesser. De gasformiga biobränslen som är mest aktuella för produktion av balanskraft är biogas från anaerob rötning och produktgas/syntesgas från termisk förgasning. För produktion av biogas finns det idag några hundra anläggningar i landet, och denna gas har därför störst möjlighet att bidra med balansel på kortare sikt. Ett fåtal anläggningar för termisk förgasning har också byggts (se kapitel 5.1-5.2), men produktionen är försumbar idag. En eventuell användning av produktgas/syntesgas som balanskraftkälla ligger därför troligen längre fram i tiden.

### 5.5.1. Råvarutillgångar och nuvarande produktion

Den praktiska potentialen i Sverige för produktion av biogas från organiskt avfall och restprodukter har beräknats till ca 8,3 TWh per år, varav odlingsrester svarar för 3,1 TWh/år, gödsel 2,8 TWh/år, industri 1,0 TWh/år, hushåll 0,8 TWh/år och avloppsslam 0,7 TWh/år (Linné m.fl., 2008; Lantz & Börjesson, 2010). Produktionen från biogasgrödor kan bidra med ytterligare ca 4,2 TWh/år om man antar att 5 % av landets totala åkerareal används för odling av sockerbetor, majs, rågvete (triticale) och vete (i lika stora delar) (Gissén m.fl., 2012; Lantz, 2013).

I en nyligen genomförd studie har man också beräknat den ekonomiskt realiserbara potentialen för biogas år 2030 (WSP, 2013). Tidigare uppskattningar av fysiska och praktiska potentialer har varit utgångspunkten, och sedan har tre olika lönsamhetsscenarier satts upp; ”mindre gynnsamt”, ”medelbra-gynnsamt”, samt ”gynnsamt”. I analyserna tog man hänsyn till den ekonomiska tillväxten i samhället, inflation, prisutveckling för fossila bränslen, teknikutveckling, statliga styrmedel inklusive stöd, energiskatter och koldioxidskatter, lokalisering/transportavstånd, m.m. För scenariot ”mindre gynnsamt” uppskattades den realiserbara potentialen år 2030 till 1,2-2,5 TWh/år, för ”medelbra-gynnsamt” till 4,9-7,7 TWh/år, och för ”gynnsamt” till 5,3-9,6 TWh/år. Potentialen för både avfall/restprodukter och energi-grödor ingår i värdena.

En intressant metod för att producera mer ”bio”-gas från biogas, är att använda den s.k. power-to-gas-tekniken (Mohseni m.fl., 2012). Vid ”överskott” på vindkraft kan den producerade elen användas för elektrolys, varvid man får vätgas. Om vätgasen sedan reagerar med den koldioxid som bildas vid rötningen, kan man erhålla metan via en s.k. sabatier-process. På så sätt kan man nästan fördubbla mängden biometan samtidigt som man tillvaratar överskottsel från vindkraften (Swedegas, 2013a).

Den fysiska potentialen för förgasning av biomassa, t.ex. från skogen, är avsevärd i landet, men konkurrensen om råvaran är stor. Med hänsyn till konkurrerande användningsområden för råvaran, avsättningsmöjligheter och uppskattad lönsamhet, har WSP (2013) även här beräknat den ekonomiskt realiserbara potentialen i Sverige år 2030 för tre scenarier. För ”mindre gynnsamt” är potentialen 0 TWh/år, för ”medelbra-gynnsamt” 3,9-4,2 TWh/år, samt för ”gynnsamt” 6-12 TWh/år. Totalt för både anaerob rötning och förgasning blir potentialerna för de tre scenarierna alltså 1,2-2,5 TWh/år, 9-12 TWh/år respektive 11-22 TWh/år.

Produktionen av biogas i Sverige under år 2011 var 1,5 TWh i totalt 233 anläggningar (Energimyndigheten, 2012f). Omkring 43 % av gasen producerades i avloppsreningsverk, 28 % i samröttningsanläggningar, 18 % i deponier, 9 % i industrianläggningar, och 1 % i gårdsanläggningar. Hälften (50 %) av den producerade gasen uppgraderades till fordonsbränsle, 38 % användes för värmeproduktion och 3 % för produktion av el, medan 8 % facklades bort. Produktionen från termisk förgasning är idag nästan försumbar (se dock kapitlet 5.1-5.2).

Inom elområde SE4 var den totala produktionen av biogas under år 2011 omkring 400 GWh (Energimyndigheten, 2012f). Här fanns 13 uppgraderingsanläggningar och 7 stationer (av totalt 8 i landet) för injicering av gasen till det befintliga naturgasnätet. I stationerna injicerades totalt 190 GWh (värdet gäller alla 8 stationer i landet). Den praktiska biogaspotentialen i SE4 från avfall och restprodukter kan uppskattas till ca 2 500 GWh (Linné m.fl., 2008; Lantz & Börjesson, 2010). Omkring tre fjärdedelar av denna potential kan hänföras till Skåne län. I en annan studie beräknades biogaspotentialen från restprodukter i Skåne till ca 3 000 GWh/år, varav cirka en tredjedel utgjordes av halm (Länsstyrelsen Skåne, 2011). I samma

studie uppskattades potentialen från biogasgrödor, med en odlingsareal motsvarande 5 % av den totala åkermarksarealen, till ca 600 GWh/år.

### 5.5.2. System för lagring och distribution

Råvarorna för produktion av biogas är skrymmande, och de finns till stor del på landsbygden. Istället för att transportera råvarorna längre sträckor, har därför lokala marknader utvecklats där det är den färdiga gasen som distribueras till användarna, vanligen i komprimerad form (CBG - Compressed Bio Gas; oftast 200 bar) eller i flytande form (LBG- Liquefied Bio Gas; nära atmosfärtryck vid -161 °C) (för produktion av värme eller kraftvärme används biogasen dock oftast på plats). Regionala distributionsnät för gas har också vuxit fram på senare år, t.ex. i Stockholm (26 km), Borås (20 km), Örebro (13 km), Linköping (12 km) och Västerås (9 km). År 2010 uppskattades de lokala näten ha en längd på 133 km, varav 36 km var avsedda för rågas och 97 km för uppgraderad biogas (Benjaminsson & Nilsson, 2009).

Längs Västkusten, från Trelleborg till Stenungssund, med en avstickare till Gnosjö, finns idag det enda större naturgasnätet i Sverige. Naturgasen, ca 15 TWh/år, importeras från Danmark via Malmö. Transmissionsnätets fulla kapacitet är ca 35 TWh/år. Själva gasnätet fungerar som ett stort lager, men det finns också särskilda lagerplatser i förbindelse med nätet. Det största lagret finns i berget Skallen utanför Halmstad. Det kan lagra 10 miljoner m<sup>3</sup>n gas (105 GWh) och klarar tryck på över 200 bar. Uttagkapaciteten från lagret varierar, bl.a. beroende på fyllnadsgraden, men den kan vara upp till 300 MW (Swedegas, 2013b).

Som nämnts tidigare, injiceras årligen ca 0,2 TWh biogas till nätet. När biogasen injiceras blandas det med omkring 8 % propan för att matcha kvalitetskraven. Detta är negativt både ur kostnads- och miljösynpunkt. I en studie av Nelsson (2012) konstateras dock att det skulle kunna gå att undvika denna propaninblandning om biogasen uppgraderas till en metanhalt på minst 98 %. I sådana fall måste man också noga överväga var i nätet biogasen skall injiceras, med tanke på kvalitetskraven hos de gaskonsumenterna som finns nedströms i distributionsnätet. Även om mängden biogas normalt är liten i förhållande till mängden naturgas, och att man därmed får en utspädningseffekt, kan det under perioder med låg konsumtion bli nödvändigt att injicera gasen i transmissions- (huvud-)ledningen (max 80 bar) istället för som i normala fall i distributions- (gren-)ledningarna (max 4 bar).

De ökade kostnaderna för uppgradering (eller för tillsats av propan), samt för ökning av trycket till transmissionsnivå, kan vara barriärer för ökad injicering av biogas i naturgasnätet, särskilt för mindre produktionsanläggningar (Lantz, 2013). För storskaliga biogasanläggningar blir dessa kostnader lägre relativt sett, och tillgången till ett befintligt naturgasnät ger därför stora fördelar både när det gäller distribution och avsättning för gasen. Det är dock möjligt att kvalitetskraven kommer att sänkas i framtiden i takt med att tillgångarna på den högkvalitativa danska nordsjögasen sinar, samtidigt som en eventuell import av naturgas med något lägre kvalitet från Tyskland och Ryssland ökar (Nelsson, 2012). På längre sikt är det självklart önskvärt om all gas är förnybar, och många ser också naturgasnätet som en ”bro” till ett energisystem enbart baserat på förnybara energigas (Benjaminsson & Nilsson, 2009). Under en övergångsperiod kan naturgasen få en viktig roll som back-up vid bristsituationer snarare än som huvudsaklig energikälla.

För områden utanför naturgasnätets täckning är distributionsalternativen antingen komprimerad gas, distribution via lokala nät, eller flytande gas. För en anläggning på 100 GWh är lokala gasnät konkurrenskraftiga om ledningen är kortare 5 mil (Benjaminsson & Nilsson, 2009). Därutöver är transport av komprimerad biogas på lastväxlarflak mer lönsamt. Om

volymen är 1 000 GWh, är lokala gasnät med en längd på upp till 22 mil lönsamma. Intresset för flytande naturgas, LNG (Liquefied Natural Gas), har ökat på senare år, bl.a. som ersättning för tjockolja, och en utbyggnad sker nu av infrastrukturen, bl.a. genom byggandet av nya hamnterminaler. Det är troligt att en framtida storskalig distribution av flytande biogas (LBG) kan dra stor nytta av den utbyggnad som nu sker för distribution och användning av LNG.

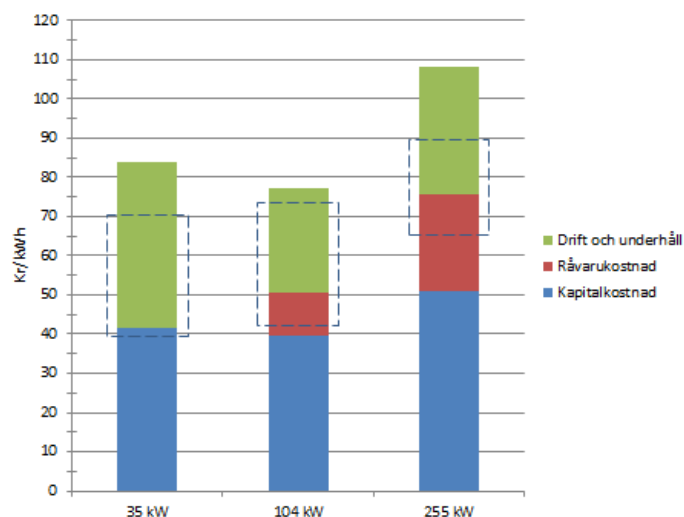
Ett alternativt framtida sätt att lagra och distribuera biogas skulle kunna vara att omvandla den till metanhydrat (Naing m.fl., 2007; Arca m.fl., 2011; Movexum, 2013; Nordberg, pers. medd.). Metanhydrat har en kristallin struktur och består av vatten- och metanmolekyler. Materialet, som liknar is och kan antändas, bildas under höga tryck och låga temperaturer. Volymförhållandet mellan metangas och metanhydrat är ca 160:1. I naturen finns mycket stora mängder metan lagrad i form av metanhydrat under Sibiriens permafrost och i världshavens bottensediment.

Av processtekniska skäl utförs rötningen i ett jämnt och kontinuerligt förlopp. Ett sätt att minska behovet av gaslagring, och därmed även kostnaderna, kan vara att öka flexibiliteten i själva gasproduktionen. Genom att anpassa produktionen efter variationer i elpriset kan man också förbättra möjligheten att öka intäkterna. I tyska försök har man visat att det går att variera produktionen med upp till  $\pm 50\%$  under några timmar genom att variera mängden och typ av substrat som matas in i anläggningen (Szarka m. fl., 2013). Ett stort antal biogasdrivna kraftvärmeanläggningar som samordnar sin produktion av el skulle på så sätt kunna bidra med balanskraft med relativt korta ledtider. Denna flexibilitet i biogasproduktion förutsätter dock att det finns tillräcklig lagringskapacitet för värmen.

### 5.5.3. Kostnader och klimatnytta

Kostnaden för att producera biogas beror på en mängd olika faktorer, t.ex. val av substrat, anläggningens skala och val av teknik. En sammanställning av olika kostnadsberäkningar redovisas t.ex. av Lantz och Börjesson (2010). I figur 40 visas exempel på kostnader och intäkter för tre olika kraftvärmeanläggningar enligt beräkningar av Lantz (2013). Den första är en gårdsanläggning som använder gödsel enbart från den egna gården, den andra är en något större anläggning som använder gödsel från 2-3 gårdar, och den tredje är en stor anläggning som hanterar gödsel från ett stort antal gårdar. I jämförelsen har de gasmotorer på 35 kW, 104 kW resp. 255 kW. I det första fallet antogs råvarukostnaden vara noll, medan den var högre för de andra alternativen beroende på högre transportkostnader. I det tredje alternativet tillkom en hygieniseringsanläggning. Som framgår av figuren var inget alternativ lönsamt med de antaganden som gjordes (Lantz, 2012; Lantz, 2013).

Även den beräknade klimatnyttan vid användning av biogas är starkt beroende av vilka substrat som används, vilka systemgränser och allokeringar man har i beräkningarna, vilka processtekniska antaganden man har gjort, samt hur biogasen används och vilka fossila energibärare den ersätter (Lantz, 2013). Vid produktion av uppgraderad biogas minskar utsläppen med 40-90 g CO<sub>2</sub>-ekv. per MJ om substratet utgörs av flytgödsel, medan de är ca 20 och 30 g CO<sub>2</sub>-ekv. per MJ om sockerbetor respektive majs utgör substraten. Lägre utsläpp vid produktion av biogas från flytgödsel, jämfört med att inte röta gödseln, beror på att de spontana utsläppen av metan från konventionell lagring av gödsel ger en större påverkan än de totala utsläpp som görs vid produktionen av gasen (Lantz, 2013).



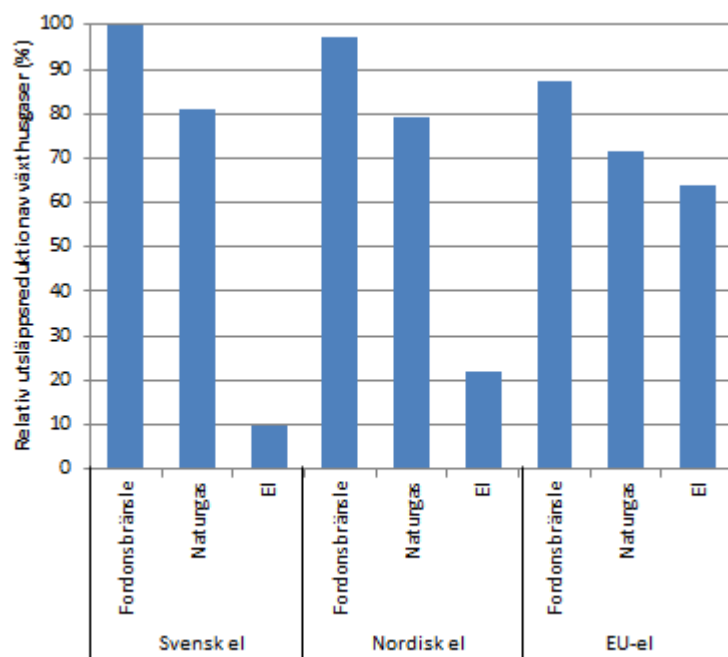
Figur 40. Produktionskostnad (staplar) och intäkter (streckat område; den övre och den undre gränsen gäller med resp. utan användning av den producerade värmen) för tre olika storlekar på biogasanläggningar, vilka använder gödsel som substrat. Källa: ritat efter Lantz, 2013.

När biogasen ersätter andra energibärare, t.ex. fossila fordonsbränslen, naturgas och el, kan utsläppens nettominusning bli betydande. I figur 41 visas ett beräkningsexempel för en samrötningsanläggning i Skåne där substraten främst utgörs av slam och vegetabiliskt avfall, men också till viss del av slaktavfall och gödsel (Lantz, 2013). Den reade gasen, 20-25 GWh per år, injiceras till det befintliga naturgasnätet i sydvästra Sverige.

Av figur 41 framgår att biogas, under svenska förhållanden, ger avsevärt större klimatnytta om den används för att ersätta fossila fordonsbränslen istället för att producera el. För el inom EU är skillnaden däremot mycket mindre, vilket också kan vara en förklaring till varför man i Sverige satsar på biogas som fordonsbränsle, medan man i Tyskland har satsat stort på elproduktion från biogas.

När biogasen används som balanskraftkälla, kommer den bl.a. att ersätta ”marginalel”, t.ex. naturgas för produktion av el i gasturbiner, och då blir klimatnyttan betydligt större jämfört med produktion av ”normalel”. Som balanskraftkälla är det också rimligt att anta att den till viss del även ersätter importerad el från t.ex. Polen och Tyskland (”EU-el”). Eftersom man kan anta att produktionen av biogas till största delen sker med svensk ”normalel”, blir klimatnyttan vid en sådan användning ännu större än vad som framgår av figur 41.





Figur 41. Utsläppsminskning av växthusgaser för biogas beroende på vilken el som används i produktionen och vilka energibärare som biogasen ersätter. Svensk el och ersättning av fossila fordonsbränslen = 100. Värdena gäller för en specifik anläggning i Skåne. Källa: ritat efter Lantz, 2013.

## 6. BIOBASERAD BALANSKRAFT I ANDRA LÄNDER

I flera länder har man undersökt möjligheterna att producera el från enbart förnybara bränslen, och även hur man därmed ska kunna balansera produktionen från olika intermittenta energislag. Exempel på sådana studier gäller Grekland (Voumvoulakis m.fl., 2012), Nya Zeeland (Mason m.fl., 2010), Japan (Esteban m.fl., 2012), Litauen (Purvins m.fl., 2012) och Makedonien (Ćosić m.fl., 2012). I många av dessa länder räknar man dock med att el från biobränslen kommer att få en relativt underordnad roll, bl.a. beroende på att tillgångarna är begränsade. Två länder med en jämförelsevis stor andel biobränslebaserad elproduktion är Österrike och Finland, som utnyttjar sina stora tillgångar på skogsbränslen för kraftvärme-produktion (Frederiksen, 2009). Här är dock inslaget av intermittenta energikällor relativt litet. Två ledande länder när det gäller diskussionerna om balanskraft från biobränslen är Danmark och Tyskland, och en mer ingående presentation görs därför nedan.

### 6.1. Danmark

I Danmark producerar vindkraftverken el motsvarande mer än en fjärdedel av landets totala elanvändning, vilket torde vara den högsta andelen i världen. Det förekommer diskussioner om att den höga andelen vindkraft bara är möjlig i ett land som Danmark p.g.a. de stora överföringsmöjligheterna till Tyskland, Sverige och Norge (se t.ex. figur 6), och att huvuddelen av vindkraftselen därmed i själva verket exporteras istället för att användas inom landet (CEPOS, 2009). Detta gäller särskilt exporten till Tyskland, som har flera stora kolkraftverk med högre rörliga kostnader än vad vindkraften har. En annan invändning är att de danska skattebetalarna får stå för notan när det gäller exporten av den dyra vindkraftselen (CEPOS, 2009). Lund m.fl. (2012a) visar dock att vindkraftselen till övervägande del används inom landet, och att vindkraftens nettokostnad för konsumenterna endast motsvarar 1-3 % av konsumenternas slutliga elpris. De menar vidare att vindkraftens andel utan problem kan vara 50 % år 2020, vilket också är det danska Folketingets mål (Lund m.fl., 2012a).

Danmark är också det land i världen där den småskaliga kraftvärmen är mest utbyggd (Frederiksen, 2009). Satsningarna inleddes redan efter den första ”oljekrisen” 1973. Numera anses marknaden vara ganska mättad, eftersom möjligheterna för ytterligare utbyggnad av fjärrvärme/närvärme är begränsad. De flesta småskaliga kraftvärmeanläggningar baseras på naturgaseldade gasmotorer. Det har dock varit en trend med fler biobränsle-eldade ångkraftverk samt fler gasmotoranläggningar med biogas som bränsle. Danmark är även ett ledande land i världen när det gäller att använda halm som bränsle i kraftvärmeverk.

Av den totala elproduktionen på 35,2 TWh under år 2011, svarade kraftvärmesektorn för 13,9 TWh (39 %), varav ”decentral kraftvärme” stod för 4,5 TWh (13 %) (observera att begreppet ”decentral” i detta sammanhang definieras som kraftverk som inte är centralt styrda, och att de därmed kan ha ganska hög effekt med svenska mått mätt). Dessutom tillkommer el från ”sekundära producenter” (dvs. från industri där elproduktion inte är den primära aktiviteten) på 2,1 TWh (6 %). El från halm svarade för 2,2 % och el från biogas för 1,0 % (Energistyrelsen, 2012).

När det gäller balansel, så är landet beroende av tillgångarna på vattenkraft i Norge och Sverige. Fossileldade gasturbiner och kondenskraftverk är också en balanskraftkälla som används. Den höga andelen kraftvärme har medfört att man i flera studier har undersökt möjligheterna att integrera kraftvärmeanläggningarna i produktionen av balanskraft. Exempelvis har Andersen & Lund (2007) föreslagit att många småskaliga kraftvärmeanläggningar tillsammans kan bilda ett virtuellt kraftverk som därmed får möjligheter att

agera självständigt på balanskraftmarknaden. Även biogas är intressant som balanskraftkälla i Danmark. I en studie av Østergaard (2012) konstaterades dock att lagrad biogas med dagens teknik ger begränsade möjligheter att bidra med balansel på systemnivå, bl.a. eftersom volymerna, relativt sett, är små.

I ett större strategiskt forskningsprojekt, CEESA (Coherent Energy and Environmental System Analysis), har man identifierat olika vägar för att få ett energisystem som är helt baserat på förnybara energilag före år 2050 (Lund (red.), 2011). Vindkraften kommer här att få en ännu större roll än vad den har idag, liksom bioenergi i olika former, som kommer att få en viktig roll som balanskälla genom att den är lagringsbar. Det befintliga naturgasnätet kommer att utgöra en betydelsefull del i omställningen genom att det möjliggör lagring och distribution av stora mängder biogas och syntesgas. Eftersom den totala mängden biobränslen dock är begränsad, är en tanke att man i högre grad ska använda vind- och solkraftsdrivna värmepumpar, solfångare, m.m. för uppvärmning, vilket frigör biobränsleresurser för bl.a. förgasning/rötning (Mathiesen m.fl., 2012). En bärande tanke i CEESA-studien är att man i högre utsträckning bör se till helheten, t.ex. genom att lyfta fokus från smarta elnät till smarta energisystem, inkluderande el, uppvärmning, drivmedel, energilagring, energieffektivisering m.m. (Lund (red.), 2011; Lund m.fl., 2012b).

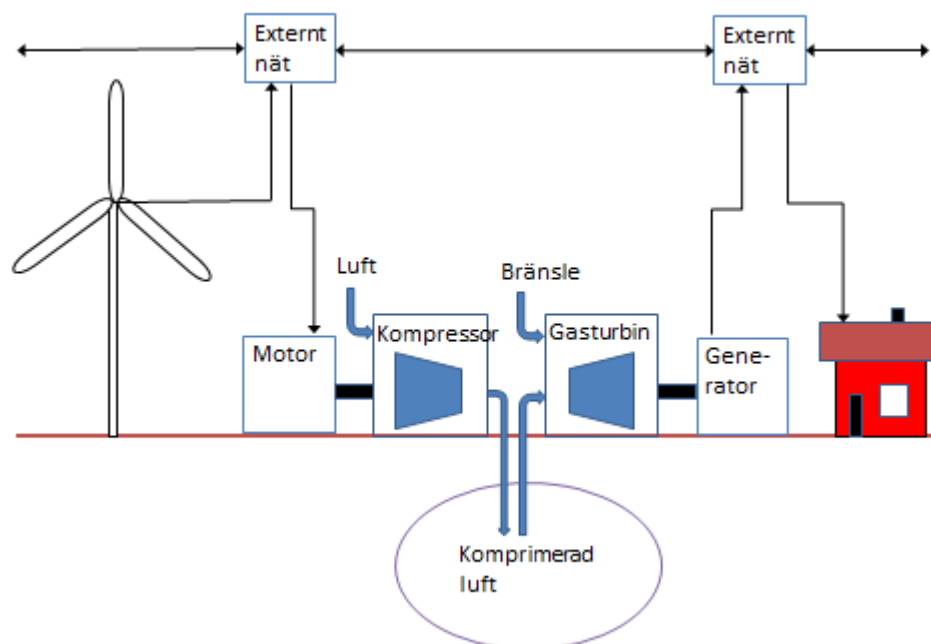
## 6.2. Tyskland

Tyskland har som mål att 80 % av elenergin ska baseras på förnybara källor år 2050, att kärnkraften ska vara avvecklad år 2022, och att elförbrukningen genom effektiviseringar ska minska med minst 10 % fram till år 2020 (BMU, 2011). Den förda energipolitiken, särskilt när det gäller den relativt snabba avvecklingen av kärnkraften och satsningarna på vindkraft och solkraft, har väckt stort uppseende internationellt. Den tyska energiomställningen brukar sammanfattas under begreppet ”Energiewende” (Alpman, 2012).

Som nämnts tidigare fanns det 29 000 MW installerad vindkraft i Tyskland år 2011, vilket bidrog med 11 % av landets totala elbehov. I Tyskland kommer balanskraften främst från naturgas- och koleldade kraftverk, och även från pumpkraftverk. Den installerade effekten i pumpkraftverken är ca 7 000 MW (RWE, 2013). Utbyggnadsmöjligheterna bedöms som små, dels beroende på att de bästa platserna redan är upptagna, och dels beroende på att det kan vara svårt att få miljö tillstånd för nya anläggningar. Annars anses pumpkraftverk, som har en totalverkningsgrad på ca 76 %, fortfarande vara den enda metod som är konkurrenskraftig för storskalig lagring av elenergi (dena, 2010).

I Tyskland finns också sedan 1978 en s.k. CAES-anläggning (Compressed Air Energy Storage) i Huntorf med en uteffekt på 320 MW (dena, 2010). Funktionen hos en CAES-anläggning visas i figur 42. CAES-anläggningar är snabba reserver (i skalan minuter) som också kan bidra med systemtjänster. Förutom anläggningen i Huntorf, så finns det också en i McIntosh i Alabama i USA (110 MW). Nya anläggningar planeras även i Kalifornien (300 MW) och New York (150 MW). Vanligen används naturgas som bränsle, men syntesgas från förgasning av biobränslen skulle också kunna bli aktuellt (Denholm, 2006). Det behövs 0,7 kWh el (lagrad) och 1,2 kWh bränsle för varje producerad kWh el. En avsevärt högre verkningsgrad kan erhållas med adiabatisk lagring av luften, då värmen som bildas vid komprimeringen utvinns och lagras i något medium och sedan ersätter naturgasen vid elproduktion (Díaz-González m.fl., 2012). Tekniken för värmeväxlingen är förhållandevis komplicerad och dyr, och några kommersiella anläggningar med adiabatisk lagring finns

därför ännu inte. I Tyskland har dock ett industri-konsortium presenterat planer på att bygga en anläggning för adiabatisk lagring på 300 MW (RWE, 2013).



Figur 42. System med komprimerad luft (CAES) och gasturbin. När produktionen av el är större än behovet komprimeras luft med hjälp av en kompressor och lagras vid högt tryck i ett lager, t.ex. i underjordiska akvifer-lager eller i bergrum. När sedan efterfrågan på el ökar får luften, som värms av ett bränsle, expandera i en eller flera (högtrycks- resp. lågtrycks-) turbiner.

I Tyskland har man gjort en kraftfull satsning på produktion av el (och värme) från biogas (FNR, 2012). I landet fanns det år 2011 omkring 7 000 anläggningar med en installerad effekt på ca 2 700 MW(e). Den genomsnittliga anläggningsstorleken var alltså drygt 380 kW(e). De viktigaste substraten, sett till mängden biomassa, var energigrödor (46 %), gödsel (45 %), bioavfall (7 %), samt industriellt avfall och skörderester (2 %). Bland energigrödorna svarade majsensilage för 76 %, gräsensilage för 11 %, ensilage av helsäd för 7 %, spannmål för 4 %, sockerbeter för 1 % och övriga grödor för 1 %. Majsensilage anses ge det högsta metan- och elutbytet per ha (ca 5,0 m<sup>3</sup>n resp. 18,5 kWh/ha), och arealen majsensilage för biogasändamål uppgick till ca 960 000 ha år 2011.

Den vanligaste tekniken för elproduktion är gasmotorer som drivs av rå biogas. Antalet anläggningar år 2011 för uppgradering av biogasen till renad biometan var 107 st., med en produktionskapacitet på ca 68 000 m<sup>3</sup>n biometan per timme (FNR, 2012). Praktiskt taget all renad gas levererades till naturgasnäten (totalt ca 570 miljoner m<sup>3</sup>n år 2011). En trend är att andelen förädlad gas som levereras till naturgasnäten ökar, förutsatt att anläggningarna ligger inom "räckhåll" för näten (FNR, 2010). På så sätt kan gasen användas i mer storskaliga system för produktion av el och värme i t.ex. gaskombianläggningar, men också för användning som drivmedel. Användningen av förädlad biogas som drivmedel är dock nästan försumbar idag i jämförelse med användningen för produktion av el och värme (FNR, 2012).

Elproduktionen från biogas gynnas av ett särskilt bonussystem som infördes via den lag om förnybar energi (EEG- Erneuerbare-Energien-Gesetz) som antogs år 2000, och som bl.a.

reviderades 2009. Först har man en bastariff för elen som ger 11,44 cent/kWh(e) i anläggningar på upp till 150 kW (e). Därefter sjunker tariffen per kWh, så att den är 9,00 cent/kWh(e) för anläggningar på 150-500 kW(e), 8,09 cent/kWh(e) för anläggningar på 500-5 000 kW(e), samt 7,63 cent/kWh(e) för anläggningar 5 000 – 20 000 kW(e) (Euro cent för år 2011). Sedan tillkommer en mängd andra tillägg, t.ex. en bonus för odlade grödor, en bonus för bevarande av det öppna landskapet, en bonus för emissionsreduktioner, en teknikbonus och en kraftvärmebonus (vissa av dessa tillägg varierar beroende på anläggningens storlek) (FNR, 2012). EEG-lagen reviderades ytterligare under år 2012, vilket bl.a. ger biogasproducenterna ekonomiska incitament för ökad flexibilitet i produktionen i syfte att bättre balansera marknadens behov av el (Szarka m.fl., 2013).

Den lagringskapacitet som biogasanläggningarna har haft hittills, normalt motsvarande upp till 4 timmars elproduktion vid nominell last, är till för att jämna ut skillnaderna i gasproduktion och elproduktion (dena, 2010). Det har varit svårt att motivera till mer än 10 timmars lagringskapacitet p.g.a. de högre kostnaderna (€30-80/m<sup>3</sup> rå biogas). Begränsad lagringskapacitet innebär självfallet också begränsade möjligheter att bidra med balanskraft. Om biogasanläggningarna kan anslutas till de allmänna gasnäten blir det helt andra lagringsmöjligheter. Det tyska naturgasnätet har en lagringskapacitet på 220 TWh (th), motsvarande 130 TWh el från gaskombikraftverk. Detta kan t.ex. jämföras med lagringskapaciteten i det tyska elnätet, som är 0,04 TWh (e), främst i form av el från pumpkraftverk (dena, 2010). Frågan om hur biogasen ska lagras har dock fått en helt annan vikt genom den nya EEG-lagen, och även frågan om hur en gemensam fjärrstyrning av anläggningarna skulle kunna utformas (Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, 2011).

## 7. SAMMANFATTANDE DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Sammanfattningsvis presenteras några diskussionspunkter och slutsatser nedan.

- En ökande andel intermittent elproduktion från vind, sol och vågor kommer i grunden att förändra vårt elsystem. Tidigare fanns det i princip två extremsituationer: hög elproduktion och hög elförbrukning, samt låg elproduktion och låg elförbrukning. Nu tillkommer ytterligare två extremsituationer: hög elproduktion och låg elförbrukning, samt låg elproduktion och hög elförbrukning (EI, 2010). En viktig framtida utmaning blir att kunna hantera dessa situationer på ett kostnadseffektivt sätt med en mix av enbart förnybara energikällor.
- Biomassa, och därur utvunna mellanprodukter och bränslen, är i regel lagringsbara. Denna egenskap kan gälla i en tidsskala upp till flera år. Detta innebär att biobränslena skulle kunna användas för att balansera behovet av elkraft på ett kontrollerbart sätt både vid relativt snabba förändringar (t.ex. gasformiga biobränslen i gasturbiner) och vid mer långsamma ändringsförlopp (t.ex. flytande och fasta biobränslen i värmekraftverk).
- År 2011 var den installerade effekten biokraft i Sverige drygt 4 500 MW och den faktiska produktionen ca 16 TWh. Den installerade effekten motsvarar en teoretisk produktion på nästan 40 TWh/år vid full drift året runt. Begränsningar i värmeunderlaget för kraftvärmeverk är en viktig orsak till att tillgängligheten utslaget på hela året är runt 40-45 %. Dessa anläggningar har dock störst produktion under vinterhalvåret när elbehovet är som störst. De är också viktiga för frekvensregleringen, eftersom den stora svängmassa som finns i generatorerna kan kompensera för kortvariga obalanser mellan produktion och behov. Vid mycket snabba produktionsbortfall blir därför ”inbromsningen” av frekvensen mjukare innan automatiskt tillkopplad kraft, vanligen vattenkraft, återställer frekvensen till 50,0 Hz.
- För att kunna bidra med regler- och toppkraft krävs snabbhet och hög tillgänglighet i elproduktionen, men också uthållighet. Användning av gasformiga bränslen (i t.ex. gasmotorer eller gasturbiner) ger normalt relativt hög reaktionssnabbhet, medan tillgängligheten bl.a. beror av den använda tekniken. Ur teknisk synpunkt, inkl. den teknik som förväntas komma i en nära framtid, bör det inte finnas några större hinder för att el från gasformiga biobränslen ska kunna uppfylla de två förstnämnda villkoren. Vid kraftvärmeproduktion är dock värmebehovet, som nämnts tidigare, en avgörande faktor för tillgängligheten. Uthålligheten beror till stor del på vilka lagringsmöjligheter som finns. Utifrån denna aspekt, har fasta biobränslen en stor fördel genom att de kan lagras i stora volymer till låga kostnader. Kostnaderna för lagring av gasformiga bränslen är däremot höga. Med dagens teknik och kostnadsläge, är det därför svårt för ett och samma biobränsle att kombinera snabbhet och hög tillgänglighet med hög uthållighet.
- En avgörande fråga är hur stora de totala kostnaderna blir för biobaserad elproduktion. Generellt är kostnaderna idag betydligt högre för biokraft än t.ex. för vattenkraft. I jämförelse med avtalad förbrukningsreduktion, dvs. att förbrukare mot betalning minskar sin konsumtion vid effekttoppar, så kommer biobaserad balanskraft också att få mycket svårt att hävda sig. I de flesta fall är biokraft idag snarare en biprodukt (om än en viktig sådan) i anläggningar som främst är avsedda för produktion av värme och processånga. Detta är självklart positivt ur resurssynpunkt, men också nödvändigt av

lönsamhetsskäl. En annan kostnadsaspekt gäller anläggningarnas underhåll vid intermittent drift. Ju fler starter och stoppar, och ju mer ojämnt en anläggning går, desto högre blir kostnaderna för drift och underhåll.

- Om produktionen i ett stort antal anläggningar med småskalig teknik koordineras, och därmed fungerar som en enhet, dvs. som ett virtuellt kraftverk, kan de delta som en aktör på elmarknaden och därmed öka vinstmöjligheterna. Även för den enskilda anläggningen kan det dock bli intressant i framtiden att ha en mer flexibel elproduktion, bl.a. i syfte att producera och sälja el (alternativt använda elen för internt behov) när priset är högt. Detta förutsätter dock att priserna varierar i tillräckligt hög grad så att eventuella vinster kan täcka de ökade kostnader detta innebär, t.ex. när det gäller lagring av bränslen, ökat slitage p.g.a. fler starter/stopp, m.m. Större variationer i elpriset kan dock förväntas i framtiden när andelen intermittent elproduktion ökar.
- Det är viktigt att man har en helhetssyn för biobränslen och inte bara fokuserar på integrationen av biokraft i ett framtida smart elnät baserat på t.ex. vind-, sol-, våg- och vattenkraft, ellagring, elfordon och prisanpassad förbrukning. För biobränslen krävs en vidgad syn på smarta och flexibla distributionssystem som också inkluderar produktion av värme och eventuella andra utvunna nyttigheter från råvaran.
- Biobaserade elproduktionsanläggningar kan också användas för att hantera situationer med ”överskottsel”. Exempel på metoder för att tillvarata billig ”överskottsel” är användning av elpatroner i kraftvärmeverk och framställning av metan via hydrolys enligt power-to-gas-konceptet.
- Indelningen av landet i fyra elområden påverkar förutsättningarna för biobaserad balansering av kraftbehovet. Inom SE1 och SE2 är det svårt att se några realistiska alternativ till vattenkraften. För SE4 finns det däremot begränsningar i transmissionsnäten norrut, elförbrukningen är betydligt högre än den egna produktionen, här är en stor andel av den svenska fossilbaserade reservkraften lokaliserad, här finns en stor råvarupotential för produktion av t.ex. biogas, samt i många fall väl fungerande distributions- och lagringssystem för t.ex. flytande och gasformiga bränslen. På kort sikt bör därför förutsättningarna för biobaserad balanskraft vara bäst i SE4.
- Den fysiska råvarupotentialen för biokraft är mycket stor. Ekologiska och ekonomiska begränsningar, liksom skogsindustrins råvarubehov, gör dock att den praktiska potentialen blir avsevärt lägre. Redan idag är den totala användningen av bioenergi i Sverige mycket stor; ca 130 TWh/år. Detta värde gäller inkl. avlutar, skogsbränslen, åkerbränslen, torv och återvunnet trädbränsle (t.ex. rivningsvirke). I framtiden kan efterfrågan på biobränslen öka kraftigt beroende på ökad produktion av förnybara drivmedel och ökad fossilbränslefri framställning av olika industriella produkter. Konkurrensen om råvaran är relativt stor redan idag, och den kommer därför sannolikt att bli ännu större i framtiden.
- Ur klimatsynpunkt bör fasta (pulverformade) biobränslen i första hand ersätta de kvarvarande volymerna av fasta fossila bränslen (kol) som fortfarande används för elproduktion, flytande biobränslen bör ersätta olja i kondenskraftverken, och gasformiga biobränslen bör ersätta naturgas i gasturbiner och gaskombikraftverk. På så sätt kan man under en övergångsperiod använda koldioxid-neutrala bränslen i befintliga anläggningar som nu använder fossila bränslen. Även om vissa modifieringar kan behövas, så blir det en snabbare utfasning av fossila bränslen samtidigt som de

totala kostnaderna bör bli lägre jämfört med om man skulle bygga nya fasta anläggningar innan de gamla har tjänat ut.

- Inom forskningen bör man fokusera på ökad flexibilitet i produktionen av el från biobränslen. Med en större flexibilitet ökar möjligheterna att i högre grad följa elens prisförändringar, vilket innebär att man kan sälja mer el när priserna (och efterfrågan i relation till utbudet) är höga. Detta ökar inte bara möjligheterna för producenterna att förbättra sin lönsamhet, utan en viktig bieffekt blir också att man kapar effekttopparna. Forskningsinsatserna kan gälla system för lagring och distribution av uppgraderade bränslen (t.ex. pyrolysoljor och biogas/produktgas), lagring av värme och el, utveckling av teknik som bättre klarar intermittent drift, samt teknik för automatisk informationsöverföring och styrning av produktionsenheterna.
- Tyskland och Danmark är ledande länder när det gäller forskning och utveckling av system och teknik för en mer flexibel och behovsanpassad elproduktion från biobränslen. Utvecklingen bör därför följas i dessa länder.

Kan biobränslen användas för att balansera variationer i elproduktionen? Av ekonomiska och praktiska/tekniska skäl är deras bidrag, totalt sett, försumbara idag. Men inom 10-15 år bör de kunna spela en viss roll när det gäller landets behov av balanskraft.



## REFERENSER

- ABB. 2013. Smarta elnät. <http://www.abb.se/> (2013-01-25).
- Albadi, M. H. & El-Saadany, E. F. 2010. Overview of wind power intermittency impacts on power systems. *Electric Power Systems Research*, 80, 627-632.
- Alpman, M. 2012. Frågor och svar: Vad du behöver veta om Energiewende. Ny Teknik, 12 november 2012. [http://www.nyteknik.se/nyheter/energi\\_miljo/energi/article3580591.ece](http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article3580591.ece) (2013-09-12).
- Amelin, M., Englund, C. & Fagerberg, A. 2009. Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige. Elforsk rapport 09:88.
- Andersen, A. N. & Lund, H. 2007. New CHP partnerships offering balancing of fluctuating renewable electricity productions. *Journal of Cleaner Production*, 15, 288-293.
- Arca, S., Poletti, L., Poletti, R., D'Alessandro, E. & Poletti, A. 2011. Upgrading of biogas technology through the application of gas hydrates. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011), Edinburgh, Scotland, United Kingdom, July 17-21, 2011.
- Badano, A. 2010. Regelverk intelligenta elnät och smarta mätsystem. Omvärldsanalys. Sweco Energuide AB. Ingår som bilaga B i: EI. 2010. Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – smarta mätare och intelligenta nät. Rapport EI R2010:18. Energimarknadsinspektionen (EI), Eskilstuna.
- Benjaminsson, J. & Nilsson, R. 2009. Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige. Grontmij.
- Bernotat, K. & Sandberg, T. 2011. Kraftvärme i svenska tätorter – aktuell och framtida potential för kraftvärme i småskaliga anläggningar. Inst. för industriell ekonomi och organisation, KTH, Stockholm. Citerad av: Kjellström, B. 2012. Kostnad för el från småskalig kraftvärme. Värmeforsk rapport 08-846. Värmeforsk, Stockholm.
- BMU. 2011. Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept\\_bundesregierung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf) (2013-09-11).
- CEPOS. 2009. Wind energy – the case of Denmark. Citerad av: Lund, H., Hvelplund, F., Østergaard, P. A., Möller, B., Mathiesen, B. V., Karnøe, P., Andersen, A. N., Morthorst, P. E., Karlsson, K., Münster, M., Munksgaard, J. & Wenzel, H. 2012. System and market integration of wind power in Denmark. *Energy Strategy Reviews* (in press), <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.12.003>
- Ćosić, B., Krajačić, G. & Duić, N. 2012. A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia. *Energy*, 48, 80-87.
- dena. 2010. dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin (finns också i engelsk version).
- Denholm, P. 2006. Improving the technical, environmental and social performance of wind energy systems using biomass-based energy storage. *Renewable Energy*, 31, 1355-1370.
- DFBZ. 2012. Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DFBZ), Leipzig, Tyskland. [http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user\\_upload/Berichte\\_Projektdateibank/3330002\\_Stromerzeugung\\_aus\\_Biomasse\\_Endbericht\\_Ver%C3%](http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdateibank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver%C3%) (2013-09-05).
- Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O. & Villafáfila-Robles, R. 2012. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 2154-2171.

- EI. 2010a. Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – smarta mätare och intelligenta nät. Rapport EI R2010:18. Energimarknadsinspektionen (EI), Eskilstuna.
- EI. 2010b. Nettodebitering – förslag till nya regler för användare med egen elproduktion. Rapport EI R2010:23. Energimarknadsinspektionen (EI), Eskilstuna.
- Elmarknadshandboken. 2012. Svensk Elmarknadshandbok. Utgåva nr 12B, version 2012-10-01. <http://www.svenskenergi.se/elmarknadshandboken/> (2012-12-18).
- Energimyndigheten. 2008. Vindkraftsstatistik 2008. <http://energimyndigheten.se/PageFiles/110/Vindkraftsstatistik-2008.pdf> (2012-11-22).
- Energimyndigheten. 2009. Hållbarhetskriterier. Rapport ER 2009:30. Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energimyndigheten. 2011. Energiförsörjningen i Sverige år 2030. En konsekvensanalys av gällande styrmedel. ET 2011:23. <http://nog.se/wp-content/uploads/2013/05/Energif%C3%B6rs%C3%B6rjningen-i-Sverige-%C3%A5r-2030.pdf> (2013-01-17).
- Energimyndigheten. 2012a. Elcertifikatsystemet 2012. ET 2012:30, Statens Energimyndighet. <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=831ad3e2e76b4aa7953c1a5ffe10c19d> (2013-01-08).
- Energimyndigheten. 2012b. Vindkraftsstatistik 2011. ES 2012:02. <http://energimyndigheten.se/PageFiles/110/Vindkraftsstatistik-2011.pdf> (2012-11-22).
- Energimyndigheten. 2012c. Energiläget 2012. <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=ac3bcc6d1511459390d08f89568c2415> (2013-01-16).
- Energimyndigheten. 2012d. Kortsiktsprognos över energianvändning och energitillförsel 2012-2014. Hösten 2012. Rapport ER 2012:22. Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energimyndigheten. 2012e. Hållbara drivmedel och flytande biobränslen under 2011. Rapport ET 2012:12. Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energimyndigheten. 2012f. Produktion och användning av biogas år 2011. Rapport ES 2012:08. Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energimyndigheten. 2013a. Definitioner av smarta elnät. <http://www.energimyndigheten.se/sv/Forskning/Kraftforskning/Elnat-och-elmarknad/> (2013-01-23).
- Energimyndigheten. 2013b. Smart elnät i stadsmiljö i Norra Djurgårdsstaden 2012-2015. <http://www.energimyndigheten.se/Forskning/Kraftforskning/Elnat-och-elmarknad/Smart-elnat-i-stadsmiljo-i-Norra-Djurgardsstaden/> (2013-01-31).
- Energimyndigheten. 2013c. Trädbränsle- och torvpriser. <http://energimyndigheten.se/sv/Press/Nyheter/Flera-trendbrott-under-det-forra-kvartalet/> (2013-09-05).
- Energinyheter. 2013. Eon vill använda biogas i Öresundsverket. <http://www.energinyheter.se/print/56538> (2013-02-08).
- Energistyrelsen. 2012. Energistatistik 2011. Energistyrelsen, Köpenhamn. <http://www.ens.dk> (2013-04-09).
- E.ON. 2013. Öresundsverket. <http://www.eon.se/oresundsverket> (2013-01-08).
- Eriksson, E., Badano, A. & Fritz, P. 2010. Sammanställning av samhällsekonomiska analyser avseende smarta mätare och intelligenta nät. Sweco, uppdragsnummer 5464730. Ingår som bilaga A i: EI. 2010. Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – smarta mätare och intelligenta nät. Rapport EI R2010:18. Energimarknadsinspektionen (EI), Eskilstuna.
- Esteban, M., Zhang, Q. & Utama, A. 2012. Estimation of the energy storage requirement of a future 100% renewable energy system in Japan. *Energy Policy*, 47, 22-31.
- EU-kommissionen. 2010. Europe 2020. A European strategy for smart, sustainable and inclusive growth. <http://ec.europa.eu/eu2020/pdf/COMPLET%20EN%20BARROSO%20%20%20007%20-%20Europe%202020%20-%20EN%20version.pdf> (2013-01-12).

- Europeiska kommissionen. 2011. A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COM(2011)112 final.
- EWEA. 2012. Wind in power. 2011 European Statistics. The European Wind Energy Association (EWEA).
- Frederiksen, S. 2009. Småskalig fjärrvärmebaserad kraftvärme. Rapport 2009:2. Svensk Fjärrvärme AB, Stockholm.
- FNR. 2010. Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, Tyskland. <http://www.fnr.de> (2013-04-08).
- FNR. 2012. Bioenergy in Germany: Facts and Figures. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, Tyskland. <http://www.fnr.de> (2013-04-08).
- GEAB, Vattenfall, ABB, KTH. 2011. Smart Grid Gotland. Pre-study. Public version of report, August 26, 2011. <http://www.energimyndigheten.se/Forskning/Kraftforskning/Elnat-och-elmarknad/Smart-Grid-Gotland/> (2013-01-22).
- Genrup, M. 2012. Ny gasturbinteknik 2009-2011. Rapport 2011. Elforsk rapport 12:27. Elforsk, Stockholm.
- Gissén, C., Prade, T., Kreuger, E., Achu Nges, I., Rosenqvist, H., Svensson, S-E., Lantz, M., Mattsson, J-E., Börjesson, P. & Björnsson, L. 2013. Comparing energy crops for biogas production – yields, energy input and costs in cultivation using digestate and mineral fertilisation. *Biomass and Bioenergy* (submitted manuscript).
- GoBiGas. 2013. <http://gobigas/goteborgenergi.se> (2013-03-12).
- Goldschmidt, B. 2007. ORC för elproduktion i värmeverk. Rapport 1021. Värmeforsk, Stockholm.
- Gupta, K. K., Rehman, A. & Sarviya, R. M. 2010. Bio-fuels for the gas turbine: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2946-2955.
- Hagman, B. 2013. Analys av möjliga åtgärder för att minska prisområdesproblematiken i Sydsverige. Rapport till Näringsdepartementet. <http://www.regeringen.se/content/1/c6/20/68/15/7bcd1fc4.pdf> (2013-01-12).
- Held, J. 2012. Gasification – status and technology. Rapport SGC 240. Swedish Gas Center (SGC), Malmö.
- Holtinen, H. 2012. Wind integration: experience, issues, and challenges. *WIREs Energy and Environment*, 1, 243-255.
- IEA. 2013. Electricity/Heat in World in 2009. International Energy Agency. <http://www.iea.org> (2013-02-20).
- IVA. 2002. El och kraftvärme från kol, naturgas och biobränsle. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), Stockholm.
- Karlshamns Kraft. 2013. Genom oss får samhället extra kraft. Broschyr. Karlshamns Kraft AB. <http://www.karlshamnkraft.se/> (2013-02-07).
- Kim, S. G. 2010. Survey on technologies and applications for more RES (Renewable Energy Source) integration. Report R10-683. STRI, Ludvika. Ingår som bilaga C i: EI. 2010. Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – smarta mätare och intelligenta nät. Rapport EI R2010:18. Energimarknadsinspektionen (EI), Eskilstuna.
- Kjellström, B. 2012. Kostnad för el från småskalig kraftvärme. Värmeforsk rapport 08-846. Värmeforsk, Stockholm.
- KVA. 2009. Varför högst 10 TWh vindkraft i Sverige? Delar av underlagsmaterial till Energiutskottets uttalande om vindkraft. Energiutskottet, Kungliga Vetenskapsakademien (KVA). <http://www.kva.se/sv/Vetenskap-i-samhallet/Energi/Vindkraft/> (2013-01-24).
- KVA. 2010. Statement on wind power. Energiutskottet, Kungliga Vetenskapsakademien (KVA). <http://www.kva.se/sv/Vetenskap-i-samhallet/Energi/Vindkraft/> (2013-01-24).

- KVA. 2011. Effektbalansen i Sverige kalla vinterdagar. Energiutskottet, Kungliga Vetenskapsakademien (KVA). <http://www.kva.se/sv/Vetenskap-i-samhallet/Energi/Vindkraft/> (2013-01-24).
- KVA. 2012. Meningslös satsning på vindkraft. Svenska Dagbladet opinion, 22 april 2012. Energiutskottet, Kungliga Vetenskapsakademien (KVA). <http://www.kva.se/sv/Vetenskap-i-samhallet/Energi/Vindkraft/> (2013-01-24).
- Lantz, M. 2012. The economic performance of combined heat and power from biogas produced from manure in Sweden – a comparison of different CHP technologies. *Applied Energy*, 98, 502-511.
- Lantz, M. 2013. Biogas in Sweden. Opportunities and challenges from a systems perspective. Doctoral thesis. Lund University, Lund, Sweden.
- Lantz, M. & Börjesson, P. 2010. Kostnader och potential för biogas i Sverige. Bilaga 1 till Energimyndighetens förslag till en sektorsövergripande biogasstrategi. Report 2010:23. Swedish Energy Agency, Eskilstuna, Sweden.
- Linné, M., Ekstrand, A., Englesson, R., Persson, E., Lantz, M. & Björnsson, L. 2008. Den svenska biogaspotentialen från inhemska råvaror. Report 2008:02. Swedish Waste Management.
- Lorenz, K. 2012. Teknik för småskalig elproduktion. Rapport nr 33. Projekt SWX-Energi. <http://du.diva-portal.org/smash/get/diva2:523300/FULLTEXT01.pdf> (2013-02-18).
- Lund (red.), H. 2011. Coherent Energy and Environmental System Analysis. A strategic research project financed by The Danish Council for Strategic Research Programme Commission on Sustainable Energy and Environment. <http://www.ceesa.dk/publications> (2013-08-22).
- Lund, H., Hvelplund, F., Østergaard, P. A., Möller, B., Mathiesen, B. V., Karnøe, P., Andersen, A. N., Morthorst, P. E., Karlsson, K., Münster, M., Munksgaard, J. & Wenzel, H. 2012a. System and market integration of wind power in Denmark. *Energy Strategy Reviews* (in press), <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.12.003>
- Lund, H., Andersen, A. N., Østergaard, P. A., Mathiesen, B. V. & Connolly, D. 2012b. From electricity smart grids to smart energy systems – a market operation based approach and understanding. *Energy*, 42, 96-102.
- Länsstyrelsen Skåne. 2011. Biogaspotential i Skåne. Rapport 2011:22. Länsstyrelsen i Skåne län, Malmö.
- Magnusson, M., Krieg, R., Nord, M. & Bergström, H. 2004. Effektvariationer av vindkraft. En studie av vindenergiproduktionens tidsvariation. Elforsk rapport 04:34. Elforsk, Stockholm.
- Mason, I. G., Page, S. C. & Williamson, A. G. 2010. A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources. *Energy Policy*, 38, 3973-3984.
- Mathiesen, B. V., Lund, H. & Connolly, D. 2012. Limiting biomass consumption for heating in 100% renewable energy systems. *Energy*, 48, 160-168.
- Mohseni, F., Magnusson, M., Görling, M. & Alvfors, P. 2012. Biogas from renewable electricity – increasing a climate neutral fuel supply. *Applied Energy*, 90, 11-16.
- Morris, M. & Waldheim, L. 2008. Status of large-scale biomass gasification for power production. TPS Termiska processer AB, Nyköping. Bilaga 1 i: Waldheim, L. & Larsson, E. K. 2008. Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme. Elforsk rapport 08:78. Elforsk, Stockholm.
- Movexum. 2013. Ett helt nytt sätt att lagra och transportera biogas. <http://www.mynewsdesk.com/se/pressroom/movexum/pressrelease/view/ett-helt-nytt-saett-att-lagra-och-transportera-biogas-872413> (2013-08-07).

- Naing, S., Yamada, T. & Nakanishi, K. 2007. Renewable fuel utilization in a cogeneration arrangement with hydrate storage method. *Journal of Power and Energy Systems*, 3, 239-250.
- NBE Sweden. 2013. One step further towards an Energy Combine in Sveg. <http://www.nbesweden.com/> (2013-02-07).
- Nelsson, C. 2012. Inmatning av biogas på naturgasnätet – tekniska och ekonomiska aspekter på slopad propanfillsats. SGC Rapport 2012:261. Svenskt Gastekniskt Center (SGC), Malmö.
- Ny Teknik. 2013a. Rebelliska elbolag trötta på att vänta... Ny Teknik, 24 oktober 2012. [http://www.nyteknik.se/nyheter/energi\\_miljo/energi/article3565404.ece](http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article3565404.ece) (2013-01-23).
- Ny Teknik. 2013b. Spill från skogen blir fordonsgas. Ny Teknik, 26 november 2012. [http://www.nyteknik.se/nyheter/energi\\_miljo/bioenergi/article3586816.ece](http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/bioenergi/article3586816.ece) (2013-03-12).
- Nyström, O., Nilsson, P-A., Ekström, C., Wiberg, A-M., Ridell, B. & Vinberg, D. 2011. El från nya och framtida anläggningar 2011 – sammanfattande rapport. Elforsk rapport 11:26. Elforsk, Stockholm.
- Obel, F. 2012. Balansering av en storskalig vindkraftsuppbyggnad i Sverige med hjälp av den svenska vattenkraften. Examensarbete, KTH Electrical engineering. XR-EE-ES 2012:007. KTH, Stockholm.
- Palmblad, L. 2012. Kan sol-el spela någon roll i det svenska energisystemet? Föredrag vid seminarium på Ingenjörsvetenskapsakademien, Stockholm. <http://www.iva.se/PageFiles/15914/Solel%20.pdf> (2013-01-16).
- Puga, J. N. 2010. The importance of combined cycle generating plants in integrating large levels of wind power generation. *The Electricity Journal*, 23(7), 33-44.
- Purvins, A., Zubaryeva, A., Llorente, M., Tzimas, E. & Mercier, A. 2011. Challenges and options for a large wind power uptake by the European electricity system. *Applied Energy*, 88, 1461-1469.
- Purvins, A., Papaioannou, I. T., Oleinikova, I. Tzimas, 2012. Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: High penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation. *Energy*, 43, 225-236.
- Pöyry. 2009. Federation of Finnish Technology Industries. New Design for the Electricity Market Pöyry Energy Consulting. <http://www.teknologiateollisuus.fi/> (2013-04-15).
- Regeringen. 2009. En sammanhållen klimat- och energipolitik. Regeringens proposition 2008/09:162-163.
- Regeringen. 2013. Uppdrag att göra en heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv fjärrvärme, fjärrvärme och fjärrkyla. N2012/5995/E. <http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Energieffektivisering/%C3%96vriga%20dokument/Regeringsuppdrag-Energimyndigheten-art14-potentialbed%C3%B6mning-kostnadsnyttoanalys.pdf> (2013-03-13).
- Ridell, B. 2008. Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker- delrapport småskalig teknik. Elforsk rapport 08:82. Elforsk, Stockholm.
- Rummukainen, M., Johansson, D.J. A., Azar, C., Langner, J., Döscher, R. & Smith, H. 2011. Uppdatering av den vetenskapliga grunden för klimatarbetet. En översyn av naturvetenskapliga aspekter. Klimatologi nr 4. SMHI, Norrköping.
- RWE. 2013. ADELE – Adiabatic compressed-air energy storage for electricity supply. RWE Power. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/399030/data/365478/2/rwe/innovation/projects-technologies/energy-storage/project-adele-adele-ing/ADELE-Adiabatic-Compressed-Air-Energy-Storage-for-electricity-supply.pdf> (2013-01-15).
- SOU. 2007. Bioenergi från jordbruket – en växande resurs. Betänkande av Utredningen om jordbruket som bioenergiproducent. SOU 2007:36. Statens Offentliga Utredningar (SOU), Stockholm.

- Sovacool, B. K. 2009. The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse? *Utilities Policy*, 17, 288-296.
- Stridsman, D. & Johnsson, J. 2006. Kraftvärmens effektbidrag – en förstudie. Elforsk rapport 06:65. Elforsk, Stockholm.
- Sundberg, C., Svensson, R. & Johansson, M. 2011. Lönsamhet för småskalig biobränslebaserad kraftvärme – förutsättningar och framtidsutsikter. Rapport 033. Inst. för energi och teknik, SLU.
- SVEBIO. 2011. Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020 – med fokus på elcertifikatssystemets effekter. Rapport november 2011. Svenska Bioenergiföreningen (SVEBIO), Stockholm.
- Svensk Energi. 2013. Svensk kraftvärmeproduktion. <http://www.svenskenergi.se/sv/om-el/kraftvarme/produktion/> (2013-02-07).
- Svensk Vindenergi. 2012. Vindkraftsstatistik. Kvartal 3, 2012. <http://www.vindkraftbranschen.se/wp-content/uploads/2012/10/Statistik-vindkraft-20121023.pdf> (2013-01-17).
- Svensk Vindenergi. 2013. Siffror från: <http://www.vindkraftbranschen.se/> (2013-01-15).
- Svenska Kraftnät. 2008. Storskalig utbyggnad av vindkraft. Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40. [http://www.svk.se/Global/01\\_Om\\_oss/pdf/Rapporter/080601\\_Bilaga\\_vindkraftrapport\\_2008.pdf](http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/pdf/Rapporter/080601_Bilaga_vindkraftrapport_2008.pdf) (2012-12-18).
- Svenska Kraftnät. 2011a. Elmarknaden i Sverige och Svenska Kraftnäts roll. Broschyr. [http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/Broschyren/Den%20svenska%20elmarknaden\\_S.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Broschyren/Den%20svenska%20elmarknaden_S.pdf) (2012-12-17).
- Svenska Kraftnät. 2011b. Principer för hantering av effektreserven fr.o.m. 16 mars år 2011. [http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/110225-Principer-for-effektreserven.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/110225-Principer-for-effektreserven.pdf) (2013-01-15).
- Svenska Kraftnät. 2012a. Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2011/2012 och 2012/2013. En rapport till Näringsdepartementet. [http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/120810-Effektbalansen-Rapport.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/120810-Effektbalansen-Rapport.pdf) (2012-11-22).
- Svenska Kraftnät. 2012b. Perspektivplan 2025 – En utvecklingsplan för det svenska stamnätet. Remissutgåva oktober 2012. <http://www.svk.se/PageFiles/52109/Perspektivplan-2025-remissutgava.pdf> (2012-12-18).
- Swedegas. 2013a. Power to gas. [http://www.swedegas.se/gas/smarta\\_energisystem/Power%20to%20Gas/Sa%20fungerar%20det](http://www.swedegas.se/gas/smarta_energisystem/Power%20to%20Gas/Sa%20fungerar%20det) (2013-08-06).
- Swedegas. 2013b. Gaslager Skallen. [http://www.swedegas.se/vara\\_tjanster/tjanster/lagring](http://www.swedegas.se/vara_tjanster/tjanster/lagring) (2013-08-06).
- SweGRIDS. 2013. Swedish Centre for Smart Grids and Energy Storage. <http://www.kth.se/en/ees/omskolan/organisation/centra/swegrids> (2013-01-31).
- Szarka, N., Scholwin, F., Trommler, M., Jacobi, H. F., Eichhorn, M., Ortwein A. & Thrän, D. 2013. A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply. *Energy* (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.12.053> (article in press).
- Söder, L. 2013. På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige. En studie om behovet av reglerkraft. Version 2.0. <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:609917/FULLTEXT01.pdf> (2013-03-24).
- Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. 2011. Vermarktung von Biogasstrom. Marktintegration von Regelenergie aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Freistaat Thüringen, Tyskland. <http://www.biogasportal.info> (2013-04-08).
- Tomic, J. & Kempton, W. 2007. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. *Journal of Power Sources*, 168, 459-468.
- Vattenkraft.info. 2013. Info om svensk vattenkraft. <http://vattenkraft.info/?page=4> (2013-02-01)

- Voumvoulakis, E., Asimakopoulou, G., Danchev, S., Maniatis, G. & Tsakanikas, A. 2012. Large scale integration of intermittent renewable energy sources in the Greek power sector. *Energy Policy*, 50, 161-173.
- Wagner, F. 2012. Features of an electricity supply system based on variable input. IPP-Report 18/1. Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Tyskland.
- Waldheim, L. & Larsson, E. K. 2008. Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport förgasning med gasturbin/motor för kraftvärme. Elforsk rapport 08:78. Elforsk, Stockholm.
- WSP. 2013. Realiserbar biogaspotential i Sverige år 2030 genom rötning och förgasning. WSP, Stockholm. <http://www.energigas.se/publikationer/rapporter> (2013-08-06).
- Østergaard, P. A. 2012. Comparing electricity, heat and biogas storages' impacts on renewable energy integration. *Energy*, 37, 255-262.

#### Personliga meddelanden

Henrik Pagels, driftschef, Karlshamns Kraft AB, 2013-01-07.

Åke Nordberg, forskare, Inst. för energi och teknik, SLU, Uppsala, 2013-04-17.

---

SLU  
Institutionen för energi och teknik  
Box 7032  
750 07 UPPSALA  
Tel. 018-67 10 00  
[www.slu.se/energyandtechnology](http://www.slu.se/energyandtechnology)

SLU  
Department of Energy and Technology  
Box 7032  
S-750 07 UPPSALA  
SWEDEN  
Phone +46 18 671000

---