

Farväl till kärnkraften?

Per Kågeson

© Per Kågeson & Nature Associates

Omslag & redigering: Ann-Marie Lidmark

Tryck: Sjuhäradsbygdens tryckeri AB, Borås 2014

Förlag: Nature Associates, Vintertullstorget 20, 111 43 Stockholm

Nature Associates är ett forsknings- och konsultföretag med inriktning på miljö och folkhälsa. Se mer: www.natureassociates.se

ISBN: 978-91-637-5969-7

Innehåll

	sid
Begrepp och ordförklaringar.....	4
Förord.....	5
1. Inledning.....	7
2. Reaktorsäkerhet.....	15
3. Kärnkraftens avfall.....	33
4. Nya reaktortyper och upparbetning.....	45
5. Elförsörjningssystemets tillförselsida.....	53
6. Framtida efterfrågan på el.....	73
7. Elsystemet och elmarknaden.....	85
8. Kärnkraftens internationella framtid.....	105
9. Villkor för existerande reaktorer i Sverige.....	119
10. Förutsättningar för nya reaktorer.....	131
11. De tre huvudalternativen.....	151
12. Kärnkraftens framtid i Sverige.....	157
Referenser.....	163

Begrepp och ordförklaringar

Aktinider är en serie grundämnen med likartade egenskaper och atomnummer 89-103. De fyra med lägst atomnummer förekommer naturligt, övriga är transuraner.

BWR (Boiling Water Reactor), förkortning för kokarreaktor.

CCS (Carbon Capture and Storage), infångning och förvaring av koldioxid.

Effekt anger den mängd energi som omvandlas per tidsenhet och mäts ofta i watt. Elproduktionskapacitet uttrycks ofta i megawatt (MW) eller om det handlar om stora eller många kraftverk i gigawatt (GW). En GW är lika med 1 000 MW.

Energi anges i enheten kilowattimme (kWh) när det handlar om produktion eller förbrukning av el. 1 000 kWh ger en megawattimme (MWh), en miljon kWh är lika med en gigawattimme (GWh) och en miljard kWh är lika med en terawattimme (TWh).

EU ETS (European Union Emissions Trading System), EU:s system för handel med utsläppsätter.

Halveringstid är den tid det tar för hälften av atomerna av en instabil isotop att sönderfalla i andra ämnen.

IAEA International Atomic Energy Agency, FN:s organ för atomenergi-frågor.

Isotoper är varianter av ett specifikt grundämne med olika antal neutroner och därmed olika massa.

Merit order innebär att kraftproduktionskapacitet tas i bruk (eller kopplas bort) utifrån anläggningarnas rörliga kostnad.

PWR (Pressurized Water Reactor), förkortning för tryckvattenreaktor.

SKB Svensk Kärnbränsle AB, kraftbolagens gemensamma bolag för slutförvaring av kärnavfall.

SSM Strålsäkerhetsmyndigheten.

Transuraner är radioaktiva grundämnen med högre atomnummer än uran (93 och uppåt), uppkommer genom kärnreaktioner.

Förord

Inför folkomröstningen om kärnkraften deltog hundratusentals människor i studiecirklar. Det var ett förhållandevis upplyst folk som gick till valurnorna den 23 mars 1980.

En minoritet av dagens vuxna var röstberättigade 1980. Och åtskilliga som var med har hunnit glömma. Dessutom har kärnkraftens förutsättningar förändrats. Därför behövs förnyad folkbildning kring denna viktiga och kontroversiella fråga.

Kärnkraften är ett komplicerat ämne, men i en demokrati måste man vara beredd att ta ställning i svåra frågor. Alternativet vore att överlämna beslutsfattandet till en liten skara av mer eller mindre självutnämnda experter. Det är inte minst viktigt att opinionsbildare som ledarskribenter, lobbyister och politiker är så väl insatta att de inte riskerar att vilseleda sig själva och andra.

Syftet med denna bok är att så förutsättningslöst som möjligt analysera kärnkraftens roll i vår elförsörjning. Man kan närma sig frågeställningen från många utgångspunkter – tekniska, ekonomiska, etiska – och ingen kan med trovärdighet påstå sig vara expert på allt. Boken är skriven av en systemanalytiker, som beträffande många av bokens frågeställningar dock måste betraktas som lekman. Förhoppningen är att kunna göra en svår materia rimligt tillgänglig för andra lekmän.

Jag vill tacka ett antal experter som hjälpt mig med fackgranskning. Björn Kjellström och Lars G. Larsson granskade ett tidigt utkast till kapitel 2 och den senare har dessutom haft vänligheten att läsa kapitel 4 och 9. Jan Nordling, Lars Strömberg och Bo Normark har lämnat värdefulla synpunkter på kapitlen 5-7 samt 11. Utan dem hade ett antal misstag sannolikt inte upptäckts och korrigerats. För återstående brister och samtliga slutsatser och bedömningar är författaren ensam ansvarig.

Stockholm i slutet av maj 2014

Per Kågeson

1. Inledning

Den österrikiska fysikern Lise Meitner upptäckte 1939 att uran-atomer kan klyvas om man bombarderar deras atomkärnor med fria neutroner. Hon kallade processen fission eller kärnklyvning. Den första tillämpningen ägde rum i slutet av 1942 i Chicago som ett steg i utvecklingen av de två atombomber som sprängdes över Hiroshima och Nagasaki i augusti 1945. Under de närmast följande årtiondena fanns i flera länder en stark koppling mellan militära ambitioner och utveckling av civil kärnkraft. Satsningen på civil kärnkraft tog fart efter 1955 då president Eisenhower lanserade programmet "Atoms for Peace" i syfte att stimulera en sådan utveckling i det egna landet och andra västländer.

Under 1950- och 60-talen byggdes ett betydande antal forskningsreaktorer och små elproducerande anläggningar. Baserat på erfarenheterna av första generationens reaktorer genomfördes under 1970- och 80-talen en omfattande satsning på stora kraftproducerande reaktorer i främst Nordamerika, Europa, Sovjetunionen och Japan. Utbyggnaden var så stor att mättnadstendenser uppstod när efterfrågan på el inte fortsatte att växa i samma snabba takt som på 1960-talet. Reaktorhaverierna i Three Mile Island (1979) och Tjernobyl (1986) bidrog tillsammans med stigande kostnader till ett avtagande intresse för ytterligare investeringar i kärnkraft. Efter 1985 har bara ett fåtal reaktorer tillkommit i de demokratiska industriländerna. Satsningen på ny kärnkraft har istället förskjutits till länder som Ryssland, Indien, Sydkorea och Kina.

Våren 2014 fanns 441 kärnreaktorer för kommersiell produktion av el. Det är något färre än för tio år sedan, men de nya reaktorerna är större än de som stängts. Totalt har 149 kommersiella reaktorer hittills avvecklats.¹ Av de återstående är Japans 50 reaktorer tills vidare stängda. I USA finns 104 reaktorer och i Kanada 19. Inom

¹ <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ShutdownReactorsByCountry.aspx>

EU har 132 reaktorer drifttillstånd. De finns i Frankrike (58), Storbritannien (16), Sverige (10), Tyskland (9), Spanien (8), Belgien (7), Tjeckien (6), Finland (4), Ungern (4), Slovakien (4), Bulgarien (2), Rumänien (2), Nederländerna (1) och Slovenien (1). I övriga Europa har Ryssland 33 kärnreaktorer, Ukraina 15 och Schweiz 5. Sydkorea har 23 reaktorer, Indien 21 och Kina 20. Därutöver finns tre reaktorer i Pakistan samt två i vardera Mexiko, Brasilien, Argentina och Sydafrika och en i vardera Armenien och Iran.² Enligt IAEA är 72 reaktorer under byggnad varav 28 i Kina. Inom EU byggs bara fyra nya reaktorer och i Nordamerika fem.³

Kärnkraften står för drygt 11 procent av den globala kraftproduktionen. Den totalt installerade produktionskapaciteteten och den faktiska elproduktionen i världens kärnkraftverk nådde båda en topp år 2010 med respektive 375 GWe och 2 630 TWh.

Nästan alla reaktorer i Nordamerika och Europa togs i bruk före 1990 och medelåldern hos dem ligger nu kring 30 år. Bland de reaktorer som stängts till följd av hög ålder, skador eller dålig lönsamhet finns 88 i Europeiska Unionen och 38 i USA och Kanada.

Kärnkraftens roll i Sveriges elförsörjning

I Sverige fattade riksdagen 1956 de avgörande besluten om en stor satsning på kärnkraften efter rekordsnabb och mycket ofullständig utredning (Atomenergiutredningen, SOU 1956:11) och utan någon mera ingående ekonomisk analys. Några år tidigare hade 1951 års bränsleutredning i ett delbetänkande (SOU 1951:32) redovisat möjligheter till en omfattande satsning på effektivisering, värmepumpar, inhemska bränslen och möjligen även vindkraft i syfte att förbättra landets energiförsörjningsläge. Men dessa tankar övergavs eller tonades ner i utredningens slutbetänkande som lämpligt nog försågs med titeln "Bränsleförsörjningen i atomåldern" (SOU 1956:46).

² <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/NuclearShareofElectricityGeneration.aspx>

³ <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>

Sverige satsade initialt på tungvatten som reaktorkylmedium i syfte att hålla dörren öppen för egna kärnvapen, en linje som övergavs i slutet av 1960-talet. Inom ramen för detta program byggdes Ågestareaktorn, placerad i ett bergrum i södra Stockholm och utnyttjad för kraftvärmeproduktion under åren 1964-74. Tungvattenlinjen ledde också till uppförande av en reaktor i Marviken utanför Norrköping som av säkerhetsskäl dock aldrig togs i bruk.

Från slutet av 1960-talet övergick staten och övriga intressenter helt till en satsning på lättvattenreaktorer. Totalt byggdes tolv reaktorer på fyra platser (se tabell 1), men ännu i början av 1970-talet planerades för 24 reaktorer till 1990. Som underlag för beslut om denna massiva satsning fabricerades en rad fantasifulla elprognoser. Energiprognotredningen spådde 1974 att oljeanvändningen skulle fördubblas till år 2000 och elförbrukningen antogs i ett högalternativ uppgå till 261-346 TWh vid sekelskiftet, medan elförbrukningen i lägre alternativ antogs stanna på 177-239 TWh.⁴ Bland överdrifterna fanns ett antagande om att gatu- och vägbelysningens elförbrukning skulle öka till 18 TWh. För detta ändamål förbrukades 2012 knappt 0,7 TWh med möjligheter till fortsatt effektivisering i form av byte till snålare armaturer.

Kring 1970 började kritik mot bristfällig kärnsäkerhet märkas, främst i USA och några år senare i länder som Storbritannien, Sverige och Tyskland. I Sverige ledde konflikten till regeringen Fälldins avgång 1978 och efter härdsområdet i Three Mile Island till beslut om folkomröstning. Den ägde rum den 23 mars 1980 med tre konkurrerande röstsedlar varav de från Linje 1 och Linje 2 var i stort sett identiska. Efter seger för ja-sidan beslutade riksdagen att högst tolv reaktorer skulle få färdigställas och tas i drift. Baserat på deras förväntade tekniska livslängd, som bedömdes vara 25 år, bestämdes att den sista skulle stängas 2010. Mot detta reserverade sig moderaterna.

Efter mycket vacklande fattade riksdagen beslut om avveckling av de båda reaktorerna i Barsebäck, vilka prioriterades till följd av

⁴ Elförbrukningen uppgick vid sekelskiftet till 146,6 TWh (inklusive förluster) och samtidigt hade oljeanvändningen minskat från 332 TWh 1976 till 204 TWh år 2000.

Tabell 1.*Installerad effekt i svenska reaktorer vid driftstart och våren 2014.⁵*

Reaktor	Reaktor- typ	Drifttid	Installerad elektrisk effekt, MW		
			Vid start	2014	Planerad höjning
Oskarshamn 1	BWR	1971-	440	473	-
Oskarshamn 2	BWR	1974-	595	638	850
Oskarshamn 3	BWR	1985-	1060	1400*	-
Barsebäck 1	BWR	1975-1999	580	0	-
Barsebäck 2	BWR	1977-2005	580	0	-
Ringhals 1	BWR	1976-	750	878	-
Ringhals 2	PWR	1975-	785	865**	-
Ringhals 3	PWR	1981-	915	1063	-
Ringhals 4	PWR	1983-	915	940	1115
Forsmark 1	BWR	1981-	900	984	1120
Forsmark 2	BWR	1981-	900	1120	-
Forsmark 3	BWR	1985-	1050	1170	Framflyttad
Totalt			9470	9531	

Källa: SSM (2014-05-09)

* 1 360 ME till revisionsavställning 2014.

** 807 till revisionsavställning 2015.

geografiskt läge och danska önskemål om stängning. Driften av B1 upphörde 1999 och B2 stängdes 2005. Någon ytterligare avveckling har inte genomförts och 2010 hade Sverige räknat per capita mer installerad reaktoreffekt än något annat land på jorden.⁶ Som framgår av tabell 1 var den installerade effekten i de återstående 10

⁵ Siffrorna i tabellen bör inte betraktas som exakta. Den för olika reaktorer angivna nettoeffekten varierar en aning mellan olika källor till följd av skilda antaganden om exakt verkningsgrad som bl.a. beror på yttre faktorer som vattentemperatur.

⁶ Frankrike har dock ett högre procentuellt beroende av el från kärnreaktorer (ca 70 %) men förhållandet att den franska elförbrukningen per capita är mycket lägre än den svenska förklarar varför Sverige trots detta har högre installerad effekt per invånare.

reaktorerna lika stor som effekten hos de tolv reaktorer som var i bruk 1985. Det blev följden av effekthöjande åtgärder som successivt godkänts av säkerhetsmyndigheterna och regeringen. Som också framgår av tabellen finns planer på ytterligare effekthöjningar i några av reaktorerna. Sverige är troligen den kärnkraftsnation som tillåtit störst effekthöjningar.

Under första halvan av 1980-talet togs omkring 6 000 MW ny kärnkraft i bruk vilket medförde ett betydande produktionsöverskott som bara kunde hanteras genom en omfattande satsning på elvärme, bl.a. i fjärrvärmecentraler. Kärnkraft som ersatte olja för värme- och elproduktion stod för ca två tredjedelar av den reduktion av de svenska utsläppen av koldioxid med 40 procent som ägde rum mellan 1970 och 1990. Under de senaste 20 åren har en stor del av den direkta elvärmens avvecklats och ersätts av värmepumpar varvid utrymme skapats för annan elanvändning. Idag svarar kärnkraften under ett normalår för 40-45 procent av den svenska kraftproduktionen.

På alliansregeringens förslag fattade riksdagen 2012 beslut om att tillåta utbyggnad av nya reaktorer i Sverige. De måste enligt beslutet ersätta befintliga reaktorer och får inte uppföras med stöd av subventioner. Vattenfall har inlämnat en ansökan om att få ersätta en befintlig reaktor men utan att precisera var den ska byggas eller vilken typ av reaktor det kan bli fråga om. Företaget har således ännu inte fattat något beslut om utbyggnad.

Kärnkraftens framtid

För några år sedan talades allmänt om möjligheten av en renässans för kärnkraften som i många ögon framstod som ett möjligt alternativ vid stigande oljepriser. Ökad oro för höga utsläpp av växthusgaser från koleldad kraftproduktion bidrog också. Men växande kostnader för nya reaktorer har i kombination med sjunkande kostnader för konkurrerande kraftslag sedan dess gjort såväl investerarna som flera regeringar tveksamma. Till detta har förstås också olyckan i Fukushima bidragit.

Den pågående utbyggnaden av nya reaktorer domineras av Kina (28), Ryssland (10) och Indien (6).⁷ Enstaka reaktorer är under uppförande i andra länder, bland dem Frankrike, Finland, Slovakien, USA, Japan, Ukraina och Förenade Arabemiraten. I Europa planeras därutöver nya reaktorer i Ungern, Tjeckien, Litauen, Nederländerna, Rumänien, Polen och Storbritannien, men osäkerheten om de kommer att byggas är i flera fall stor.

Med tanke på den höga medelåldern hos de anläggningar som är i drift och den långa ledtiden för utbyggnad av ny kapacitet förefaller det sannolikt att många fler reaktorer kommer att skrotas under de närmaste 15-20 åren än vad som tillkommer genom nybyggnation.

Vad som talar mot att ersätta gamla reaktorer med nya är främst att de skärpta säkerhetskraven varit så kostnadsdrivande att det ekonomiska utrymmet för alternativa åtgärder som energieffektivisering och förnybar kraftproduktion ökat. Därtill kommer att det jämfört med tidigare blivit svårare att motivera mycket stora investeringar i ny kärnkraft, eftersom dagens avreglerade elmarknader medför att konkurrens från vind- och solkraft dämpar spotpriserna under delar av året. Skärpt konkurrenslagstiftning och förbud mot omfattande statsstöd bidrar också till ökad försiktighet från investerarnas sida.

För ny kärnkraft talar främst att produktionsbortfallet till följd av stängning av gamla reaktorer blir stort och att efterfrågan på el från nya användningsområden som vägtrafiken förväntas öka. Ett annat potentiellt motiv för utbyggnad kan vara problem med att tillgodose behovet av baskraft under perioder med låg produktion i vind- och solkraftverk.

Ett svenskt ställningstagande

Sverige står inom kort inför ett nytt kärnkraftsvägsval. Att bygga nya reaktorer tar ca tio år räknat från beslut till driftfärdig anläggning. De återstående tio reaktorerna kommer, om de fortfarande är i

⁷ <http://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>

drift år 2030, att vara mellan 45 och 59 år gamla. I fråga om ny kärnkraft är opinionen splittrad och någon större enighet förefaller varken finnas mellan de politiska blocken eller inom dem. Man kan föreställa sig att detta leder till att en eventuell ny regering efter 2014 års val kommer att känna sig tvungen att låta en ny energikommission ta fram underlag för ett nytt beslut.

Kärnkraftsfrågan är både tekniskt och ekonomiskt komplicerad. För att få underlag för ett självständigt ställningstagande behöver såväl medborgare som politiker egen kunskap om säkerhetsproblemen och möjligheterna att lösa dem. De behöver också förstå kärnkraftens potentiella roll i ett avreglerat elförsörjningssystem med betydande bidrag från intermittent kraftproduktion i form av solceller och vindkraft. En komplicerande faktor vid studium av förutsättningarna är att Sverige blir allt mer integrerat i det europeiska kraftsystemet. Hänsyn måste därför tas till vad som sker i grannländerna och till hur efterfrågan på reglerkraft för att kompensera variationen hos den intermittenta produktionen ska hanteras.

2. Reaktorsäkerhet

De äldsta av de återstående tio svenska reaktorerna lämnade ritbordet för mer än 40 år sedan. De representerar design och teknikval som inte accepteras i nya kärnkraftverk. Tre förhållanden kan medverka till uppkomsten av allvarliga tillbud; bristfällig teknik, åldrande material och dålig säkerhetskultur. I kombination kan de vara förödande.

Lättvattenreaktorer

Dagens kärnkraft domineras av lättvattenreaktorer som i sin tur delas in i kokarreaktorer och tryckvattenreaktorer. Men det förekommer också andra reaktortyper.

Lättvattenreaktorernas bränsle består av små kulsar av urandi-oxid som ligger staplade på varandra i långa kapslingsrör av en zirkoniumlegering. De långa bränslestavarna är i sin tur sammansatta i knippen som bildar bränsleelement. Mellan bränsleelementen finns styrstavar med vars hjälp man reglerar neutronflödet och därmed effekten. Vid ett snabbstopp används ett hydrauliskt system för snabb inskjutning av styrstavarna.

Härden (summan av alla bränsleelement) är placerat i ett reaktorkärl av stål som i sin tur befinner sig i en tryckbärande och gastät inneslutning som består av en kraftig betongvägg i vilken en stålplåt finns ingjuten.

Reaktorerna är försedda med en rad säkerhetssystem. Dit hör nödkylsystemen, vars konstruktion skiljer sig mellan olika reaktortyper, och stängbara skalventiler i alla ledningar som passerar genom inneslutningen. Vidare finns system för hjälpkraft så att pumpar och andra vitala system kan användas även efter ett komplett nätbortfall.

Även efter ett snabbstopp måste härden kylas, eftersom klyvningsprodukternas fortsatta sönderfall genererar värme som utan kylning skulle få bränslet att smälta. Resteffekten i gammalt

bränsle (som är moget för utbyte) uppgår en timme efter avställning till cirka 1,4 procent av effekten vid full drift. Det innebär för en reaktor med 1 000 MW elektrisk effekt (och ca 3 000 MW termisk) att resteffekten efter en timme ligger på 42 MW. Efter ett dygn är värmeutvecklingen 0,6 procent av den ursprungliga och efter tio dygn cirka 0,3 procent. Det räcker för att vid utebliven kylning förånga vattnet så att bränslet till slut börjar smälta.

Kokarreaktorer

Kokarreaktorn (BWR efter engelskans Boiling Water Reactor) kokar vatten till ånga under högt tryck. Ångan leds via turbinen (som driver generatoren) till kondensorn där den kyls till vatten som matas tillbaka till reaktorn via pumpar i ett antal huvudcirkulationskretsar. Inneslutningen är fylld med kvävgas som ska förhindra vätgas att explodera efter ett haveri. Vätgas kan bildas genom reaktion mellan smältande zirkonium och vattenånga.

Tryckvattenreaktorer

I tryckvattenreaktorn (PWR efter Pressurized Water Reactor) är trycket så högt att vattnet i primärkretsen inte kokar trots att det upphetas till 320° C. Det heta vattnet används som värmekälla i en ånggenerator i vilken sekundärkretsens vatten kokar till ånga som sedan driver turbin och generator. PWR-systemet innehåller också en tryckhållningstank som står i förbindelse med primärkretsen. Genom att reglera tankens tryck och temperatur kan man säkerställa att trycket i primärkretsen hålls på sådan nivå att vattnet inte börjar koka.

Aktiviteten hos utbränt kärnbränsle

Det kan vara intressant att jämföra radioaktiviteten i kärnen i en stor reaktor med den aktivitet som frigörs vid en atombombsprängning. Hiroshimabombens strålning uppgick en minut efter explosionen till ungefär tusen miljarder curie, medan aktiviteten hos en reaktor med 3 000 MW termisk effekt uppgår till i storleksordningen tolv miljarder curie. Reaktorns aktivitet är således bara

en dryg procent av bombens strax efter explosionen. Men medan merparten av bombens aktivitet snabbt förklingar till följd av korta halveringstider hos isotoperna bygger driften av reaktorn upp förhållandevis stora mängder långlivade ämnen. Redan några timmar efter avstängning respektive explosion innehåller reaktorn mer aktivitet än resterna av bomben (Lindell & Löfveberg, 1972).

Bränslets förhållandevis stora innehåll av långlivade isotoper utgör en potentiell risk. Om härden till följd av otillräcklig kylning smälter och brand eller explosioner sprider långlivade isotoper utanför anläggningen kan det leda till långvarig kontaminering av mark, främst i närområdet. Halveringstiden hos radioaktiva isotoper som cesium-137 och strontium-90 är 30 respektive 28 år. Först efter cirka 20 halveringstider kan man bortse från den återstående aktiviteten.

Det är inte bara härden som innehåller utbränt kärnbränsle. Vanligen finns i kraftverket också en bassäng till vilken man vid bränslebyte flyttar de begagnade bränsleelementen. De innehåller stora mängder aktivitet och måste förvaras i bassängen i avvaktan på att resteffekten ska gå ner så mycket att de kan kylas med luft. Man måste således säkerställa att även bränslebassängens innehåll kylv efter en initial olycka som kan ha skadat bassängen eller lett till avbrott i anläggningens strömförsörjning.

Grundläggande säkerhetsfilosofi

Tillståndsprocessen för att anlägga kärnkraftverk skiljer sig mellan olika länder. De ansvariga myndigheterna kräver dock alltid en detaljerad analys som visar säkerhetsmarginalerna vid störningar som kan inträffa under normal drift samt hur risken för haverier ska minimeras och konsekvenserna av en inträffad olycka begränsas.

Man utgår vanligen från vissa konstruktionsstyrande haverier som reaktorns säkerhetssystem ska klara utan allvarliga konsekvenser. Särskild stor vikt läggs vid händelseförlopp som kan leda till förlust av kylmedel i härden. För en tryckvattenreaktor kan det konstruktionsstyrande haveriet vara att ett dubbelsidigt brott (så kallat giljotinbrott) inträffar på en utloppsledning från reaktortan-

ken samtidigt som anläggningen drabbas av ett totalt bortfall av yttre kraft. I en kokarreaktor med extern cirkulation (se nedan) är ett brott på en cirkulationsledning omedelbart intill reaktortanken ett konstruktionsstyrande haveri.

Brott på reaktortanken är en händelse vilken nödkylsystem och konsekvenslindrande system inte är konstruerade att klara av. Det finns alltså en ”restrisk”.

I syfte att reducera sannolikheten för felfunktion är många av säkerhetssystemen dubblerade (redundanta) och i viss mån används också system av olika konstruktion för att minska risken för systematiska fel som kan drabba all utrustning av en viss typ. Denna filosofi gäller exempelvis för snabbstoppsystemen, nödkylningen och hjälpkraftsystemen.

De svenska reaktorerna försågs efter olyckan i Three Mile Island 1979 med stora vattenfyllda haverifilter till vilka ånga och radioaktiva partiklar kan ledas efter en härdskada. Det sker genom att det stegrade ångtrycket i inneslutningen får ett sprängbleck att brista så att ångan kan ledas till filtret. Utan denna säkerhetsventil skulle ett ökat tryck kunna leda till att inneslutningen skadas och att radioaktivt material okontrollerat når omgivningen.

Olika reaktorgenerationer

Internationellt talar man inom branschen om tre reaktorgenerationer och räknar då småskaliga reaktorer uppförda på 1950- och 60-talen som den första generationen. I Sverige delas kokarreaktorerna ibland in i tre åldersgrupper: I) Oskarshamn 1 och Ringhals 1, II) Barsebäck 1 och 2 samt Oskarshamn 2, III) Forsmark 1, 2 och 3 samt Oskarshamn 3. Bland viktiga negativa skillnader mellan de äldsta och de nyaste svenska kokarreaktorerna märks:

- Yttre huvudcirkulationskretsar
- Reaktortankens nedre del omöjlig att inspektera (Oskarshamn 1)
- Blandmaterial i svetsar, större risk för spänningskorrosion
- Inte lika långt driven redundans, funktionsuppdelning och fysisk separation

Delvis uppvägs dessa skillnader av åtgärder som vidtagits på de äldre reaktorerna sedan de fick sina tillstånd. Skillnaden är till exempel numera liten när det gäller elsystemen. Helt nya BWR utomlands skiljer sig dock från Oskarshamn 3 och Forsmark 3 bl.a. genom delvis andra materialval samt genom kraftigare inneslutning och "härdfångare", medan nya PWR skiljer sig från de tre tryckvattenreaktorerna i Ringhals genom kraftigare inneslutning, bättre ånggeneratorer och härdfångare.

De äldsta svenska kokarreaktorerna (Barsebäck 1 och 2, Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1) har utvändiga huvudcirkulationskretsar. Det innebär att huvudcirkulationen, som ska hålla härden vattentäckt, sker underifrån genom grova rör som är förlagda utvändigt om reaktortanken. Ett eventuellt utmattningsbrott på ett sådant rör kan medföra ett hastigt tryckfall som gör att vattnet i reaktorn snabbt förångas. Eftersom skadan finns i anslutning till reaktortankens botten går det inte att på nytt fylla tanken med vatten. Istället måste man förlita sig på att nödkylningens hårdstrilar har så hög kapacitet och precision att vatten kontinuerligt når mellanrummen mellan härdens alla bränslestavar. Att testa detta under realistiska omständigheter är inte möjligt utan man måste förlita sig på teoretiska beräkningar. Om nödkylningen inte fungerar perfekt kan hettan deformera delar av härden och göra det ännu svårare att kyla den. Ett sådant förlopp kan vara första steget mot en partiell eller total härds smälta.

Senare kokarreaktorer som Oskarshamn 3 och reaktorerna i Forsmark har interna huvudcirkulationspumpar som förlagts invändigt så att de skyddas av reaktortanken. Rörbrott får under sådana omständigheter inte lika allvarliga och omedelbara konsekvenser.

Inträffade olyckor och incidenter

Den första generationens reaktorer bestod av de små och med dagens mått ofta primitiva aggregat som uppfördes under 1950- och 60-talen. Flera allvarliga incidenter, inklusive bränder och olyckor med omkomna bland personalen, inträffade i reaktorer under denna tid. Flertalet av dem orsakades av felmanövrer.

Utöver ett antal allvarliga incidenter har under de senaste årtiondena tre omfattande haverier inträffat i stora civila kärnkraftverk: Three Mile Island 1979, Tjernobyl 1986 och Fukushima 2011.

Three Mile Island

Kärnkraftverket Three Mile Island (TMI) ligger på en ö i floden Susquehanna cirka 15 kilometer från Harrisburg i Pennsylvania och består av två tryckvattenreaktorer. Natten till den 28 mars 1979 havererade TMI 2 sedan personalen feltolkat tillståndet i primärkretsen och vidtagit flera åtgärder som förvärrade situationen.

Olycksförloppet inleddes med ett missöde vid arbete på sekundärkretsens reningssystem som ledde till stopp i de matarvattenpumpar som förser ånggeneratorerna med vatten. Till följd av en felställd ventil fungerade inte hjälpmatarvattensystemet i det uppkomna läget. Felen utlöste stopp av ångturbinen och sedan snabbstopp av reaktorn. En avblåsningsventil på tryckhållningstankens topp öppnades för att blåsa av ett tillfälligt övertryck i primärsystemet. När trycket kort därefter återgått till normalt värde fick ventilen signal att stänga men fastnade i öppet läge. Detta upptäcktes inte av personalen utan vattenånga fortsatte att strömma ut.

Den öppna ventilen medförde att vattnet i reaktorn började koka, något som normalt inte ska förekomma i en tryckvattenreaktors primärkrets. Operatörerna drog i detta skede felaktigt slutsatsen att normal nivå i tryckhållningstanken innebar att även härden var täckt av vatten. För att inte överfylla systemet ströp de tillflödet av vatten samtidigt som vattenånga fortsatte att läcka ut genom den öppna ventilen. Efter omkring en timme och fyrtio minuter hade man förlorat så mycket vatten att härden började koka torr. När operatörerna till sist upptäckte problemet med den öppna ventilen hade den centrala delen av härden rasat samman.

Bränsleskadorna orsakade förhållandevis små utsläpp inom anläggningen och så småningom genom kontrollerad ventilation ut i det fria. Den aktivitet som lämnade reaktorbyggnaden motsvarade lite mer än det normala utsläppet under ett års drift.

Myndigheterna hade dålig överblick och otillräcklig förståelse av det som skedde, vilket föranledde dem att förordna evakuering av småbarn och gravida kvinnor, något som ledde till en närmast panikartad utrymning av delar av närområdet.

Upprensningen av TMI 2 tog mer än fem år och anläggningen står sedan dess oanvänd, medan driften av TMI 1 fortsätter.

Tjernobyl

Tjernobyl är beläget norr om Kiev i Ukraina. Olyckan i Tjernobyls fjärde block inträffade natten till den 26 april 1986. Reaktorn var en högtrycksreaktor av kanaltyp (RBMK) i vilken varje bränsleelement omges av en trycktub där vatten pumpas in för att förångas. Trycktuberna är omgivna av grafit som fungerar som moderator. En nackdel med denna konstruktion är att låg effekt medför att reaktorn blir instabil. I ett sådant läge medför en ökning av effekten att ånghalten stiger, vilket i sin tur skapar ytterligare effektökning och så vidare.

Upprinnelsen till olyckan var ett test där operatörerna ville studera om turbinen kunde användas för att leverera ström vid ett plötsligt bortfall av den externa strömförsörjningen. Inför detta test hade flera säkerhetssystem i strid med gällande bestämmelser medvetet kopplats bort. Under experimentet uppstod elbrist i kraftförsörjningssystemet vilket ledde till att kraftverket fick order om att uppta normal produktion.

Vid återstarten av reaktorn var halten av xenon-135 (som absorberar neutroner) för hög, men det struntade personalen i trots att en reaktor inte får återstartas förrän halten blivit tillräckligt låg. För att trots den höga halten kunna höja effekten drog man ut styrstavarna mer än tillåtet vilket gjorde att reaktorn hamnade i ett mycket instabilt driftsläge. Reaktorn skenade, kylvatten förångades och effekten stegrades tills två plötsliga ångexplosioner förstörde reaktorn och sprängde byggnadens tak. Grafitmoderatorn fattade eld och hettan förde radioaktivt material till hög höjd varifrån det med vindarna spreds över Europa. Branden pågick i över en vecka.

Man har efteråt beräknat att cirka 30 procent av reaktorns 190 ton bränsle spreds i byggnaden samt i anläggningens omedelbara närhet, medan 1-2 procent spreds i atmosfären tillsammans med gasformiga klyvningsprodukter. Över 70 procent av cesiumnedfallet hamnade i Ukraina, Vitryssland och Ryssland. I Sverige drabbades särskilt Gävletrakten, Sundsvallsområdet och Västerbottensfjällen där regn medförde högre deposition av radioaktivt material än i andra delar av landet.

Flera beräkningar har gjorts av olyckans medicinska effekter. Oenigheten om omfattningen av katastrofen är stor. WHO (2006) anger att färre än 50 personer omkom som en direkt följd av olyckan, Det totala antalet dödsfall, inklusive framtida fall orsakade av cancer, uppskattas komma att hamna kring 4 000 inom den mest exponerade gruppen samt 5 000 i övriga delar av Ukraina, Vitryssland och Ryssland. Andra studier, t.ex. Cardis et al (2006), ger något högre siffror.

Osäkerheten gäller väsentligen frågan om vilken effekt på sjukdom och dödlighet som mycket låga doser av strålning har och i vilken grad man kan extrapolera från kända effekter av höga doser. Epidemiologiska studier är i detta sammanhang av begränsad hjälp, eftersom effekterna av utsläppet från Tjernobyl spreds över så stora populationer att de är svåra att särskilja från andra orsaker till cancer. En kraftigt ökad frekvens av sköldkörtelcancer hos ungdomar har dock kunnat knytas till utsläppet från Tjernobyl.

Enligt GEA (2012) motsvarar 16 000 uppskattade dödsfall till följd av Tjernobyl mindre än två cancerdödsfall per GW-år av totalt producerad kärnkraft, vilket ger en mindre risk än effekterna av utsläpp av hälsovådliga ämnen från koleldade kraftverk. En viktig skillnad är dock att kärnkraftolyckan gjorde att ca 200 000 människor permanent fick lämna sina hem.

I syfte att hindra fortsatt spridning av radioaktivitet göts i november 1986 hela reaktorn in i en sarkofag bestående av 250 000 ton betong. Betongen har nu börjat spricka och därför ska en ny sarkofag uppföras med stöd av EU och USA. Sammanlagt elva

reaktorer av typen RBMK finns fortfarande i drift i de ryska kärnkraftverken Kursk, Leningrad och Smolensk.

Fukushima

I det japanska kärnkraftverket Fukushima Dai-ichi inträffade en serie haverier efter en jordbävning som drabbade landet den 11 mars 2011 och följdes av en tsunami. Vid tillfället var tre av anläggningens sex kokarreaktorer i drift. De snabbstoppades när jordbävningen med magnitud 8,9–9,1 på richterskalan slog ut det yttre elnätet. En knapp timme senare följde tsunamins 14 meter höga våg som slog ut aggregatens reservgeneratorer. Därefter återstod endast el från batterier, vilka efter en knapp timme upphörde att fungera i block 1 och 2 och ett och ett halvt dygn senare även i block 3. Därmed upphörde kylningen av både reaktorhärddar och bränslebassänger, vilket efter hand ledde till partiella härdsmltor, vätgasexplosioner och utsläpp av radioaktiva ämnen.

Reaktorhallarna i block 1, 3 och 4 ödelades och den i block 2 skadades allvarligt. Till slut torrkokade även det använda kärnbränsle som lagrats i öppna bassänger i närheten av reaktorerna. Det var dessa bassänger som man försökte fylla genom vattenbombning från luften. Försöken att få kontroll över förloppet pågick under tre veckor och kantades av en rad felbedömningar och misslyckanden.

Man kan efteråt konstatera att kylningen inledningsvis fungerade, vilket gjorde att resteffekten hunnit sjunka betydligt innan den upphörde och bränslet till slut torrlades. Effekterna på omgivningen blev ändå omfattande. Den japanska kärnsäkerhetsmyndigheten beräknar att olyckan ledde till utsläpp motsvarande ca 15 procent av den totala beräknade utsläppsmängden från haveriet i Tjernobyl.⁸

Beräkningar av det troliga antalet framtida dödsfall saknas ännu. Mer än 130 000 människor har varaktigt tvingats lämna en evakueringszon som sträcker sig 20 kilometer från kärnkraftverket samt

⁸ Strålsäkert 2-3 2011.

några mindre områden på större avstånd som också drabbats hårt. Grödor och fisk från ett stort område måste kontrolleras under lång tid. Kostnaderna för detta och den sanering som enligt de japanska myndigheterna kan ta över 40 år⁹ kommer att uppgå till hundratal miljarder kronor. Greenpeace (2012) hävdar det kan komma att handla om 500-650 miljarder dollar.

I ett "worst-case scenario", baserad på annan vindriktning, kom den japanska atomenergikommissionen, enligt the Economist (2012), till slutsatsen att utvecklingen i Fukushima kunde ha lett till en situation där befolkningen i mångmiljonstaden Tokyo antingen hade behövt evakueras eller tvingats stanna inomhus.

I början av 2014 var samtliga 50 kvarvarande japanska reaktorer fortfarande ur drift till följd av olyckan och på grund av farhågor om att de kanske inte klarar framtida jordbävningar. Bortfallet motsvarar cirka 30 procent av landets elproduktion.

En reflektion

Som framgått ovan har härdsmltor inträffat vid tre tillfällen, men inte i något fall har smältan orsakats av reaktorns konstruktionsstyrande haveri (större rörbrott). Det visar på svårigheterna att i tillståndsgivningen fånga upp alla händelseförlopp som kan resultera i en härdsmlta. Kärnkraftens inneboende dilemma är att värmeutvecklingen fortsätter även sedan kärnklyvningen stoppats och på en nivå som kräver att kylning säkerställs under lång tid. Detta problem kan inte elimineras.

Incidenter i svenska reaktorer

Flera incidenter har inträffat i svenska kärnkraftverk. Den allvarligaste på senare tid inträffade i Forsmark i juli 2006. Vid ett underhållsarbete ledde en felaktig arbetsrutin till att det yttre ställverket till Forsmark 1 inte jordades, vilket ledde till kortslutning när strömmen slogs på. Spänningstransienter fortplantades genom kraftverkets elsystem och slog ut ett flertal viktiga säkerhetssystem,

⁹ Dagens Nyheter 2013-09-03.

datorer och mätinstrument. Reaktorn snabbstoppade efter cirka 30 sekunder, men två av de fyra dieselgeneratorer som ska säkra kraftverkets egenförsörjning med el efter ett nätbortfall startade inte. Eftersom flera viktiga mätinstrument var utslagna eller inte fungerade tillförlitligt fick personalen ofullständig information om bland annat vattennivån i reaktorn. Först efter 23 minuter startades de två återstående generatorerna manuellt. Då hade vattnet i reaktorn sjunkit till cirka hälften av normal nivå och täckte nätt och jämnt härden.

Reaktorns inneslutning var också försvagad genom att en del skalventiler förblev i öppet läge. De flesta av felen berodde på att det batterisäkrade nätet hade överspänningsskydd som skyddade komponenten i stället för funktionen. Denna felkälla fanns inte 1980 när reaktorn togs i drift utan tillkom i samband en modernisering under 1990-talet. Samma brist fanns på Forsmark 2 och även på flera utländska reaktorer.¹⁰

Elhaveriet i Forsmark betecknades av Kärnkraftinspektionen som en tvåa (händelse) på den sjugradiga internationella skalan för kärnkraftshändelser, The International Nuclear Event Scale (INES), men den borde kanske ha noterats som en trea (allvarlig händelse). Som jämförelse graderades Harrisburgolyckan som en femma, och Tjernobyl och Fukushima som sjuor.

Den mänskliga faktorn

Flera av de olyckor och incidenter som redovisats ovan visar hur det komplicerade samspelet mellan människa och maskin kan skapa farliga situationer. I Three Mile Island dröjde det flera dagar innan personalen och experterna från amerikanska kärnkraftsinpektionen till fullo förstod vad som hänt och i Fukushima var detta problem ännu större.

I Sverige finns flera exempel från de senaste åren på hur personalen glömt att utföra delar av säkerhetsrutinen i samband med återstart av reaktorer. Den mänskliga faktorn har också ställt till

¹⁰ Ny Teknik 23/3 2011.

problem vid servicearbeten. Vid ett tillfälle monterades sprängbleck i en av de svenska reaktorerna bakvänt vilket inte upptäcktes förrän efter lång tid.

Ett i tiden näraliggande exempel på den mänskliga faktorns roll är den brand som den 10 maj 2011 utbröt i en kvarlämnad våtdammsugare i Ringhals 2. Eftersom branden ägde rum i inneslutningen kontaminerades den av sot och partiklar. Rengöringen, som blev komplicerad, kostade ägarna cirka 2 miljarder kronor i utebliven produktion! Under rengöringen upptäcktes dessutom rester från svetsarbeten inne i ett rör i sprinklersystemet till reaktorinneslutningen. De hade legat där i över 20 år och hade i ett nödläge kunnat blockera delar av sprinklersystemet. Vid fortsatt kontroll hittades även svetsrester i sprinklersystemet till reaktor 4.¹¹

Orsaken till branden var att bolaget ville tidigarelägga driftstarten med två dygn. Därför beslöt man göra en täthetsprovning av inneslutningen innan alla arbeten avslutats. Ansvarig personal lämnade kvar dammsugaren och annan utrustning trots att inneslutningen borde varit tömd på sådant när täthetsprovningen genomfördes.

Mänskliga felbedömningar i konstruktionsskedet kan också äventyra säkerheten. Vid återstart av Barsebäck 2 efter bränslebyte och underhåll inträffade i juli 1992 en friblåsning av ånga från reaktorn till inneslutningen via en säkerhetsventil. Detta ledde dels till snabbstopp av reaktorn, dels till att cirka 200 kilo isolermaterial från ångledningar och andra rör i reaktorinneslutningen slets loss av ångstrålarna och satte igen silar i nödkylsystemet. Händelsen ledde till att Barsebäck 2 och flera andra reaktorer med samma konstruktion måste stängas i några månader för översyn och byte av den befintliga rörisoleringen mot metallisolering. Om händelsen istället hade inträffat i ett akut olycksskede skulle den kunnat få allvarliga följder för nödkylsystemets funktion.

¹¹ Dagens Industri 27/10 2011.

Låg tillgänglighet och många oplanerade snabbstopp

En reaktors tillgänglighet är ett mått på hur stor del av årets timmar som den kunnat leverera el till nätet. Under senare år har de svenska reaktorerna uppvisat lägre tillgänglighet än genomsnittet för världen och skillnaden mellan de olika svenska reaktorerna har varit stor. Under 1996–2006 låg utnyttjandet i genomsnitt på 93,8 procent i Finland, medan reaktorerna i Sverige i genomsnitt bara användes 80,8 procent av tiden. Skillnaden motsvarar ungefär 10 TWh lägre produktion i Sverige jämfört med om vi hade haft samma tillgänglighet som i Finland.

EME Analys (2007) noterar att de finska reaktorerna producerat på en stabil hög nivå, medan de svenska uppvisat en låg och ostabil nivå. Under 2010 var Finland bäst i världen med 92 procent, medan Sverige i genomsnitt bara nådde 70 procent. Sedan dess har den svenska tillgängligheten förbättrats en aning, men under perioden 2011-2013 var det av världens kärnkraftländer bara Argentina och Armenien (med totalt 3 reaktorer) som hade lägre genomsnittlig tillgänglighet än Sverige.¹²

Utnyttjandet av de svenska kärnkraftverken har påverkats av revisioner (avställningar för underhåll, moderniseringar, effekthöjningar och bränslebyte) och oplanerade stopp samt i viss mån av de nedregleringar som bolagen vid några tillfällen gjort i syfte att hålla elpriserna uppe genom att medvetet reducera utbudet av kraft. Graden av tillgänglighet utgör således i sig inte någon helt säker indikation på tillståndet hos reaktorn. Låg tillgänglighet kan bero på låg kvalitet men också vara resultatet av en ambition att höja säkerheten genom olika åtgärder. Driftsstoppens längd kan också påverkas av leveranstiden för vitala komponenter.

Förekomsten av oplanerade snabbstopp och incidenter utgör en bättre indikation på de enskilda reaktorernas tillstånd. Sådana händelser kan ha olika orsaker och till exempel bero på konstruktiva brister, eftersatt underhåll, mänskligt felhandlande och/eller dålig kvalitetskontroll.

¹² <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

I Sverige var det oplanerade kapacitetsbortfallet i genomsnitt 16,4 procent under 2008–2010, medan genomsnittet för de drygt 30 länder som omfattas av IAEA:s statistik var 5,5 procent. Under de därpå följande tre åren uppgick det oplanerade kapacitetsbortfallet i Sverige till 12 procent, medan det globala snittet var 4,3 procent.¹³ Ringhals har haft så omfattande brister i säkerhetsarbetet att verket stod under särskild tillsyn från Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) under tre år (2009-2012).

Betydelsen av en genomtänkt säkerhetskultur

De svenska företagen har delvis skylt bristfälligt underhåll och otillräcklig reinvesteringarnivå på osäkerheten om reaktorernas politiska framtid. Men detta kan bara till en mindre del förklara problemen. Sveriges äldsta reaktor, Oskarshamn 1, stod under slutet av 1990-talet avställd i tre år för omfattande modernisering och var därefter avstängd i ytterligare ett år i början av 2000-talet. Trots miljardinvesteringar har aggregatet sedan dess haft en genomsnittlig tillgänglighet på bara strax över 70 procent, och var under 2012 bara tillfälligt i drift. Problemen förklaras åtminstone delvis av en dåligt utvecklad säkerhets- och underhållsfilosofi.

De svenska kraftbolagen har intalat sig att de är världsledande och börjat slappna av eller skiftat fokus till kortsiktiga produktionsresultat. Det är de inte ensamma om. Trots tidigare incidenter och säkerhetsproblem hävdade Tokyo Electric Power (TEPCO), Japans största kraftbolag och ägare av Fukushima Dai-ichi, intill nyligen att någon risk för härdsmltor inte förelåg. I Canada tvingades myndigheterna i slutet av 1990-talet stänga av sju av Ontario Hydros 19 kärnreaktorer efter en oberoende granskning av säkerheten. För de övriga tolv initierades ett långvarigt åtgärdsprogram.

Efter den allvarliga incidenten i Forsmark sommaren 2006 pekade anställda i en intern rapport på en lång rad missförhållanden (inklusive förekomst av alkoholpåverkade medarbetare) och illa

¹³ <http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsUnplannedCapabilityLossFactor.aspx>

hanterade händelser (Forsmark Kraftgrupp, 2006). von Bonsdorff och Larsson (2007) anser i en efterföljande analys att senare års degradering av säkerhetskulturen beror på att man åsidosatt viktiga principer som upprätthålls av andra kraftföretag och nonchalerat varningssignaler som finns med bland kärnsäkerhetsorganisationen WANO:s "Warning flags". De finner det också anmärkningsvärt att Vattenfall saknade en kärnsäkerhetspolicy och att kärnsäkerhet inte (vid denna tidpunkt) fanns med alls bland de affärsrisker som bolaget ägnade två sidor av sin årsredovisning åt.

Sammantaget kan detta inte tolkas på annat sätt än att den svenska reaktorsäkerhetskulturen generellt är svag. Sverige har tills ganska nyligen dessutom varit relativt ointresserad av att låta fristående organisationer granska säkerheten. Det har skett i mindre utsträckning i vårt land än på många andra håll i världen. Dessutom är Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) svagt bemannad jämfört med exempelvis sina finska och amerikanska motsvarigheter och har i motsats till dessa inte inspektörer permanent stationerade vid anläggningarna. Man kan också ifrågasätta värdet av SSM:s beslut om "särskild tillsyn" som ju inte hindrade Ringhals att frångå den ordinarie proceduren för täthetsprovning av Ringhals 2. Det finns ingen i lag eller föreskrifter reglerad procedur för särskild tillsyn utan den är något som SSM beslutar om och som kan vara förknippad med extra tillsynsresurser.

IAEA fann vid en granskning att det svenska systemet för strålsäkerhetsarbete är väl utvecklat men rekommenderade ökat antal inspektioner, inklusive oanmälda besök. Granskarna föreslog också SSM att utveckla och förtydliga regelverket i syfte att underlätta för tillståndshavarna att följa reglerna och för att göra det enklare att kontrollera hur de följs.

Aktiv medverkan i internationella system för benchmarking och ömsesidigt kunskaps- och erfarenhetsutbyte kan vara ett sätt att utveckla och stärka säkerhetskulturen. Framsynta industriledare skapade Institute for Nuclear Power Operations (INPO) efter haveriet vid Three Mile Island. Enligt von Bonsdorff och Larsson (2007) bidrog INPO i betydande grad till den påtagliga stärkning

av säkerhetskulturen som ägt rum sedan dess. Den har lett till färre oplanerade snabbstopp och till att den genomsnittliga tillgängligheten i USA höjts från 63 procent år 1980 till cirka 90 procent under senare år. Medan de svenska företagen söker genvägar i syfte att kortsiktigt öka produktionen har de amerikanska och finska bolagen prioriterat säkerhet och på köpet fått ökad tillgänglighet och högre produktion!

Internationell samverkan

Det internationella kärnsäkerhetsarbetet samordnas av IAEA (International Atomic Energy Agency) med säte i Wien. Konventionen om kärnsäkerhet (1994) utgör den legala grunden för arbetet som syftar till att förbättra säkerheten genom rapportering och analys av incidenter. Konventionen är vägledande när det gäller de principer för lokalisering, design, konstruktion, drift, bemanning och kvalitetskontroll men innehåller inga bindande krav utöver rapporteringsskyldigheten.

Kärnsäkerhet inom Europeiska Unionen

I Europa tillkom Euratomfördraget 1957 i syfte att samordna medlemsstaternas forskningsprogram och säkerställa spridning av kärnteknisk information. Idag finns kärnkraftverk i 14 av EU:s 28 medlemsländer. Kärnsäkerhet har dock allt sedan 1950-talet väsentligen betraktats som en nationell fråga. För fem år sedan antogs emellertid ett kärnsäkerhetsdirektiv (2009/71/Euratom) som etablerar ett ramverk för arbetet med säkerheten hos nukleära anläggningar. Avsikten är att bidra till ökad säkerhet, men direktivet utgår från principen om att det är varje medlemslands rätt att välja att använda kärnkraft.

Medlemsstaterna ska ha en tillsynsmyndighet som är funktionellt åtskild från andra organ eller organisationer som är delaktiga i främjande eller användning av kärnenergi. Den ska vid behov kunna besluta om att driften av en kärnteknisk anläggning ska avbrytas. Vart tredje år, med början i juli 2014, ska medlemsstaterna

rapportera till kommissionen som därefter lägger fram en rapport för rådet och Europaparlamentet om genomförandet av direktivet.

Några gemensamma säkerhetskrav som måste uppfyllas av existerande eller nya reaktorer finns inte inom EU. På många andra områden finns harmoniserade säkerhetskrav på teknisk utrustning. Frånvaron av gemensamma krav på kärnreaktorer kan tyckas besynnerlig med tanke på de potentiella följderna av en härdsmlta och förhållandet att reaktorer ibland ligger så nära gränsen till ett annat medlemsland att en olycka kan få konsekvenser för grannen.

Genom kommissionens beslut (2007/530/Euratom) inrättades den Europeiska högnivågruppen för kärnsäkerhet och avfallshantering, ENSREG,¹⁴ som består av företrädare för de nationella kärnsäkerhetsmyndigheterna. Efter Fukushima har ENSREG tillsammans med kommissionen granskat omfattande risk- och säkerhetsbedömningar av kärnkraftverk inom hela EU. Vid gemensam utvärdering av dessa ”stresstest” kom de fram till att det inte finns tekniska skäl att stänga någon av kärnreaktorerna i Europa. Resultaten visade emellertid att kärnsäkerhet och branschpraxis i deltagarländerna skulle kunna förbättras på åtskilliga punkter (ENSREG, 2012, European Commission, 2012a och 2012b).

Läget för det svenska säkerhetsarbetet

Baserat på stresstesten rekommenderas Sverige bland annat att genomföra detaljerade analyser av risken för översvämning vid höga vattenstånd och kraftig vind samt installera system för tidig varning. Vidare bör Sverige vidta åtgärder i syfte att minska risken för fel av gemensam typ (common cause failures) i de dieseldrivna reservkraftaggregaten och överväga kompletterande system för tillförsel av reservkraft. Detta bedöms särskilt viktigt för Forsmark 1 och 2. Andra åtgärder som tas upp är installation av rörledningar för att säkerställa vatten till bassängerna för lagring av utbrända bränsleelement, förbättrad instrumentering för övervakning av vat-

¹⁴ The European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG).

tennivå och temperatur i dessa bassänger samt bättre möjligheter att lagra stora mängder kontaminerat vatten.

Sverige får beröm för att ha installerat system för kontrollerad tryckavlastning av inneslutningarna efter en olycka i syfte att förhindra ytterligare skador och säkerställa att ventilation av gaser sker genom stora filter som kan absorbera merparten av aktiviteten. Bland andra exempel på god svensk praxis nämns att alla kokarreaktorer har inneslutningar som är fyllda med kvävgas i syfte att förhindra risker i samband med att vätgas bildas efter en olycka.

Strålsäkerhetsmyndigheten arbetar nu med att säkerställa genomförandet av förbättringsåtgärderna inom ramen för en nationell aktionsplan. Åtgärdsprogrammet ska vara helt genomfört senast 2020 och åtgärder som bedöms särskilt viktiga redan under de närmaste åren (SSM, 2012c).

Strålsäkerhetsmyndigheten har nyligen i en promemoria tagit fram grundläggande konstruktionsförutsättningar för oberoende hårdkyllning. Systemets uppgift ska vara att vid totalt bortfall av alla icke batterisäkrade nät under 24 timmar tillföra vatten till reaktortryckkärlet från en källa lokaliserad utanför reaktorinneslutningen (SSM, 2014).

De svenska kraftbolagen har gjort betydande ansträngningar i syfte att modernisera de äldre reaktorerna. Dessa förbättringar kan dock inte undanröja en del allvarliga brister som är förknippade med de äldre reaktorernas grundläggande konstruktion och design. Man bör också betänka att samtliga kärnkraftverk konstruerades vid en tidpunkt då man inte fullt ut förstod vad terrorism kan leda till. En direktträff med ett stort fulltankat flygplan skulle med stor sannolikhet slå ut vitala organ, inklusive reservkraft och kontrollrum. Frågan om det är lämpligt att tillåta att reaktorerna drivs längre än de 40 år som de är konstruerade för diskuteras i kapitel 9.

3. Kärnkraftens avfall

Reaktorbränslets högaktiva avfall är farligast under åren närmast efter att de utbrända bränslestavarna tagits ur härden. I väntan på att aktiviteten ska avklinga så mycket att värmeutvecklingen minskar till en nivå där det inte längre föreligger risk att bränslet ska smälta förvaras stavarna i en bränslebassäng, vanligen under samma inneslutning som reaktorn. I många länder förvaras de utbrända stavarna i kraftverkets vattenbassäng i fem år eller mer innan de förflyttas till annan plats för torrförvaring i stålbehållare som omges av betong. Detta sker ibland inom kraftverksområdet och i en del fall under bar himmel. Sammanlagt finns idag i hela världen omkring 300 000 ton högaktivt avfall i temporärt förvar.

Ansvar för omhändertagandet av radioaktivt avfall regleras i den internationella kärnavfallskonventionen¹⁵ från 1997 som trädde i kraft 2001. Enligt konventionen måste parterna med några års mellanrum lämna nationella rapporter om hur de hanterar sitt avfall till ett gemensamt granskningsmöte. Den internationella kärnbränsleorganisationen, IAEA, har administrativt ansvar och har utarbetat standards för avfallssäkerhetsarbetet (IAEA, 2012).

För högaktivt avfall från kärnreaktorer tar det hundra tusen år eller mer innan den joniserande strålningen genom de radioaktiva isotopernas sönderfall reducerats till bakgrundsnivån. Internationellt studeras olika förhållningssätt och metoder för att hantera avfallet. Den dominerande inställningen är att avfallet bör slutförvaras i säkra geologiska formationer på ett sätt som inte kräver övervakning. En del länder söker utveckla koncept som bygger på att naturliga barriärer i form av geologiska ler- eller saltformationer eller den extremt torra miljön i en öken ska garantera den långsiktiga säkerheten.

¹⁵ Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management

Valet av form för slutförvaring av högaktivt avfall påverkas av om det ska förvaras i sina bränslestavar eller genomgå upparbetning i syfte att återvinna klyvbart material. Sverige har valt den förstnämnda linjen, medan upparbetning bl.a. förekommer i Frankrike och Japan.

Det finns också företrädare för uppfattningen att det kan vara bättre att under ganska lång tid hålla förvaret öppet i syfte att säkerställa att det är torrt och med möjlighet att återta avfallet om man skulle komma på en bättre metod.

En ytterligare möjlighet kan vara att efter upparbetning återföra långlivade delar av avfallet till en reaktor för att i den förkorta isotopernas livslängd genom att beskjuta dem med en ström av neutroner så att de får kortare halveringstider (transmutation). Den frågan diskuteras i kapitel 4.

Ännu inget godkänt slutförvar någonstans i världen

Inget land i världen har ännu tagit fram ett hållbart och av säkerhetsmyndigheterna godkänt koncept för slutförvaring. Bland de länder som hunnit längst finns Finland, Sverige och Frankrike som alla har investerat i bergrumsförlagda laboratorier på ca 500 meters djup. EU kräver enligt ett direktiv från 2011 att medlemsländer som har kärnkraft senast 2015 ska redovisa långsiktiga planer för hur de ska hantera sitt avfall (EURATOM, 2011).

USA satsade länge på ett stort federalt avfallsförvar i vulkaniskt berg i Yucca Mountain, Nevada, men tvingades för några år sedan lägga ner projektet. Den av president Obama tillsatta Blue Ribbon Commission (2012) understryker i sin slutrapport att det är nödvändigt att skyndsamt finna en lösning på problemet. I väntan på en sådan förvaras avfall från utbränt bränsle på 134 platser i 39 delstater, både i torrförvar och i bassänger (Schaffer, 2011).

Forskning och utvecklingsarbete pågår i många andra länder men de flesta befinner sig i ett tidigt stadium av processen. Utveckling av slutförvarssystem tycks heller inte vara avgörande för beslut om ny kärnkraft, och nya länder som planerar kärnkraft visar ringa intresse för att tidigt planera avfallshanteringen (IPFM,

2011). Notabelt är att inget land ännu accepterat att ta emot högaktivt avfall från något annat land för slutförvaring trots att det från säkerhetssynpunkt kanske kunde vara bättre att välja ett gemensamt förvar lokaliserat på ett optimalt ställe än att länderna var för sig söker hitta lösningar inom sina egna territorier.

Sveriges hantering av frågan och KBS-3

I Sverige inleddes arbetet med att hitta en lösning på avfallsproblemet först efter det att kärnkraften i mitten av 1970-talet blivit en politisk stridsfråga. Besluten om storskalig utbyggnad fattades således innan man hade en tydlig tanke om hur avfallet skulle hantearas. I respons på Villkorslagen (1977) bildade kraftbolagen Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) som sedan dess söker utveckla en metod för att lösa problemet med hur det högaktiva avfallet ska slutförvaras.

I Sverige förs bränslestavarna efter att först ha förvarats i reaktorns bränslebassäng med fartyg till CLAB (Centralt mellanlager för använt kärnbränsle) som är ett bergrumslager 30 meter under mark, beläget vid Oskarshamns kärnkraftverk. I CLAB förvaras bränsleelementen i åtta meter djupa vattenbassänger. De kommer att ligga där i 40 år för att svalna och i väntan på att deras långsiktiga öde avgörs.

SKB arbetar sedan slutet av 1970-talet med att utveckla en metod kallad KBS-3 (KärnbränsleSäkerhet-3) och baserat på detta koncept inlämnade företaget i mars 2011 en ansökan om att få uppföra ett slutförvar för använt kärnbränsle i Söderviken nära Forsmarks kärnkraftverk i Östhammars kommun (SKB, 2011). Företaget hoppas kunna ta förvaret i bruk någon gång mellan 2020 och 2025.

Den totala mängden högaktivt avfall från de tolv svenska reaktorerna uppskattas komma att bli ca 12 000 ton och SKB:s avsikt är att placera bränsleelementen i fem meter långa kopparkapslar som deponeras på ca 500 meters djup i 1,9 miljarder år gammal granit och omge dem med bentonitlera. De potentiella hoten mot ett sådant förvar är främst korrosion genom inverkan av grundvatten och

seismiska rörelser i berget. Det gäller alltså att finna ett berg som så tätt och fritt från sprickor som möjligt. Den aktuella bergformationens ålder och låga vattenomsättning talar för att den valda platsen kan vara lämplig.

En invändning mot valet av plats är att Forsmark ligger i en större deformationszon, en s.k. geoteknisk skjuvzon. SKB betonar emellertid att zonen är inaktiv, medan kritikerna hävdar att en ny istid kan påverka zonen och att det skulle kunna vara en fördel att förlägga förvaret på större avstånd från kusten (Voss & Provost, 2001).

KBS-konceptets enda helt täta barriär utgörs av den fem cm tjocka kopparkapseln och tanken är att bentonitbufferten ska förhindra grundvatten innehållande korrosiva ämnen från omgivande berg att nå kapselns yta och orsaka skada. Dessutom ska kopparkapseln stoppa eventuell vätgas från att diffundera ut från kapseln. Bentonitleran ska vara tillräckligt elastisk för att moderera mindre rörelser i berget som kan skada kapseln.

Om skador trots allt uppkommer på kapseln ska leran försvåra spridning av radioaktiva isotoper från bränslet. Deponeringstunnlarnas återfyllning är initialt inte vattenmättad utan kommer gradvis att svälla så att de till slut helt uppfylls av bentonit vilket försvårar fortsatt vattentransport.

Invändningar mot KBS-3 har rests från forskare som bedömt att osäkerhet föreligger om kopparkapslingens korrosionsegenskaper (Hultquist et al, 2008, Hultquist et al, 2009). Osäkerhet kvarstår bland annat i frågan om korrosion under de första århundradena då bentoniten ännu inte är helt vattenmättad och behållarna fortfarande är varma (Macdonald & Sharifi-Asl, 2011). Det kan ta mer än tusen år för bentoniten att täta förvaret i ett relativt torrt berg som det vid Forsmark (IPFM, 2011).

Nyligen har en forskningsrapport, som tagits fram på uppdrag av Strålsäkerhetsmyndigheten, bekräftat att korrosionsprocessen för koppar fortskrider i syrgasfritt vatten (Hultquist et al, 2013).

Den pågående prövningen av SKB:s ansökan

SKB:s ansökan sändes ut på remiss. Flertalet yttranden, framför allt från myndigheter och högskolor, är mycket kortfattade och en del av myndigheterna har på olika sätt deltagit i eller understött företagets arbete med KBS-3.

Naturskyddsföreningen och Miljöorganisationernas Kärnavfallsgranskning (MKG) lämnade ett gemensamt detaljerat yttrande med medverkan av en rad experter (SNF & MKG, 2012). De anser att det kan finnas fler samverkande korrosionsprocesser än vad SKB antagit i sin säkerhetsanalys och att detta ökar betydelsen av att leran är tät under mycket lång tid. Föreningarna invänder också mot att SKB inte närmare analyserat alternativa metoder till KBS-3 och att företaget inte gått vidare med studier av djupa borrhål.

SSM har även inhämtat ett sakkunnigutlåtande från Nuclear Energy Agency¹⁶ (NEA). En av NEA anlitade expertpanel avlämnade ett mer än hundra sidor långt yttrande i vilken gruppen säger att SKB:s metod faller inom en allmänt accepterad strategi för djupförvaring och att den är robust och väl ägnad att möta alla säkerhetskrav. Den finner att SKB:s argument mestadels är baserade på dagens vetenskapliga kunskande men att utrymme finns för förbättringar inom en rad områden (NEA, 2012a).

Enligt Strålsäkerhetsmyndighetens yttrande till Mark- och miljödomstolen, som baseras på inkomna synpunkter och myndighetens egna överväganden, finns betydande kompletteringsbehov i SKB:s slutförvarsansökan (SSM, 2012b). Särskilt gäller detta att redovisningen av alternativa metoder behöver fördjupas utifrån miljöbalkens krav på hushållning med naturresurser. SKB har sedan dess svarat på en rad frågor som SSM ställt (SKB, 2013a, 2013b, 2014).

Alternativet med djupa borrhål

Deponering i djupa borrhål är ett tänkbart alternativ till KBS-3 som behöver belysas bättre än vad som hittills skett. Miljöorganisation-

¹⁶ En expertorganisation inom OECD.

erna har länge efterfrågat en oberoende förstudie (MKG, 2007). Kunskaperna om kemiska förhållanden och sprickor på stora djup är begränsade, men det tycks vara en allmän uppfattning att kvaliteten hos berget kan förväntas vara bättre på stora djup än närmare ytan. Dessutom talar det stora djupet för att det tar längre tid för ett eventuellt läckage att påverka biosfären.

De tekniska möjligheterna att borra 4-5 km djupa hål har påtagligt förbättrats under senare år. Farhågor om att saltlösningar i vattnen på stort djup skulle kunna korrodera kapseln och att ett högt vattentryck skulle kunna pressa läckande radioaktiva ämnen uppåt behöver bli föremål för ytterligare analys, men sannolikheten för att de förhållandevis täta saltlösningarna som finns på stort djup skulle blandas med uppifrån kommande färskvatten förefaller vara liten, enligt en analys utförd vid U.S. Sandia Laboratories (referat i IPFM, 2011). Salthalten ökar med djupet. En uppenbar fördel med djupa hål är att möjligheten att komma åt deponerat plutonium försvåras.

Låg- och medelaktivt avfall

Utöver det högaktiva avfallet i använda bränsleelement uppkommer avfall som behöver tas om hand under kortare tid. Utanför Forsmark finns under havsytan Slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall (SFR) som under de närmaste åren ska byggas ut för att även kunna ta hand om avfall från rivningen av nedlagda reaktorer. Den nya avdelningen, som förläggs till 120 meters djup, får en volym av 1,3 miljoner kubikmeter och ska tas i drift 2023/24.

Finansiering av avfallshantering och rivning av kärnkraftverken

Enligt kärntekniklagen har företagen och deras ägare ansvaret för att finansiera omhändertagandet av kärnavfall och nedmonteringen av kärnkraftverken. Skyldigheterna kvarstår till dess att de fullgjorts och således även efter att ett tillstånd återkallats eller giltighetstiden utgått eller om en kärnkraftsreaktor av någon anledning stängts av permanent. För att minska risken för att företagen ska

misslyckas med att finansiera sitt åtagande finns i Finansieringslagen (2006:647) krav på avsättning av medel till en kärnavfallsfond.

Under 2012 belastades varje producerad kWh el från de tre kärnkraftsbolagen med en avgift varierande mellan 2,0 och 2,4 öre som tillförs kärnavfallsfonden¹⁷ för detta ändamål. Till och med 2012 hade knappt 28 miljarder förbrukats och i fonden fanns 51 miljarder kvar. Under 2012 tillfördes fonden ca 4,5 miljarder genom avkastning och inbetalningar, medan utbetalningarna uppgick till drygt 1,7 miljarder (Kärnavfallsfonden, 2013).

Avgiftsberäkningen för perioden 2012-2014 är baserad på ägarernas tidigare bedömning att reaktorerna skulle producera 76 TWh per år, men så hög har produktionen aldrig någonsin varit. De svenska reaktorernas elproduktion har under senare år varierat mellan 50 och 75 TWh (2009 respektive 2004 då Barsebäck 2 fortfarande var i drift). Genomsnittet för åren 2007-2012 för de tio reaktorer som nu är i drift var bara 58,4 TWh.

SKB hävdar att hela programmet från det att forskningen inleds tills allt avfall är slutförvarat och alla reaktorer rivna kommer att kosta 110 miljarder kronor i dagens penningvärde. Men för två år sedan ansåg Riksgälden att det med nuvarande inbetalningstakt kommer att saknas 30 miljarder kronor i fonden.

Strålsäkerhetsmyndigheten beslutar hur fonderade medel får användas. Enligt myndigheten behövs ungefär 150 miljarder kronor för att täcka alla kostnader för omhändertagande av kärnavfall och rivning av reaktorer, men behovet påverkas av vilken metod för slutförvaring som slutligen bestäms samt av hur mycket avfall som totalt produceras. Vilka miljökrav som ställs på rivningen av anläggningarna har också stor betydelse för behovet av fonderade medel.

Experter vid Norges Teknisk Naturvetenskapliga universitet (NTNU), som på uppdrag av SSM kom fram till siffran 150 miljarder kronor, menar att nio av tio stora infrastrukturprojekt hamnar över budget. Detta bekräftas av Flyvbjerg et al (2003) som baserat

¹⁷ Kärnavfallsfonden är en statlig myndighet.

på en granskning av flera hundra megaprojekt över hela världen visat att många av dem kostat 50-100 procent mer än kalkylerat. Jämfört med väg- och järnvägsprojekt är rivning av kärnreaktorer och slutförvaring av högaktivt avfall mer komplicerat och mycket mera utdraget i tid (100 år istället för 10-20 år). Dessutom finns inte mycket av tidigare erfarenheter att luta sig mot när det gäller teknik och kostnader för kärnkraftens avveckling.

E.ON uppger att rivning av de två reaktorerna i Barsebäck beräknas kosta ca 4,3 miljarder kronor, alltså drygt två miljarder per reaktor. Men tyska Würgassen, som också ägs av E.ON, uppges när rivningen är slutförd om något år ha kostat drygt sex miljarder kronor för en enda reaktor. Skillnaden är att i Tyskland måste det radioaktiva skrotet från rivning av kärnkraftverk kapas i småbitar som kan gjutas in i tunnor och slutförvaras. I Sverige är planen istället att efter amerikansk förebild plocka ut så stora bitar som möjligt, packa dem i containrar och frakta dem till slutförvar. Det innebär att man slipper lägga pengar på att tvätta delar som kanske skulle kunna återvinnas.

I Storbritannien tvingades man inför privatiseringen av de statliga kärnkraftverken räkna upp kostnaden för den framtida rivningen av reaktorerna med ca 1 000 procent för att komma överens med köparen om att ta över ansvaret (MacKerron, 1990).

Enligt Sveriges Radios förfrågan hos NRC (Nuclear Regulatory Commission) har det i USA kostat dubbelt så mycket att riva kärnreaktorer som SKB räknar med att det ska göra i Sverige. Av NRC:s svar framgår att kostnaden bl.a. påverkas av hur ren man vill att den använda marken ska bli när kärnkraftverket är borta. I Sverige har SSM ännu inte bestämt hur mycket radioaktivitet kärnkraftverken ska få lämna efter sig på den mark där de en gång fanns. Men troligen blir det en lägre nivå än den som accepteras i USA. Genom åren har flera läckage av radioaktiva vätskor kontaminerat marken i Barsebäck. Rivningen är den enskilt största kostnaden för det svenska kärnavfallsprogrammet, dubbelt så dyrt som den uppskattade kostnaden för slutförvaret av använt kärnbränsle.

Avgiftens storlek

Uti från lagstiftningens nuvarande regler har Strålsäkerhetsmyndighetens ekonomer räknat fram att en avgift i storleksordningen 10 öre/kWh kommer att behövas om totalkostnaden blir 150 miljarder kronor. Med nu gällande lagstiftning fastställs avgiften utifrån ett antagande om 40 års drift eller ytterligare sex års drift om en reaktor fyller 40 under en avgiftsperiod.

Industrin vill beräkna fondavgiften utifrån hypotesen att kärnkraftverken kan drivas i 60 år. Längre tid innebär något större kostnader för driftavfall och slutförvar, men övriga kostnader, inklusive utgifterna för att riva reaktorn, kan slås ut över en betydligt större elproduktion.

I syfte att minska risken för underfinansiering görs avstämningar vart tredje år för att se hur systemet utvecklas. Myndigheten föreslår i den senaste utvärderingen (SSM, 2013) att avgiftsberäkningen ska baseras på 50 års drifttid istället för 40 år. Detta sägs bättre spegla den förväntade drifttiden. Med en sådan beräkning kan avfallshanteringens utvecklingskostnader slås ut över en större total produktion vilket gör det möjligt att låta avgiften bli lägre än vad den annars skulle ha blivit. SSM föreslår vidare att möjlighet ska finnas att placera delar av fondens kapital i aktier vilket långsiktigt bedöms stärka den. Med breddade placeringsmöjligheter och en diskonteringsräntekurva som speglar detta samt 50 års beräknad drifttid för reaktorerna bedöms en avgift på omkring dagens nivå kunna balansera finansieringssystemet.

Rapporten lämnar också förslag om införande av en möjlighet för myndigheterna att påkalla ställande av säkerheter om ett avgiftsskyldigt bolags fonderade medel inte förväntas täcka de framtida kostnaderna och företaget inte vidtar kompletterande åtgärder. I sammanhanget kan noteras att de fyra reaktorinnehavarna (Forsmark Kraftgrupp AB, OKG AB, Ringhals AB och Barsebäck Kraft AB) är renodlade kärnkraftsföretag och att deras tillgångar i allt väsentligt är begränsade till reaktorerna. Därför är det, enligt SSM, rimligt att anta att tillgångarna kommer att vara i det närmaste obefintliga när elproduktionen upphör. De bolag som är ansvariga för

att det använda kärnbränslet slutligt tas om hand på ett säkert sätt kan således komma att upphöra att existera innan slutförvaret förslutits. Samtliga reaktorföretag är dock ägda eller delägda av andra företag. De tre koncernmoderbolagen, Vattenfall AB, E.ON AG och Fortum Oy, egna kapital uppgick 2012 till sammanlagt ca 260 miljarder kronor.

Följden av att SKB under många års tid räknat med för låga rivningskostnader är att det nu saknas pengar. Därmed finns risk för att det i slutändan blir skattebetalarna som får stå för en del av notan. Energimyndigheten anser i sitt yttrande över förslaget till nya beräkningsgrunder att det rymmer betydande osäkerhet beträffande återstående drift, årlig produktion, diskonteringsränta mm och förordar, liksom Riksgälden, en ny samlad översyn i syfte att säkerställa att ingen subvention blir nödvändig.

Slutsatser om avfallshanteringen

Självklart bör avfallsproblemets lösning tillmätas betydelse när det gäller frågan om kärnkraftsparentesen bör förlängas genom att åldrade reaktorer ersätts av nya. Men oavsett om nya reaktorer tillkommer måste det avfall som redan producerats hanteras så säkert som möjligt. Hur Strålsäkerhetsmyndigheten och Mark- och miljödomstolen kommer att bedöma SKB:s ansökan är ännu ovisst.

Det är sannolikt att någon av de metoder som nu diskuteras kan utvecklas så att den rätt utformad kan förhindra läckage fram till nästa istid. Några garantier för vad som händer under och efter nästa istid är svårare att ge. Och det kanske inte är avgörande. Slutet av nästa istid kan förmodas inträffa om ca 100 000 år och då återstår inte mycket av avfalllets ursprungliga radioaktivitet. Under nedisningen skulle eventuella läckage kunna drabba människor på betydande avstånd och i kraftigt utspädd form. Det är svårt att tro att denna tänkbara påfrestning skulle vara mera allvarlig än övrig påverkan av nedisningen (inkl. t.ex. spridning av giftiga tungmetaller).

Det kan dröja innan ett definitivt beslut om svensk förvaringsmetod föreligger. Man kan anta att Mark- och miljödomstolens och

Strålsäkerhetsmyndighetens beslut kommer att överklagas och att avgörandet till slut hamnar hos Mark- och miljööverdomstolen.

Hanteringen av avfallsfrågan är bättre i Sverige än i många andra länder men inte bra. Vi har producerat långlivat högaktivt avfall från kommersiella reaktorer i ett halvt sekel (sedan 1964) utan att med säkerhet veta hur problemet ska hanteras. Fler remissinstanser understryker som reaktion på SKB:s ansökan att multipla barriärer behövs för att man ska vara någorlunda säker på att inget läckage till biosfären kan uppkomma under de närmaste hundratusen åren. Beträffande KBS-3 återstår fortfarande frågetecken avseende såväl kapsling som återförsegling.

Det förefaller mycket rimligt att som alternativ till KBS-3 på allvar studera förutsättningarna för slutförvaring i djupa borrhål. Med dagens avancerade borrhåsteknik bör det vara möjligt att borra ett eller flera hål till några kilometers djup och utföra mätprov i dem samt testa att föra ner kapslar av lämplig storlek. Om SKB:s ovilja mot detta beror på att man investerat mycket i KBS-3 och ser framför sig att metoden med förvar i djupa borrhål kan bli kostnadsdrivande, finns anledning till oro. Kostnaden, inom rimliga gränser, får inte avgöra valet av metod, och än mindre anföras som skäl mot försök med alternativ till KBS-3.

Frågan om hur den ansvariga myndigheten hanterar kostnadsfrågan och finansieringen är central. Intäkterna påverkas i positiv riktning av förlängd återstående drifttid och höjd effekt hos reaktorerna. Utgifterna hålls tillbaka om Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) och Mark- och miljööverdomstolen godtar KBS-3 och avstår från att ställa krav på att alternativa metoder, och då främst djupa borrhål, ska utredas ordentligt innan något definitivt beslut fattas.

Sammantaget kan detta leda till att SSM hamnar i en situation där myndighetens integritet kan komma att ifrågasättas. En sorts delikatessjäv kan uppkomma, eftersom risken för finansieringsproblem kan påverka myndighetens bedömning både avseende val av slutförvar och i fråga om hur länge och på vilka villkor som nuvarande reaktorer får drivas. Ett illavarslande tecken är att SSM

knappast skulle ha kommit på tanken att föreslå ändring av finansieringsmodellen om inte beräkningar baserade på den befintliga formeln visat på ett behov av att kraftigt höja avsättningarna till kärnavfallsfonden, något som myndigheten uppenbarligen vill undvika.

Införande av möjlighet att påkalla ställande av säkerheter skulle, om förslaget genomförs, delvis kunna uppväga risken för underfinansiering. Men om de ställda säkerheterna behöver vara omfattande kommer utrymmet för berörda företag att lånefinansiera andra investeringar att krympa. Vetskap om detta kan komma att göra SSM återhållsam i sitt utnyttjande av denna möjlighet.

Istället för att utsätta sig för risken för underfinansiering vore det bättre att staten försäkrar sig om att de avsatta beloppen täcker förväntade utgifter med viss marginal för oförutsedda kostnadsökningar. Alltså hellre i ett senare skede betala tillbaka ett eventuellt överskott till anläggningsinnehavarna än riskera att det blir skattebetalarna som sitter med Svarte Petter.

4. Nya reaktortyper och upparbetning

För närvarande är ett sjuttiotial reaktorer avsedda för kommersiell kraftproduktion under uppförande i olika delar av världen. Alla utom en tillhör tredje generationen eller är en vidareutveckling av denna. Endast ryska BN-800 tillhör fjärde generationen.

Generation III+

I ett tidigare avsnitt om olika reaktorgenerationer nämndes den utveckling av tredje generationens reaktorer som benämns Generation III+. Bland de nya anläggningar som nu byggs i länder som Frankrike, Finland, Kina och Ryssland finns bl.a. reaktorer från Westinghouse (AP1000), Areva (EPR), General Electric (ABWR) och Rosatom (VVER-1200). De är utformade så att risken för en härdsmläta ska bli mindre jämfört med tidigare konstruktioner och flera har någon form av passiv nödkylning som ska klara härden under några dygn utan extern strömtillförsel. Några är försedda med härdfångare som, om en härdsmläta ändå inträffar, ska förhindra att smältan sprids. De bedöms av sina konstruktörer komma att få högre tillgänglighet än tidigare reaktorer och förväntas kunna vara i kommersiell drift i ca 60 år. De kommer att kunna utnyttja bränslet bättre än tidigare reaktorer.

Fyra AP1000-reaktorer är under uppförande i Kina, medan Arevas EPR (European pressurised water reactor) byggs i Finland och Frankrike samt i Kina. I Japan bygger Hitachi och Toshiba reaktorer som bygger på General Electrics ABWR. Sydkoreas APR-1400 byggs i två exemplar på hemmaplan och är också aktuell för export till Förenade Arabemiraten. Ryska företag bygger VVER-1200 i kärnkraftverken Novovorenzh och Leningrad. Indien satsar på en ny generation av avancerade tungvattenreaktorer (AHWR) som ska kunna använda torium, istället för uran, som bränsle. Kina utvecklar också egna reaktortyper vid sidan av import av konstruktioner utvecklade utomlands.

Aktuella europeiska exempel på uppförande av reaktorer tillhörande Gen III+ är Olikouto 3 i Finland, Flamanville 3 i Frankrike och Hinkley Point C i Storbritannien. I samtliga fall handlar det om tryckvattenreaktorer av typ EPR tillverkad av franska Areva.

Olkiluoto 3 beställdes som nyckelfärdig anläggning från ett konsortium bestående av Areva och tyska Siemens (som ansvarar för turbinen). Arbetet inleddes 2005 med sikte på att reaktorn skulle tas i drift 2009. Projektet har emellertid drabbats av betydande problem som lett till förseningar och stora merkostnader. Reaktorn beräknas nu kunna tas i drift 2015 eller 2016 och kostnaden uppskattas bli ca 8,5 miljarder¹⁸ euro. Vid upphandlingen sattes priset till 3,2 miljarder euro och beställaren tvistar nu med leverantörerna om hur de tillkommande kostnaderna ska hanteras.

Till saken hör att Areva till 87 procent ägs av franska staten och att leveransen av reaktorn till OL3 fått ett omfattande franskt exportstöd. Därtill kommer att finska staten tillåtit TVO att låna drygt en halv miljard euro ur företagets egen kärnavfallsfond för att täcka kostnaderna för bygget (Moberg, 2014).

Den systerreaktor som uppförs i franska Flamanville är likaledes kraftigt försenad och beräknas efter diverse fördyringar också komma att kosta ca 8,5 miljarder euro.

Det franska kraftföretaget Electricité de France (EDF) och den brittiska regeringen kom 2013 överens om de ekonomiska villkoren för reaktorn Hinkley Point C som företaget ska bygga i Somerset. Storbritannien lovar att betala ett garantipris på 92,3 pund per producerad MWh el, vilket omräknat motsvarar ca 1 krona per kWh.

Man kan konstatera att reaktorer som tillhör generation III+ i viktiga avseenden är betydligt säkrare än de reaktorer som lämnade ritbordet på 1960- och 70-talen och som nu är på väg att pensioneras. Men det är oklart om den nya generationens reaktorer skulle klara en direktträff av ett störtande större flygplan och alla kan inte

¹⁸ Hufvudstadsbladet 20.11.2013.

med hundra procentig säkerhet förhindra en härds mälta. Konsekvenserna för omgivningen av en olycka torde dock bli mindre.

Som framgår av det finska exemplet och det mycket höga pris som Storbritanniens regering tvingas garantera för Hinkley Point C så har de höga säkerhetskraven varit kostnadsdrivande. En krona per kWh kan jämföras med råkraftpriset i Sverige som de senaste åren pendlat mellan 30 och 40 öre per kWh och med de skattningar som tidigare gjorts i Sverige av produktionskostnaden för el från nya kärnkraftverk som bedömts komma att hamna kring 45 öre per kWh, exklusive skatter (Nyström et al, 2011). Den bedömningen framstår nu som osäker.

Rent tekniskt går det säkert att genom ett massivt yttre skal-skydd och passiva säkerhetssystem bygga reaktorer där härdens integritet kan garanteras i alla upptänkliga situationer, men priset riskerar att bli så högt att kärnkraften kan få svårt att konkurrera med andra kraftslag.

Generation IV

Ett omfattande arbete pågår i en rad länder i syfte att utveckla ”fjärde generationens reaktorer” (Gen IV). Många av dessa är koncept snabba bridreaktorer i vilka kedjereaktionen drivs av snabba neutroner. Bridreaktorer¹⁹ förmår omvandla icke-klyvbara isotoper, vanligen uran-238 till plutonium-239, vilket ökar mängden klyvbart bränsle. Även torium kan användas varvid bridern producerar uran-233 som är en klyvbar isotop. En bridreaktor kan utvinna mångfalt mer energi ur naturligt uran än dagens termiska reaktorer. En förutsättning är dock att man upparbetar det använda bränslet (se nedan). Enligt GEA (2012) har globalt omkring 100 miljarder dollar hittills spenderats på att utveckla snabba reaktorer.

Exempel på tidiga natriumkylda bridreaktorer är sovjetiska BN-350 i nuvarande Kazakstan och BN-600 i närheten av Jekaterinburg. Den senare är fortfarande i drift och har trots flera mindre natriumbränder haft en genomsnittlig tillgänglighet över 70 procent

¹⁹ Från engelskans breed reactor (breed = alstra).

(GEA, 2012). Reaktorn saknar inneslutning i likhet med flertalet äldre ryska reaktorer. I Beloyarsk pågår sedan 1987 bygget av BN-800 som enligt planerna ska tas i drift 2014.

I Frankrike stängdes bridreaktorn Superphénix (1 200 MWe) 1997 efter tolv år av betydande tekniska problem och höga kostnader. Den förmådde bara producera 8,3 TWh under denna tid. Den betydligt mindre Phénix (233 MWe) togs ur drift år 2000. Japans natriumkylda bridreaktor Monju (280 MWe) har sedan starten 1994 dragits med betydande problem (inklusive en natriumbrand) och bara varit i drift under några korta perioder.

I USA har man sedan 1950-talet studerat koncept för snabba reaktorer och prövat tekniken i EBR II (Experimental Breeder Reactor II) på 19 MWe som togs ur drift 1994 (Till & Chang, 2011). PRISM (Power Reactor Innovative Small Module) är vidareutveckling av detta koncept som GE Hitachi Nuclear Energy tagit fram och som övervägs i Storbritannien och USA som en metod att bränna stora lager av plutonium.

Eftersom vatten som kylmedel bromsar neutronerna används helium eller flytande metaller som natrium och bly i snabba bridreaktorer. En fördel är att primärkretsen kan drivas vid atmosfärstryck. En säkerhetsmässig nackdel med natrium är att ämnet är mycket brandfarligt. Om en läcka uppstår i kylsystemet kan ämnet lätt antändas. Vatten kan inte användas för att släcka en eventuell brand eller för att kyla en smältande härd till följd av natriums kemiska reaktivitet med vatten.

Den franska regeringen har anslagit 600 miljoner euro till utveckling av reaktorkonceptet ASTRID (Advanced Sodium Test Reactor for Industrial Demonstration). Sverige bidrar också med forskningsmedel till detta projekt som är tänkt att utmynna i bygget av en natriumkyld snabb reaktor med en elektrisk effekt av 600 MW. Prislappen beräknas preliminärt till 4-5 miljarder euro, vilket skulle innebära att kapitalkostnaden per MW hamnar på ungefär dubbla nivån jämfört med reaktorer av Generation III+.

Ett alternativ är att kyla härden fjärde generationens snabba reaktorer med bly, ett ämne som har fördelen av hög kokpunkt

(1 740°C) och som i flytande form cirkulerar så bra av sig själv att man kan föra bort restvärme utan att behöva kraftförsörja nödkylningen. Dessutom är bly ett utmärkt skydd mot gammastrålning. Till nackdelarna hör att bly smälter först vid 327 grader och att ämnet är mycket mera korrosivt än natrium samt verkar nötande på andra material. Valet av bly är alltså förknippat med materialtekniska problem. I sovjetryska atomubåtar har emellertid en blandning av bly och vismut använts som kylmedel. I Belgien pågår ett projekt som syftar till att ta en liten bly-vismutkyld demonstrationsanläggning i drift om ca tio år. I Sverige hoppas forskare på KTH få stöd för uppförande av en minireaktor vars kylning ska klaras med naturlig cirkulation av smält bly.

Som framgått ovan handlar utvecklingen av snabba bridreaktorer i nuvarande skede främst om att bygga prototyper i syfte att demonstrera nya tekniker. Kommersiella anläggningar förväntas, med undantag för BN-800 i Beloyarsk, inte komma att tas i drift förrän kring 2030. Fortfarande återstår mycket utvecklingsarbete innan några av dessa koncept eventuellt är mogna för kommersialisering. Sammantaget satsas dock flera hundra miljarder kronor under det närmaste årtiondet på att utveckla snabba briders.

Transmutation av utbränt kärnbränsle

Bland fördelarna med snabba bridreaktorer framhålls att reaktorerna kan användas för att förbruka klyvbara delar av det högaktiva avfallet från drift av de första generationernas kärnkraftverk och att det avfall som blir kvar kommer att vara betydligt mera kortlivat. Dessutom kan livslängden hos transuraner från utbränt bränsle förkortas genom transmutation²⁰ av avfall som placeras runt den snabba reaktorns härd, som fungerar som partikelkälla. Därigenom skulle man radikalt kunna reducera mängden avfall med långa halveringstider, avfall som annars måste hållas avskilt från biosfären

²⁰ Transmutation äger rum när ett grundämne omvandlas till ett annat vilket sker genom naturligt radioaktivt sönderfall i atomkärnan eller orsakas av att en partikel utifrån träffar den.

under hundra tusen år eller mer. Snabba bryders och transmutation av gammalt avfall kräver en bränslecykelanläggning där utbränt material upparbetas och transuraner skiljs från mera kortlivade isotoper.

Zakova & Wallenius (2013) redovisar hur en sådan bränslecykel skulle kunna införas i Sverige. Separation av plutonium genom upparbetning av befintligt utbränt bränsle skulle, enligt detta scenario, påbörjas år 2020 i en omfattning som tillåter att man startar tre nya lättvattenreaktorer med MOX-bränsle²¹ år 2025. I nästa steg skulle man år 2045 ta i drift två blykylda Gen-IV-reaktorer på vardera 1 200 MW effekt. Därigenom skulle det bli möjligt att inom ca 100 år reducera det högaktiva avfall som måste slutförvaras med en faktor 700 och den tid som detta avfall måste förvaras skulle minska till mindre än 2 000 år. För detta behövs en upparbetningsanläggning med kapacitet att ta hand om 280 ton bränsle per år.

Zakova & Wallenius uppskattar att kostnaden för att införa en fullt sluten cykel i Sverige skulle leda till att priset på kärnkraftsel ökar med 10-25 procent. Osäkerheten gäller framför allt kostnaden för att uppföra fjärde generationens reaktorsystem. I ett scenario där den installerade kärnkrafteffekten successivt minskar genom utfasning av reaktorer som inte ersätts med nya skulle det ta ytterligare minst 100 år att reducera mängden högaktivt avfall i motsvarande mån.

Amerikanska Vetenskapsakademin fann att det skulle ta omkring 200 år att med snabba reaktorer och transmutation omvandla nationens högaktiva avfall till stabila eller mera kortlivade isotoper och att den beräknade stråldosen som mänskligheten utsätts för skulle bli ungefär lika stor som i alternativet med direkt slutförvaring. Man ansåg därför inte att fördelarna motiverade den höga kostnaden (US NAS, 1996, återgiven i GEA, 2012).

IEA (2014c) bedömer att det kommer att ta flera decennier innan prototyper av Generation IV följs av kommersiella kraftverk.

²¹ MOX (mixed oxide fuel) består av en blandning av uran och plutoniumoxider.

Upparbetning och risken för spridning av klyvbart material

Som framgått ovan är fjärde generationens reaktorer inriktade på att utnyttja upparbetning av utbränt bränsle i syfte att kunna återföra klyvbart material till reaktorerna.

Under kärnkraftens första årtionden planerade nästan alla länder att upparbeta använt kärnbränsle från sina civila reaktorer. Men intresset för upparbetning avtog under 1980-talet till följd av att nya fyndigheter av uranhaltig malm höll tillbaka bränslepriserna samtidigt som det visade sig att briderreaktorerna skulle bli betydligt dyrare än lättvattenreaktorerna och kanske också mindre tillförlitliga (IPFM, 2011).

Upparbetning innebär extraktion av uran-235 som återvinns för förnyad användning som bränsle. Den vanligaste metoden är PUFEX (Plutonium and Uranium by Extraction) som är den upparbetningsprocess som bl.a. används i Japan och Frankrike. Man skär sönder bränsleelementen i bitar och löser upp materialet i salpetersyra och får då en lösning ur vilken man kan separera uran, plutonium och diverse andra aktinider. Metoden är förenad med risk för att plutonium-239 avleds (eller stjäls) för att användas som vapenmaterial (Schaffer, 2011), men GEA (2012) menar att sannolikheten är liten för att någon nation skulle välja den vägen. Länder som Brasilien, Indien, Pakistan och Iran har istället använt små gascentrifuger för anrikning av uran för att höja andelen uran-235 till den nivå som krävs för framställning av kärnvapen. Risken för att terrorgrupper ska komma över plutonium kvarstår dock. Fall av stöld och smuggling av plutonium har inträffat liksom av höganriktat uran. Risken att plutonium från en snabb reaktor ska användas för tillverkning av vapen är relativt liten till följd av att det är svårare och mera riskfyllt än att hantera plutonium från lättvattenreaktorer.

Eftersom stora mängder högaktivt material förekommer i flytande form under upparbetningsprocessen, kan effekterna av yttre våld mot anläggningen bli förödande. Den 11 september 2001 placerade den franska regeringen luftvärnsrobotar vid upparbetningsanläggningen i La Hague av rädsla för att attentaten i New York

och Washington DC skulle följas av ytterligare angrepp på andra platser i västvärlden.

Upparbetning av använt civilt kärnbränsle förekommer främst i Frankrike, Storbritannien, Japan och Indien, medan Ryssland och Kina bara upparbetar en liten del av det använda bränslet (GEA, 2012). Enligt IPFM (2011) har upparbetningen inte lett till en för-
enklad eller mera effektiv hantering av utbränt kärnbränsle, medan bl.a. Schaffer (2011) menar att den skapar möjligheter att separera transuranerna²² och slutförvara dem i form av ett glasliknande material (genom vitrifikation).

Sverige hade initialt avtal med Storbritannien om upparbetning av utbränt kärnbränsle men övergav den linjen i slutet av 1970-talet.

²² Instabila isotoper av grundämnena med högre atomnummer än uran.

5. Elförsörjningssystemets tillförselsida

Som framgår av tabell 2 var 2012 ett år med en rekordstark svensk kraftbalans, främst till följd av en mycket hög produktion i vattenkraftverken (78 TWh). Det resulterade den högsta elproduktionen någonsin, 162 TWh, och en nettoexport av nästan 20 TWh.

Tabell 2.

Elproduktion och elanvändning i Sverige 2011-2013. TWh.

Tillförsel	2011	2012	2013*
Vattenkraft	66,7	78,4	60,8
Vindkraft	6,1	7,2	9,9
Kärnkraft	58,0	61,4	63,6
Övrig värmekraft	16,8	15,5	15,2
Total elproduktion	147,5	162,4	149,5
Nettoexport	7,2	19,6	10,0
Elanvändning inom landet	140,3	142,9	139,5
Temperaturkorrigerad elanvändning	143,5	143,6	140,6

Källa: Svensk Energi, Elåret 2013.

*Preliminära uppgifter

Om man tar tabellens produktionssiffror för vattenkraft och övrig värmekraft 2011, vilka låg nära normalvärdena, och kombinerar dem med kärnkraftens och vindkraftens produktion under 2013 så får man en god bild av den nuvarande årliga produktionskapaciteten som uppgår till ca 157 TWh. Efter avdrag med den temperaturkorrigerade elanvändningen under de senaste åren skulle det under ett normalt vattenkraftår finnas ett svenskt produktionsöverskott på 14-15 TWh.

Vattenkraft

Vattenkraften har stor betydelse för Sveriges elförsörjning. Utöver att vara den enskilt största kraftkällan, som ett genomsnittligt år bidrar med ca 68 TWh, används reglering av kraftverken och deras vattenmagasin för att skapa balans mellan utbud och efterfrågan över dygnet och året. Mycket stora variationer förekommer. Torråret 1996 producerades endast 52 TWh, medan den högsta produktionen (78,4 TWh) nåddes 2001 som var ett ovanligt nederbördsrikt år.

Ca 200 stora vattenkraftverk står för 90 procent av produktionen. Omkring en tredjedel av den totala potentialen för vattenkraft i Sverige har av hänsyn till konsekvenserna av en utbyggnad på landskapsbild, biologisk mångfald, rennäring samt turism och friluftsliv lämnats outnyttjad.

Översyn av nu gällande villkor och exploateringsgrad kan likasom ändrade nederbördsförhållanden påverka vattenkraftens framtida bidrag till elförsörjningen. Vattenverksamhetsutredningen (2013) lämnade i ett delbetänkande förslag till ändrade vattenrättsliga regler. Bakgrunden är EU:s ramvattendirektiv samt förhållandet att flertalet villkor är av gammalt datum och tillkomna i tider när hänsyn till biologisk mångfald, fritidsfiske mm vägde lätt. Av totalt 3 727 vattenkraftverk och regleringsdammar saknar enligt utredningens sammanställning ca 3 600 tillstånd enligt miljöbalken.

Utredningens förslag har fått ett blandat mottagande och bedömningarna om vad omprövningen skulle kunna leda till går vitt isär. Energimyndigheten (2014) räknar med att en successiv tillståndsprövning ger mycket begränsade effekter under de närmaste åren.

Omprövningen av tillstånden kan resultera i en något lägre total produktion från svenska vattenkraftverk, men den kan också tänkas leda till att vissa kraftverk där påverkan redan är mycket stor får möjlighet att öka korttidsregleringen av sina magasin.

Relevant i sammanhanget är ett forskningsprojekt som visar att ett livskraftigt laxfiske skulle kunna återskapas genom utrivning av de två nedersta kraftverken i Ljusnan (Ljusneströmmar och Ljusne-

fors) som skulle kunna kompenseras genom installation av nya turbiner i det befintliga kraftverket Laforsen, som är beläget några mil uppströms Ljusdal. Avledning av överskottsvatten via en tunnel från Laforsen till Forsänet (ca 20 km nedströms) skulle förbättra yngeluppväxtförhållandena i Mellanljusnan genom att åter skapa naturliga vinterflöden. Förslaget innebär att elproduktionen skulle bli oförändrad sett över hela Ljusnan (Kriström, et al 2010).

I Bruksfors vattenkraftstation genomförs under 2014 en ombyggnad i samverkan mellan Luleå Tekniska Universitet och några kraftbolag. Syftet med projektet är att utveckla en ny typ av småskalig vattenkraftanläggning som kombinerar turbin och generator i en kompaktlösning som inte kräver oljor eller fett för drift. Dessutom ger den möjlighet till fiskvandring med hjälp av en ny typ av vandringslucka som får stå öppen under den del av året då smolten vandrar ner i älven. Tekniken, som förväntas ge sänkta investerings-, drift- och underhållskostnader, ska utvärderas 2015 – 2020.

En fortsatt utbyggnad av vattenkraften i Sverige är föga sannolik till följd av ett i stort sett obefintligt politiskt stöd för ytterligare exploatering. Den pågående klimatförändringen förväntas leda till ökad nederbörd samtidigt som mildare vintrar medför att vårfloden blir mindre markant i varje fall i den södra halvan av landet. Det förefaller inte osannolikt att förändrade nederbördsförhållanden på 30-50 års sikt kommer att uppväga de negativa effekterna av omregleringen av de befintliga vattenkraftverken. En rimlig gissning är därför att vattenkraften långsiktigt kommer att generera minst lika mycket el som idag.

Förbränningsbaserad elproduktion

Den förbränningsbaserade elproduktionen svarade 2012 för 15,3 TWh varav ca två tredjedelar producerades med biobränslen eller från avfall. Kraftvärmeproducerad el uppgick till 8,7 TWh (10,5 TWh 2011), medan industriellt mottryck bidrog med 6,2 TWh. Kondenskraft och gasturbiner används nästan inte alls.

Bedömningar av den framtida kraftvärmepotentialen

Potentialen för kraftvärme är beroende av storleken hos värmeunderlaget och av i vilken utsträckning som detta används för samtidig produktion av el. År 2011 producerades ca 55 TWh fjärrvärme. Enligt Svensk Fjärrvärme (2009 och 2011) finns en utveckling mot minskade värmeleveranser till följd av energieffektivisering och konkurrens från värmepumpar. Till följd av detta beräknas fjärrvärmeleveranserna minska med cirka tio procent till 2025.

Sverige har en förhållandevis låg andel kraftvärme i fjärrvärmesystemen. Trots ökande andel under senare år används bara ca 45 procent av det tillgängliga värmeunderlaget, vilket kan jämföras med andelar på ca 80 procent i andra EU-länder. Historiska förklaringar till detta är den omfattande exploateringen av vattenkraften som i kombination med mycket kärnkraft och låga elpriser gynnat investeringar i hetvattenpannor. Konkurrens från värmepumpar har haft en återhållande effekt på utbyggnaden under senare tid. Profu (2011) bedömer dock att minst 60 procent av den svenska fjärrvärmens ekonomiskt sett borde kunna utnyttjas för samtidig produktion av el.

Som underlag för Energimyndighetens Långtidsprognos 2012 gjorde Profu (2012) underlagsberäkningar som pekar på att elproduktionen i landets kraftvärmeverk hamnar på 12,4 TWh år 2020 och 12,3 TWh år 2030. Svensk Fjärrvärme (2013) gör bedömningen att kraftvärmepotentialen för el kommer att vara 14,7 TWh både 2020 och 2030.

Beräkningar utförda av Profu (2012) visar att den industriella mottryckskraften kan ge 6,8 TWh år 2020 och 7,2 TWh år 2030, medan Svensk Fjärrvärme (2013) bedömer potentialen till 8,6 TWh år 2020 och 8,8 TWh 2030.

Energimyndigheten (2013a) anser att fjärrvärmemarknaden i Sverige redan till stor del är utbyggd och all befintlig kraftvärme och industriellt mottryck är högeffektiva. Däremot finns en betydande potential att ersätta hetvattenproduktion med högeffektiv kraftvärme, men myndigheten bedömer att den totalt tillkommande potentialen för elproduktion i kraftvärme- och mottrycksanlägg-

ningar trots detta inte är större än 5 TWh till år 2020. Därefter bedöms endast marginella tillskott till år 2030. Den potentiella ökningen är ganska jämnt fördelad mellan fjärrvärme och industrins mottrycksanläggningar.

Potentiella effekter av teknikutveckling på kraftutbytet

Såväl Svensk Fjärrvärme som Energimyndigheten intar en konservativ inställning till de tekniska möjligheterna att få ut mera kraft ur det befintliga värmeunderlaget. Svensk Fjärrvärme (2013) framhåller dock bioenergikombinat som ett viktigt utvecklingsområde för fjärrvärmeföretagen och som exempel nämns integrerad produktion av pappersmassa, förnybart fordonsbränsle, förädlade fasta biobränslen samt olika biprodukter. Energimyndigheten (2013a) nämner möjligheten av ett väsentligt högre elutbyte genom övergång till gasdrift, men det utmynnar inte i några förslag.

Potentialen för mikrokraftvärme uppskattas av Energimyndigheten bara till 0,3 TWh år 2020 och den finns framförallt i områden med naturgasnät, men rapporten anger att på sikt kan det bli tekniskt möjligt att använda förgasade biobränslen i småskalig tillämpning även i andra delar av landet.

Ny avancerad biokraft

Den försiktiga hållningen från bransch och myndighet till möjligheterna att utveckla tekniken är förvånande. Energimyndigheten (2011a) beviljade för några år sedan stöd till utveckling av en ny gasturbincykel, som genom att höja trycket i processen med hjälp av en ”överbordare”, benämnd TopSpool, i det närmaste skulle kunna fördubbla elutbytet från det befintliga fjärrvärmeunderlaget. Det handlar om en ny och mera effektiv form av turbin som i konceptform tagits fram av Euroturbin AB som har patent på tekniken.

Nästa steg är att utveckla, testa och validera ett brännkammarmotkoncept som är anpassat till turbinen och som primärt avser eldnings med naturgas. Turbinen ser ut att kunna ge ett högre kraftutbyte till lägre kostnad än dagens gasturbiner. Den stora marknaden internat-

ionellt för en sådan lösning är främst i naturgaseldade kraftvärmeverk i länder som Tyskland, Danmark och Nederländerna.

För att fungera i Sverige (som ogillar naturgas) behöver man förgasa biomassa, sannolikt främst i form av grot. Det kan antingen ske genom fullständig termisk förgasning med ett efterföljande gasreningssteg eller genom pyrolys som ger träkol som biprodukt. Om det hela lyckas tekniskt och kommersiellt skulle det tillgängliga svenska värmeunderlaget vid en generell tillämpning av den nya tekniken kunna ge ett eltillskott på minst 20 TWh per år. Det motsvarar produktionen i två större kärnreaktorer. Kostnaden är svårbedömd men anges av Euroturbin för en anläggning på 30 MWe till 54 öre per kWh el baserat på fullständig förgasning och efter kreditering för leverans av värme till nätet (exklusive eventuella intäkter av elcertifikat).²³

Vid pyrolys kan kostnaden per kWh el bli lägre förutsatt att man får avsättning för den träkol som produceras till ett pris som motsvarar kostnaden för koks (inklusive kolets utsläppsrätter). Ett möjligt framtida användningsområde är att utnyttja träkol istället för koks vid reduktion av järnmalm. Den svenska järn- och stålindustrin har fått stöd från Energimyndigheten för ett pilotprojekt vid stålverket i Höganäs. Avsikten är att förgasa biomassa i syfte att reducera behovet av koks och naturgas. I försöksanläggningens pyrolyssteg produceras träkol och man kommer att studera om det utan kvalitetsförluster kan ersätta koks (Energimyndigheten, 2014).

Det är ännu svårt att med säkerhet bedöma de ekonomiska förutsättningarna för TopSpool-tekniken. Men innan Vattenfall hamnade i problem till följd av äventyrliga utlandsinvesteringar hade företaget planer på att pröva den nya turbintekniken i Hamburg eller Berlin. Under det senaste året har några svenska fjärrvärmebolag och skogsbolaget SCA visat intresse för konceptet, men någon säkerställd motfinansiering till ett av Energimyndigheten beviljat bidrag för det första utvecklingssteget finns ännu inte. Det är förvånande med tanke på att den totalt beräknade kostnaden för att

²³ Baserat på 6 % ränta, 25 års avskrivning, 4 750 fullasttimmar och ett bränslepris på €20/MWh enligt uppgifter presenterade av Euroturbin vid föredrag hos SCA 2013-11-05.

föra konceptet fram till en bioenergibaserad demonstrationsanläggning inte är större än den utgift Vattenfall kommer att tvingas ta bara för att förbereda en definitiv ansökan om uppförande av en ny kärnreaktor.

Jämfört med ny kärnkraft har investeringar i ökat elutbyte från det befintliga fjärrvärmeunderlaget fördelen att kunna tillämpas i små steg som innebär lägre finansiell risk än att investera i en stor kärnreaktor, som kommer att kosta 60 miljarder kronor eller mer.

Vindkraft

Försök med vindkraft inleddes i Sverige i slutet av 1970-talet, men först under de senaste tio åren har utbyggnaden tagit ordentlig fart. Vid utgången av 2013 fanns drygt 2 700 vindkraftverk med en totalt installerad effekt om 4 470 MW. Medeleffekten var ca 1,65 MW, men de landbaserade turbiner som nu installeras i nya vindkraftverk har vanligen en effekt på 2-3 MW. Vindkraftens produktion uppgick 2013 till 9,9 TWh (Svensk Energi, 2014).

Vindens energi är proportionell mot vindhastigheten i kubik, vilket innebär att energiinnehållet blir åtta gånger större vid fördubblad vindhastighet. Val av goda vindlägen är således en viktig förutsättning för lönsamhet.

Vindkraftverk producerar vanligen el vid vindhastigheter mellan 4 och 25 meter per sekund. Den maximala effekten (märkeffekten) nås vid vindstyrkor på 12-14 meter per sekund. En modern turbin kan tillvarata ca 50 procent av vindens energiinnehåll. Svensk Vindenergi räknar, enligt uppgifter på hemsidan, med 2 800 fulldriftstimmor för nya vindkraftverk i storleksklassen 2-3 MW, vilket motsvarar en kapacitetsfaktor på 32 procent.

Av i Sverige totalt installerad effekt fanns i slutet av 2012 ca 95 procent på land. De 71 havsbaserade verken hade en sammanlagd effekt på 163 MW varav 110 MW i Lillgrund i Öresund. Havsbaserad vindkraft är, trots goda vindförhållanden, väsentligt dyrare och utbyggnaden kräver stöd utöver effekten av elcertifikatssystemet (se nedan). Det finns ett särskilt program för stöd till marknadsintroduktion för storskalig vindkraft, Vindpilotstödet.

Efter beslut av Energimyndigheten i slutet av 2013 finns 310 riksintresseområden för vindbruk, varav 281 områden på land och 29 till havs och i insjöar. Den totala ytan motsvarar ca 1,5 procent av Sveriges areal inklusive svenskt vatten. Valet av områden är baserat på enhetliga kriterier utifrån ett energisystemperspektiv. Jämfört med tidigare fastställda riksintresseområden har denna gång, enligt Energimyndigheten, större hänsyn tagits till känsliga natur- och kulturvärden.

Riksdagen har antagit en planeringsram till år 2020 om 30 TWh årlig produktion av vindel, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs. Meningen är att få kommuner, länsstyrelser och andra myndigheter att aktivt bidra till förbättrade förutsättningar för lokal elproduktion och ramen ger en signal om hur mycket vindkraft som bör kunna hanteras i den fysiska planeringen. Planeringsramen är dock ingen plan eller prognos (Energimyndigheten, 2007a).

Enligt Energimyndighetens nya långtidsprognos kommer vindkraftens bidrag till elförsörjningen att öka till drygt 11 TWh år 2020 och till 12 TWh år 2030 (Energimyndigheten, 2013c). Det skulle innebära att den pågående utbyggnaden nästan helt stannar upp. Svensk Vindenergi²⁴ spår däremot att vindkraften kommer att bidra med minst 18 TWh redan år 2017.

Kostnaden för att bygga vindkraftverk har fallit med 30 procent sedan 2008 och kan komma att minska betydligt till 2030. Enligt Svensk Vindenergi kostar nya landbaserade vindkraftverk 2014 mellan 10 och 13 miljoner kronor per MW. Faktorer som påverkar kostnaden är bl.a. val av turbin, avstånd till nätanslutning och övrig infrastruktur. Den största landbaserade svenska vindkraftsparken Stor-Rotliden i Västerbotten, ägd av Vattenfall och färdigställd 2011, kostade ca 1,5 miljarder kronor för 78 MW (Vattenfall 2013). Det motsvarar 19,2 miljoner per MW.

Drift och underhåll (serviceavtal, markarrenden, anslutningsavgifter, försäkringar och administration) anges av Svensk Vindkraft

²⁴ Pressrelease 2014-04-14.

kosta 10-16 öre per kWh. Vindkraftföretaget O2 uppger en något högre drifts- och underhållskostnad (15-20 öre/kWh).²⁵

Svensk Vindenergi uppger att de totala intäkterna från vindkraften under hösten 2012 i genomsnitt låg på ca 53 öre per kWh baserat på ett elpris på 33 öre och en intäkt från elcertifikat på 20 öre. För några år sedan bedömde Elforsk att kostnaden för el från landbaserade vindkraftverk år 2020-2025 kommer att uppgå till 50-53 öre per kWh (Nyström et al, 2011).

Att anlägga vindkraftverk till havs är ungefär dubbelt så dyrt som att bygga på land och en betydande del av skillnaden beror på höga kostnader för nätanslutningen. Även drift och underhållskostnaden är högre för havsbaserad vindkraft och ligger, enligt Svensk Vindenergi, i intervallet 15-25 öre per kWh. Men årsproduktionen är förstås högre till följd av bättre vindförhållanden och uppges av branschföreningen ligga i intervallet 3 300 – 4 300 MWh per MW. Siemens bedömer att havsbaserad vindkraft kan komma att produceras till 10 euro cent per kWh år 2020 jämfört med 14 cent idag.²⁶

Vindkraftens produktion kan komma att nå 20 TWh omkring år 2020. Tillgängliga arealer, inklusive havs- och sjöområden, kan teoretiskt producera mycket mer. Den fortsatta utvecklingen beror på om kostnaderna kan sänkas ytterligare och på hur elcertifikatsystemet utvecklas samt på allmänhetens acceptans. Vindkraftverk bullrar och påverkar landskapsbilden. Produktion av 30 TWh år 2030 synes dock ligga inom räckhåll.

Under 2012 genomfördes en kartläggning av de tillståndsansökningar för vindkraftverk som inkommit till länsstyrelserna. De omfattar en total produktionskapacitet på 80 TWh per år, varav en stor del i norra Sverige. Ungefär hälften av dem förväntas få tillstånd (Söderberg, 2013). Vindkraftsutbyggnaden är svåröverblickbar vilket skapar planeringsproblem för de nätansvariga. Det finns en betydande risk att nätutbyggnaden tar längre tid än uppförandet av anläggningarna. På sikt kommer svårigheter att balansera vindkraft-

²⁵ <http://www.o2.se/vindkraft/>

²⁶ The Economist 1.3 2014.

tens intermittenta elproduktion att sätta en gräns för dess utbyggnad. Den frågan behandlas i kapitel 7.

Den gynnsamma kostnadsutvecklingen har gjort det möjligt att fortsätta bygga vindkraft trots sjunkande elcertifikatspriser. Utvecklingen mot allt större aggregat innebär att en fördubbling av produktionen jämfört med dagens nivå kommer att kräva väsentligt färre tillkommande anläggningar än de som nu finns. Om 30 till 40 år, då den första generationens vindkraftverk är mogna för utbyggnad, är det troligt att man med samma lokalisering av nya kraftverk kan öka utbytet med upp emot 50 procent.

Solkraft

Solinstrålning består av direkt och diffus instrålning. Förekomst av moln, dimma eller stoft reducerar den direkta instrålningen och istället alstras diffus instrålning. När himlen är helt täckt av moln blir all instrålning diffus. I Sahara motsvarar infallande solenergi på horisontell yta 2 200 kWh per kvm och år, medan den i södra Sverige uppgår till ca 1 000 kWh. I Sverige är solinstrålningen lägre eftersom den maximala instrålningsvinkeln bara är 58 grader längst i söder (jämfört med 90 grader när solen står i zenit).

Solinstrålningen i Sverige kan variera mellan 1 100 watt per kvadratmeter en solig dag och några 10-tal watt när molntäcket är tätt. Den maximala instrålningen är lägre vintertid än under sommaren till följd av att solen står närmare horisonten, vilket medför att solljuset färdas en längre sträcka genom atmosfären innan den når jordytan. Förutsättningarna för produktion av solel varierar således mellan norra och södra Sverige men påverkas också av antalet dagar med molnfri himmel som vanligen är högre längs kusterna än i inlandet.

I norr ger reflexion (albedo) av sol från snöklädd mark ett tillskott under senvintern och den tidiga delen av våren. De flesta naturliga ytor har ett albedo mellan 5 och 30 procent men albedo på snötäckt mark uppgår till mer än 60 procent (SMHI, 2007). Å andra sidan genererar en snötäckt solpanel ingen el.

De på marknaden förekommande solcellsmodulerna har vanligen en verkningsgrad på ca 15 procent. Nettoverkningsgraden, efter diverse systemförluster, ligger kring 13 procent. En ny anläggning på 1 kW placerad på en oskuggad yta rakt mot söder med 30-50 graders lutning producerar i Sverige ca 950 kWh per år och upptar en yta av 8 m². Solceller på en vertikal söderfasad ger ungefär 600 kWh per installerad kW och år.²⁷

Världsmarknadspriset på solcellsmoduler föll med ca 80 procent mellan 2008 och 2012, men under 2013 planade priset ut, delvis till följd av en överenskommelse mellan Kina och EU om ett golvpris på 0,56 euro per watt för kinesiska solceller som exporteras till Europa (IEA, 2014c). Prisfallet kommer troligen att fortsätta ytterligare ett antal år men i långsammare takt än tidigare.

Den totala kostnaden för en anläggning påverkas också av utgiften för montage som sannolikt inte faller särskilt mycket. I framtiden kan dock tak och fasadmateriäl bli elgenererande genom att man applicerar solceller i tunna skikt på i stort sett vilket materiäl som helst. Tunnsfilmsceller har dock en lägre elverkningsgrad.

Globalt fanns 36 GW solcellskraft installerad i slutet av 2013 och mängden ökar för närvarande med ca 100 MW per dag (IEA, 2014c). Tyskland och Italien har mest installerad solkraftseffekt i Europa. Under 2012 producerades 28 TWh av solceller i Tyskland, motsvarande cirka 4,5 procent av landets totala eltillförsel (IVA, 2013b). En lika hög produktion per capita i Sverige skulle ge 3,3 TWh per år och kräva en installerad effekt på ca 3 500 MW.

Under 2012 installerades i Sverige 8 MW och under 2013 tillkom ytterligare 19 MW, varav merparten utgjordes av nätanslutna lokala system. Totalt fanns vid årets utgång 43 MW. Den snabba ökningstakten beror, enligt Energimyndigheten, främst på fallande priser. De inrapporterade medelpriserna för nya nyckelfärdiga nätanslutna solcellsanläggningar i Sverige har under de senaste fem

²⁷<http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Producera-din-egen-el/Producera-el-fran-solen/>

åren sjunkit från 40-80 kr (exklusive moms) per watt beroende på anläggningens storlek till ca 15 kr/W oavsett storlek.²⁸

Riksdagen beslutade 2009 om bidrag till solceller inom ramen för 210 miljoner till och med 2016. Våren 2014 hade ca 6 300 ansökningar inkommit varav ca 2 500 hittills har beviljats stöd. Stödnivån får uppgå till maximalt 35 procent av investeringskostnaden och den stödberättigande kostnaden får inte överstiga 37 000 kronor plus moms per installerad kilowatt.

Nettodebitering eller skatteåterbäring

Frågan om att ge små producenter av förnybar el möjlighet till nettodebitering har diskuterats under de senaste åren och utretts. Med nettodebitering avses ett system där el som privatpersoner eller företag med mikroproduktion producerar och överför till elnätet får kvittas mot annan el som de tar emot från elnätet. Nettodebiteringsutredningen (2013) fann emellertid att ett sådant system skulle komma i konflikt med EU:s mervärdesskattedirektiv och föreslog att mikroproducenter istället ska medges en skattereduktion som ungefär motsvarar det belopp som producenten skulle ha tjänat i ett nettodebiteringssystem. Reduktionen ska enligt utredningen ses som en ekonomisk kompensation för den överskottssell som dessa producenter ofta matar in på elnätet utan ersättning.

Regeringen (prop. 2013/14:151) föreslår införande från 1 juli 2014 av skattereduktion för privatpersoner och företag för mikroproduktion av förnybar el som matats in i anslutningspunkten under ett kalenderår. Den kan användas både för egenproducerad vindkraft och för el från solceller. Reduktion medges inte för mer än 30 000 kilowattimmar och skatten sänks med nettotillförseln multiplicerat med 60 öre.

Skatteverket tolkar emellertid den nya lagtexten så att mikroproducenten blir skattskyldig för energiskatt på all sin egen användning om han/hon bestämmer sig för att sälja överskottet på

²⁸ Energimyndigheten pressmeddelande 2014-03-11.

marknaden. Med den tolkningen blir det knappast lönsamt för mikroproducenterna att sälja sitt överskott.

Det kan noteras att den föreslagna svenska ersättningen ligger på ungefär en tredjedel av den inmatningstariff som sedan 2012 gäller för små solcellsanläggningar i Tyskland. Denna nivå är inte tillräckligt hög för att motivera hushållen att producera för nätet snarare än för egen förbrukning. Att producera solel för eget bruk är betydligt mera lönsamt i södra än i norra Sverige beroende på större solinstrålning och högre punktskatt på el.

Bedömning av solkraftens bidrag

El från solceller kan vid fallande kostnad och fortsatt stöd på tio års sikt ge en stor installerad effekt i svenska småhus, flerbostadshus och lokaler. Om årsproduktionen skulle bli så hög som 5 TWh kommer solkraften att kunna klara 10 procent av den svenska elförbrukningen sommartid, men under årets kallaste månader skulle den bara kunna bidra med ca 1 procent.²⁹ Detta är främst en följd av att produktionsförmågan i mellersta Sverige är ca åtta gånger högre under årets soligaste månad jämfört med den mörkaste men också av att elbehovet är 30 procent högre på vintern. Om hänsyn tas till effekten av skuggande byggnader och träd kan den faktiska skillnaden vara ännu större, eftersom solvinkeln är lägre på vintern. Reflexer från snö kan verka i motsatt riktning (förutsatt att solcellsmodulerna inte är snötäckta), men hösten är under alla omständigheter ett mörkt kapitel.

Förhållandet att solkraftens halva årsproduktion infaller under perioden maj-augusti gör den lämpad för sommarbebodda fritidshus som i kombination med batterier kan bli helt självförsörjande. För att bli samhällsekonomiskt effektiv som generell kraftkälla skulle priserna behöva sjunka långt under dagens nivå för att ge ekonomiskt utrymme för den reservkraft som behövs vintertid. Som redan nämnts kan solel dock vara intressant som egenprodukt-

²⁹ Baserat på företaget Sunwinds uppgifter om solkraftsproduktionens fördelning över årets månader i 2014/15 års produktkatalog.

ion för hushåll och företag som därigenom slipper den rörliga delen av nätavgiften samt elskatten och moms på dessa belopp.

Att i stor skala lagra energi från solceller för användning under vinterhalvåret framstår inte som en ekonomiskt rimlig lösning. Ett för svenska förhållanden mera optimalt utnyttjande av solens energi är att lagra solvärme under husen för återanvändning vintertid i kombination med värmepump. AB Svenskt Klimatneutralt Boende marknadsför ett sådant system som, enligt mätningar utförda av SP, på årsbasis nedbringar behovet av tillförd energi till 14-19 kWh/m². Kostnaden är jämförlig med konventionell bergvärme men eleffektbehovets årsprofil är bättre.

Vågkraft

Energitätheten per vågmeter är större än vindens energitäthet per kvadratmeter och den faktiska utnyttjandegraden för vågkraftverk i gynnsamma lägen är ungefär dubbelt så stor som för vindkraftverk (ca 50 % av årets timmar). Utmaningen vid utvinning av vågenergi är att med godtagbar ekonomi hantera variationer i vågeffekt och konstruera anläggningen så att den klarar stormar och den korrosiva miljö som havet utgör.

Konflikter vid val av områden med god vågmiljö kan gälla påverkan på natur, friluftsliv, landskapsbild, kultur, sjöfart och militär verksamhet. Visuell påverkan och uppkomst av ljud är starkt kopplad till typen av vågkraftsanordning och alstring av ljud kan förekomma såväl över som under vattenytan. Effekten på botten är ringa och utnyttjade områden bör helt kunna återställas efter avslutad verksamhet.

Seabased har tillsammans med Fortum fått tillstånd att anlägga Sveriges första kommersiella vågkraftpark nordväst om Kungshamn/Smögen i Sotenäs kommun. Företagets vågkraftsteknik baseras på generatorer som placeras på havsbotten förbundna med bojar på ytan som fångar upp vågornas rörelseenergi. Tekniken utnyttjar höjdskillnaden mellan vågtopp och vågdal och är anpassad för att ge hög effekt vid låg hastighet. De enskilda aggregaten är sammankopplade med varandra till en våg-

kraftspark, från vilken växelström levereras via sjökabel till det landbaserade elnätet. Seabaseds generatorer har en nominell effekt på 25 kW och tillståndet medger utplacering av max 420 aggregat på en yta av ca 0,5 km². Totalt kan parken, fullt utbyggd, generera ca 25 GWh per år.

Den teoretiska potentialen för vågkraft är stor men hänsyn till sjöfart, båtliv, fiske och naturvård kommer att sätta gränser för vad som blir praktiskt möjligt. För att generera 1 TWh per år krävs 40 vågkraftsparker av den storlek som Fortum och Seabased nu fått tillstånd att anlägga. Ekonomin hos vågkraft är svårbedömd och det kan visa sig bli svårt att få kostnadstäckning för anläggningar i svenska vatten.

Elcertifikatsystemet

Det med Norge gemensamma elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem för elproduktion från förnybara energikällor som har stor betydelse för utbyggnaden av främst vindkraft och biobränslebaserad kraft. Systemet introducerades 2003 med målet att öka den svenska produktionen av förnybar el med 25 TWh till 2020 (räknat från 2002 års nivå).

Producenter som framställer el som uppfyller kraven får ett elcertifikat för varje producerad MWh under 15 år efter det att anläggningen tas i bruk (dock inte längre än till 2035). Efterfrågan på dessa certifikat uppkommer genom att alla elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin försäljning eller användning. Den elintensiva industrins förbrukning (ca 40 TWh) är dock undantagen från kvotplikten.

Under 2013 var kvoten 13,5 procent. Den elcertifikatförpliktiga elförsäljningen uppgick detta år till 91 TWh och priset på certifikaten var i genomsnitt SEK 200,4 per MWh, alltså ca 20 öre per kWh. Vid 2013 års kvot och elcertifikatpris belastades den kvotpliktiga elkonsumtionen med ca 2,5 öre per kWh.

För att nå målet om 50 procent förnybar energi år 2020 har riksdagen beslutat förlänga elcertifikatsystemet till utgången av år 2035.

Från 2014 ökar kvotplikten gradvis och når ett maximum på 19 procent år 2020 för att därefter successivt minska till nära noll 2035. Om dessa regler förblir oförändrade kommer efterfrågan på elcertifikat att minska efter 2020, varvid certifikatpriset förväntas sjunka. Det kan verka återhållande på investeringarna i ytterligare förnybar kraft för såvitt inte kostnaden för nya vindkraftverk sjunker betydligt. Fram till 2020 ser nybyggnationen av vindkraft ut att fortsätta till följd av att den politiskt fastställda kvotpliktskurvan vänder uppåt från 2013 års relativt låga nivå. En förhållandevis liten utbyggnad av kraftigt subventionerad solcell under de närmaste åren kan inte påtagligt påverka certifikatpriset.

Om Sverige och Norges gemensamma mål om 26,4 TWh ny förnybar el mellan 2012 och 2020 ska nås kan emellertid de framtida kvoterna i elcertifikatsystemet behöva justeras i samband med en kontrollstation år 2015. Energimyndigheten (2014a) föreslår att kvoterna ska höjas kraftigt under åren 2016-2020 för att säkerställa att målet nås. Det innebär att konsumenternas kostnad kommer att öka med något öre per kWh. Efter 2020 kommer systemets betydelse för tillkomsten av ny förnybar kraft att successivt avta.

Efterfrågan på ”grön el” leder inte till investeringar i ny kapacitet utöver vad elcertifikatsystemet genererar. Det beror på att prispremien för miljömärkt el (ofta 1-2 öre/kWh) är låg i förhållande till certifikatpriset och dessutom sätts certifikatssystemets kvoter i syfte att uppnå ett visst mål. Grön el-konceptet får en del konsumenter att tro att de gjort en välgärning, men det ökar egentligen bara kraftbolagens marginaler.

Fossil kraft i kombination med CCS

Fossil kraftproduktion är också en möjlighet men förutsätter utnyttjande av Carbon Capture and Storage (CCS), som är den engelska beteckningen på avskiljning och långsiktig förvaring av koldioxid i för ändamålet lämpliga geologiska formationer. CCS handlar emellertid inte bara om att avskilja CO₂ från fossil kraftproduktion. IEA (2013b) bedömer att nästan hälften av den CCS som behöver tillkomma till 2050, om inte medeltemperaturen på jorden ska öka

med mer än 2 grader Celsius, kommer att ske inom industrin, t.ex. kemisk industri, stålframställning och cementtillverkning.

Den metod för avskiljning av koldioxid från kraftproduktion som hunnit längst avser infångning av koldioxid ur rökgaserna (post-combustion capture), men arbete pågår också med kemiska metoder för att ur kol och naturgas framställa en syntesgas ur vilken vätgas kan framställas varvid syntesgasens innehåll av CO₂ avskiljs (syngas/hydrogen capture). Ett tredje alternativ är att förbränna kol eller naturgas i närvaro av syrgas (istället för luft), vilket gör det möjligt att få en rökgas med hög halt av CO₂ (oxy-fuel combustion).

Samtliga metoder leder till ökad energiåtgång och även om separationen av CO₂ kan nå över 90 procent blir den faktiska avskiljningseffektiteten något lägre när man tar hänsyn till den ökade energianvändningen. För CCS i nya anläggningar bör dock en reduktion med minst 85 procent vara möjlig.

Enligt GEA (2012) finns inga tecken på att transport av koncentrerad koldioxid i pipelines skulle medföra högre risk än rörbunden transport av naturgas och olja. Dock behöver vissa säkerhetsåtgärder vidtas där gasledningen går genom bebyggda områden, t.ex. kortare sektioner mellan varje stängbar ventil, större än normal tjocklek hos rörväggarna och nedgrävning. Det finns heller inget som tyder på att gasen inte skulle stanna i förvaret under tillräckligt lång tid, alltså under de hundratals eller tusentals år då koldioxiden måste förhindras nå atmosfären.

Fyra stora CCS-projekt har avskilt och slutförvarat ca 55 miljoner ton koldioxid sedan den första anläggningen togs i drift 1996 (IEA, 2014c). Dessutom finns lika många stora projekt där koldioxid tryckts ner i delvis tömda oljekällor för att öka utvinningen (enhanced oil recovery), men enligt IEA har det i dessa fall inte alltid skett på ett sätt som säkerställer att gasen inte med tiden kan läcka ut i atmosfären.

IEA bedömde 2009 att utvecklingen skulle gå väsentligt snabbare än den hittills gjort och förutspådde bl.a. att hundra CCS-projekt skulle tillkomma mellan 2010 och 2020 med gemensam

kapacitet att lagra omkring 300 miljoner ton CO₂ per år. EU talade om tolv demonstrationsprojekt till 2015. Men sedan 2007 har bara drygt 10 miljarder dollar spenderats på CCS och statligt stöd till den nya tekniken har främst förekommit i USA och Kanada (IEA, 2013b). Vattenfall avbröt för några år sedan sitt CCS-projekt i Jämschwalde och Norge beslutade nyligen att lägga ner Mongstad-projektet. Satsningar görs dock i Australien, Kanada, Saudiarabien, Förenade Arabemiraten och USA. Det handlar sammantaget om nio större projekt, varav två inom elproduktionssektorn (IEA, 2014c).

Kostnaden för CCS är fortfarande svårbedömd. GEA (2012) tror med hänvisning till olika studier att kostnaden för att hindra utsläpp från nya koleldade kraftverk kan hamna mellan 45 och 57 dollar per ton CO₂. Utgifter för den ökade energiåtgången dominerar kostnadsbilden, följt av kapitalkostnaden. Räknat per ton CO₂ blir kostnaden ungefär den dubbla i gaseldade anläggningar, men eftersom gas innehåller mycket mindre kol per energienhet än stenkol och elverkningsgraden är högre blir kostnaden per MWh el av ungefär samma storlek som för kolkondenskraft. För gas påverkas också bilden av stora regionala skillnader i priset på naturgas.

Golombek et al (2011) menar att skillnaden i kostnad blir stor mellan existerande kraftverk och nya anläggningar som redan från början förses med CCS. Det är inte bara kapitalkostnaden som blir lägre utan även energiåtgången som kan mer än halveras.

ZEP (2013) bedömer att ett koldioxidpris på 35-40 euro per ton år 2030 kommer att vara tillräckligt som incitament för CCS men understryker att för detta krävs framgångsrika försök före 2020 som reducerar den långsiktiga kostnaden. Avskiljning, inklusive ökad driftkostnad, står för ca halva kostnaden och transport och slutförvaring för resten. De senare är mer skalberoende och kan reduceras mer vid stora volymer än kostnaden för avskiljning.

De i litteraturen nämnda kostnaderna betyder att priset på el från kolkondenskraftverk kommer att behöva öka med 70-90 procent för att ge utrymme för CCS. GEA (2012) konstaterar att såväl reg-

ler som ekonomiska incitament kommer att behöva vara på plats innan industrin vågar fatta beslut om att investera i sådana projekt.

Storbritannien spelade en ledande roll när EU:s CCS-direktiv togs fram, men även den brittiska utvecklingen har tappat fart. Sex stora anläggningar planeras dock och det brittiska energi- och klimatdepartementet bedömer att CCS på sikt kommer att kunna mäta sig i pris med förnybar elproduktion (DECC, 2013).

Man kan mot bakgrund av ovanstående redovisning konstatera att CCS i nya anläggningar kan förväntas komma att kosta minst 35 euro per ton CO₂. Med dagens utsläppspris på EU ETS på 5-6 euro per ton saknas således incitament att investera i CCS i Europa. De europeiska regeringarna kan subventionera CCS i syfte att få igång utbyggnaden. Om detta sker i stor skala får emellertid åtgärden en tillbakahållande inverkan på utsläppspriset, eftersom producenterna och deras kunder i så fall slipper betala klimatpolitikens långsiktiga marginalkostnad.

Det svenska elproduktionssystemet om 15-20 år

Vattenkraft, kraftvärme och industriell mottryckskraft kan, baserat på dagens teknik, sammantaget leverera drygt 90 TWh under ett normalår. Vind- och solkraft kan 2030 komma att bidra med upp till 30 TWh under förutsättning att avsättning alltid finns för den intermittenta produktionen och att vattenkraftens reglerförmåga är tillräcklig eller kompletteras med viss produktion i gasturbiner. Därtill skulle troligen ett bättre utnyttjande av det befintliga värmeunderlaget kunna öka fjärrvärmesystemens elproduktion med ca 20 TWh. Det senare förutsätter dock att det fortsatta utvecklingsarbetet med den nya tekniken blir framgångsrik och att ombyggnaden av kraftverken hinner genomföras till 2030.

Sammantaget innebär detta att förnybar kraft, kompletterad av lite naturgas, utifrån tekniska förutsättningar skulle kunna leverera minst 125 TWh och kanske så mycket som 145 TWh. På längre sikt kan bidragen från vind och sol bli större förutsatt att energi från dagar med överskott lagras till mindre blåsiga och soliga dagar

(se kapitel 7). Frågan om hur mycket gammal kärnkraft som kan finnas kvar 2030 diskuteras i kapitel 9.

Det finns dock ett stort frågetecken för vilken utbyggnad av den fossilfria kraftproduktionen som blir möjlig efter 2020, då effekten av elcertifikatssystemet på viljan att investera i ny produktion successivt avtar. I takt med att anläggningar fasas ur elcertifikatsystemet efter att ha fått certifikat i 15 år kommer antalet certifikat att minska, vilket gör att kvoterna successivt sänks. Detta leder sannolikt till sjunkande certifikatpriser samtidigt som anläggningar som tas i drift under 2020-talet bara får certifikat för den återstående tiden fram till 2035. För att det därefter ska vara lönsamt att investera i nya fossilfri produktion måste antingen systempriset på el öka med minst 10-15 öre per kWh från dagens nivå eller produktionskostnaden i nya kraftverk minska med lika mycket.

6. Framtida efterfrågan på el

Sverige har en internationellt sett hög elanvändning, vilket delvis beror på mycket elvärme och en elintensiv basindustri. Utslaget per invånare uppgår nettoförbrukningen (inkl. distributionsförluster) till drygt 14 000 kWh per år. Elanvändningens sektoriella fördelning och utveckling över tid framgår av tabell 3.

Sedan 1980 har förbrukningen vuxit med 50 procent, men hela ökningen ägde rum mellan 1980 och 1995 då större delen av det stora produktionsöverskott som blev följderna av kärnkraftens snabba utbyggnad användes till värme i bostäder, lokaler och fjärrvärmecentraler.

Tabell 3.

Elanvändningens fördelning (ej normalårskorrigerad). TWh.

År	Industri	Transporter	Bostäder och service	Fjärrvärme, raffinaderier	Distributionsförluster	Total användning
1980	39,8	2,3	43,0	1,3	8,2	94,6
1985	48,0	2,6	62,9	6,4	10,9	130,8
1990	53,0	2,5	65,0	10,3	9,1	139,9
1995	51,3	2,7	70,5	7,8	10,1	142,4
2000	56,9	3,2	69,0	6,5	11,1	146,6
2005	55,9	2,8	72,3	4,7	11,3	147,1
2010	52,9	2,4	74,8	4,6	12,1	146,9
2012	51,5	3,0	72,7	3,5	11,3	142,0

Källa: Energimyndigheten (Energiläget i siffror 2013).

Ökad fokus på effektivisering

Mer eller mindre spontan energieffektivisering har lett till att energiintensiteten i den europeiska ekonomin sedan sekelskiftet minskat med ca 1,5 procent per år (WEC, 2013a). Till en mindre del beror detta på en strukturell förändring av ekonomin i riktning mot högre tjänsteandel.

Enligt en rapport från International Energy Agency genomfördes under 2011 investeringar i effektivisering för 300 miljarder dollar i elva studerade OECD-länder. Det var mer än de totala investeringarna i fossileldad kraftproduktion men mindre än investeringarna i förnybar el. Om ingen eleffektivisering hade ägt rum sedan 1974 skulle förbrukningen idag ha varit ca 67 procent högre. Rapporten konstaterar att effektivisering ofta är mera lönsam än investeringar i förnybar kraftproduktion (IEA, 2014a).

World Energy Council understryker att fokus inom energipolitiken behöver skiftas från ett tillförselperspektiv till ett användarperspektiv innebärande en satsning på investeringar, innovationer, incitament och effektivare teknikstandards i syfte att minska energiintensiteten (WEC, 2013a).

Industrins elanvändning

Av tabell 3 framgår att den svenska industrins elanvändning efter en topp i början av 2000-talet nu återgått till samma nivå som för 20 år sedan. Notabelt är att pappers- och massaindustrin, som står för ca 40 procent av industrins elanvändning, förbrukar betydligt mindre än för tio år sedan. Under 2013 föll dess efterfrågan till 20,2 TWh enligt preliminära data från Svensk Energi (2014). Järn- och stålindustrins och verkstadsindustrins efterfrågan har minskat med omkring 10 procent sedan sekelskiftet, medan gruvnäringens elanvändning ökat med ca 1 TWh.

Enligt WEC (2014) svarar elektriska motorer globalt för ca 70 procent av industrins elanvändning. Många av dem drivs i konstant hastighet trots att behovet varierar. Det innebär att varvtalsreglering kan minska elförbrukningen med mellan 3 och 60 procent be-

roende på typ av motor och användningsområde. En del av denna potential är utnyttjad i Sverige men mycket återstår.

Den framtida utvecklingen av den svenska industrins efterfrågan på el kommer i hög grad att bestämmas av de mest elintensiva branschernas konkurrensläge där elpriset är en av flera viktiga faktorer. Inriktningen inom massa- och pappersindustrin har stor betydelse. En anledning till dagens lägre elförbrukning är att den förhållandevis elintensiva tidningspappersproduktionen minskat.

Eltillförselns långsiktiga marginalkostnad kommer att bestämmas av kostnaden för nya osubventionerade kraftverk vilket medför att priset på baskraft långsiktigt kommer att stiga betydligt. Detta kommer att tvinga industrin till betydande anpassningsåtgärder i form av eleffektivisering eller gradvis avveckling/utflyttning av den mest elintensiva produktionen. Så även om förädlingsvärdet i den svenska industrin fortsätter att öka i takt med BNP så kommer företagen knappast att efterfråga mer el än idag.

Uppföljningen av Energimyndighetens femåriga program för energieffektivisering, PFE, visar att 87 deltagande elintensiva företag genom totalt 1 066 åtgärder lyckades reducera sin förbrukning med drygt 1,6 TWh och samtidigt öka den egna elproduktionen med 0,8 TWh. Det ska relateras till de ca 30 TWh el som de deltagande företagen förbrukar per år. Den genomsnittliga återbetalningstiden understeg två år. Som morot befriades de deltagande från de 0,5 öre per kWh som annars är skattesatsen för el som används i industriella processer. IVA (2013a) noterar att denna obetydliga skattelättnad medförde att energieffektivisering lyftes upp på företagsledningens och ibland även på styrelsens agenda. PFE är dock under avveckling då programmet visat sig strida mot EU:s regelverk för statsstöd.

Sett över lite längre tid kan innovationer och teknologigenombrott radikalt förändra förutsättningarna. Framställning av pappersmassa sker genom energikrävande processer, antingen mekanisk bearbetning av fibrerna eller genom att koka dem tillsammans

med kemikalier. The Economist³⁰ berättar historien om hur den europeiska branschföreningen, Confederation of European Paper Industries (CEPI), startade ett projekt i syfte att undersöka möjligheterna att radikalt minska energibehovet. Det skedde genom att två lag fick tävla om att komma på det bästa uppslaget. Det vinnande förslaget innebär att man ska lösa upp veden med speciella naturligt förekommande lösningsämnen, vilket förväntas reducera energiåtgången med 40 procent. På köpet skulle man få biprodukten lignin i pulverform vilket kan underlätta dess användning som kemisk råvara. Tävlingen ledde också till tankar om hur man skulle kunna producera papper utan att använda en massa vatten som i slutet av processen måste torkas bort. Mycket arbete återstår innan man med säkerhet vet att de nya idéerna kan leda till ett tekniskifte.

IVA (2013a) sammanfattar de hinder som identifierats i arbetet med en analys av förutsättningarna till effektivisering i industrin i fyra punkter:

- 1) Konkurrens om begränsade resurser inom företaget och att kärnverksamheten prioriteras;
- 2) Kunskap om energieffektivisering är otillräcklig eller saknas;
- 3) Företagets kalkyler tar inte hänsyn till livscykelkostnader och investerings- respektive driftbudgetar ligger i olika delar av ekonomisystemet;
- 4) Inga krav ställs på energieffektivitet från vare sig kunder, ägare eller myndigheter.

IVA:s expertgrupp konstaterar att problemet är störst inom den icke-energikrävande delen av industrin och föreslår att fokus i det fortsatta arbetet bör riktas mot de små och medelstora företagen.

Hushållsel, driftsel och elvärme

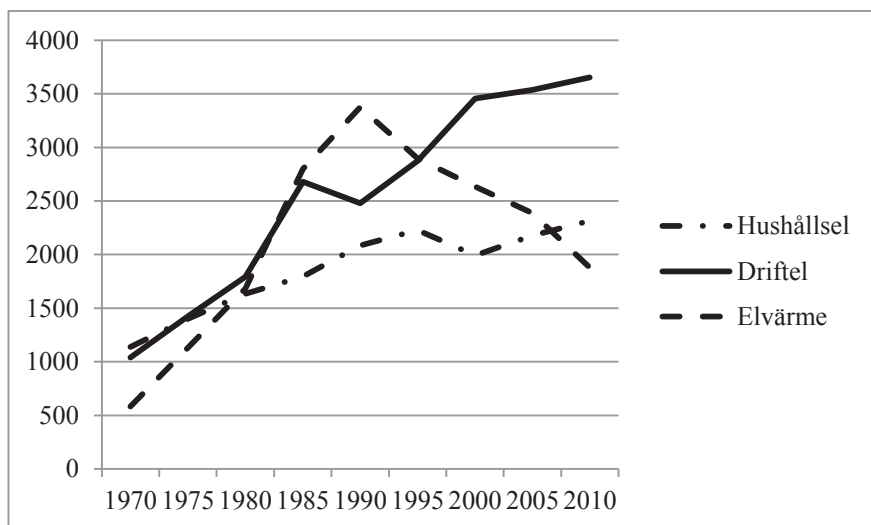
Användningen av hushållsel ökade snabbt under 1970- och 80-talen men har per capita bara vuxit med 11 procent sedan 1990 (se

³⁰ The Economist 30.11 2013.

figur 1). Nya användningsområden har tillkommit, t.ex. handdukstorkar, datorer, läsplattor och mobiltelefoner, men samtidigt har den specifika förbrukningen hos belysning, TV-apparater, disk- och tvättmaskiner samt frys och kyl reducerats kraftigt. För flera av dessa har den specifika förbrukningen minskat med mer än 70 procent för nya apparater. I befintlig bebyggelse är dock utbytestakten långsam, eftersom utrustningen ofta har en längre teknisk än ekonomisk livslängd och många tvekar att byta ut apparater som fortfarande fungerar.

Figur 1.

Förbrukningen av hushållsel, driftsel och elvärme per person i Sverige 1970-2010. kWh/invånare och år.



Källor: SCB och Energimyndigheten

Som framgår av diagrammet har förbrukningen av driftsel i kommersiella och offentliga lokaler mer än trefaldigats sedan 1970 räknat per capita och ökningstakten har först efter år 2000 visat tecken på avmattning. Ökningen beror både på lokalbeståndets tillväxt och på tilltagande elintensitet. Diagrammet visar också att användning-

en av elvärme, inklusive värmepumpar, per person steg brant under 1970- och 80-talen för att efter 1990 nästan halveras från toppnivå. Den senare förändringen är en följd av att markvärme- och luftvärmepumpar nu dominerar i småhus som värms med el samtidigt som el knappast alls längre används i hetvattencentraler och fjärrvärmesystem. Elvärmen förbrukade totalt 29 TWh 1990 men bara 17,7 TWh tjugo år senare. Utvecklingen de senaste 10 åren är revolutionerande. Sedan 2002 har den totalt uppvärmda ytan i småhus ökat med 15 procent samtidigt som beståndets oljeanvändning sjunkit med 90 procent (från 9,0 till 0,9 TWh) och elvärmen (inkl. el till värmepumpar) minskat med 12 procent.

Förutsättningar för effektivisering i bostads- och servicesektorn

EU:s ekodesigndirektiv och energimärkningsdirektiv är viktiga verktyg i arbetet med att effektivisera elanvändningen i hushåll, lokaler, service och småindustri. Ekodesignkraven innebär att vissa typer av nya produkter måste ha en viss energieffektivitet för att få säljas. EU-kommissionen räknar med att kraven kommer att reducera elanvändningen inom EU år 2020 med 484 TWh jämfört med vad som skulle ha hänt utan dem. För Sverige torde det innebära en reduktion med ca 10 TWh.

Belysning av bostäder och lokaler mm håller på att genomgå en revolution. Genom ekodesigndirektivet fasas successivt de sämre och mindre effektiva lamporna ut. De gamla vanliga glödlamporna är så gott som borta och nu skärps också kraven på halogenglödlampor, lysrör och metallhalogenlampor samt vissa typer av lysrörlampor och LED-lampor. Därtill kan man byta till flimmerfria högfrekvensdon och använda styr- och reglerteknik, inklusive närvarogivare och ljussensorer, för att se till att belysningen är på när den behövs och inte är starkare än nödvändigt.

Om alla hushåll med äldre utrustning bytte till moderna apparater, armaturer och lampor skulle genomsnittsförbrukningen kunna

reduceras från ca 4 000 kWh per år till omkring 1 200 kWh.³¹ Utbytet av gammal utrustning kommer att ha en dämpande inverkan på de svenska hushållens totala efterfrågan under de närmaste ca 15 åren och detta gäller särskilt belysning.

På lång sikt kommer den tekniska utvecklingen att föra till en situation där den återstående potentialen för reducerad specifik elanvändning inte längre är särskilt stor. Å andra sidan kanske elektrifieringen vid den tidpunkten nått en mättnadsfas. En rimlig bedömning är att efterfrågan per capita på hushållsel stagnerar på dagens nivå eller sjunker något under de närmaste 10-15 åren. En statlig skrotningspremie på äldre kylskåp, frysar och diskmaskiner skulle kunna påverka utvecklingen i gynnsam riktning.

Nya luftvärmepumpar måste enligt ekodesigndirektivets krav ha en årsvärmefaktor på minst 3,8 i den medelvarma europeiska zonen (motsvarar klimatet i Strasbourg). I Sverige fanns år 2012 enligt en ungefärlig beräkning knappt 960 000 värmepumpar i småhus (Energimyndigheten, 2013d). Det innebär att vartannat småhus har någon form av värmepump. Om man räknar bort småhus som är anslutna till fjärrvärme eller huvudsakligen värms med ved kan det inte röra sig om mer än om något hundratusental villor och radhus som enbart använder elektriska radiatorer för sin uppvärmning.

Behovet av tillförd el kan dock sjunka ytterligare något per kvadratmeter till följd av fortsatt installation av värmepumpar och på längre sikt som konsekvens av utbyte av äldre värmepumpar mot nya med högre årsvärmefaktor. Någon drastisk reduktion av den specifika förbrukningen i det befintliga beståndet förefaller dock mindre sannolik. Nya småhus kräver förstås mindre tillförd el per kvadratmeter för sin uppvärmning.

Sveriges ca 600 000 fritidshus beräknas förbruka ungefär 3,5 TWh el per år. Drygt 430 000 av dem värms med direktverkande eller vattenburen el (Energimyndigheten, 2012). Användning av luftvärmepumpar eller partiell ersättning av inköpt el med el från

³¹ Bo Normark och Jan Nordling (IVA), *How should the energy system look like 2030?* Euro-CASE Energy Platform meeting 2014-02-12, Bryssel. Powerpoint presentation.

solceller kan i kombination med snålare lampor och kylskåp förväntas sänka förbrukningen avsevärt, kanske med mer än hälften.

Användningen av el för drift av kommersiella och offentligt ägda lokaler växer snabbt och har ökat från 21,3 TWh 1990 till 34,3 TWh 2010. Förbrukningen ökar snabbare än både befolkningstillväxten och ytan hos det totala beståndet av lokaler. Den totala arean hos landets samtliga lokaler, som domineras av skolor, sjukhus och annan offentlig service, har ökat obetydligt under senare tid. Ytan hos kommersiella lokaler, särskilt kontor och handel, har däremot vuxit.

En typisk kontorsbyggnad förbrukar strax över 100 kWh el per kvadratmeter och år. Ca 60 procent används i verksamheten, bland annat till belysning och datorer, medan 40 procent går till fastighetsrelaterade funktioner (Energimyndigheten, 2007b). Ett genomsnittligt hotell använder nästan lika mycket el per kvadratmeter och år varav knappt 40 procent går till verksamheten (främst köksutrustning) och resten till fläktar och annan fastighetsel (Energimyndigheten, 2011b).

En genomsnittlig livsmedelsbutik förbrukar ca 300 kWh el per kvadratmeter varav 45 procent går till livsmedelskyla. Den totala energianvändningen i livsmedelsbutikerna har ökat med 8 procent sedan 1990. Störst är ökningen i segmentet livsmedelskyla, vilket är en följd av att svenska folket köper allt mer färdiglagad mat och halvfabrikat samt andra varor som förvaras i kyldiskar (Energimyndigheten, 2011c).

Lokal- och servicesektorns elförbrukning är fördelad på många olika apparater och användningsområden samtidigt som elräkningen ofta utgör en mycket liten del av kostnaden för privat och offentlig service. Bristen på tydliga incitament och bristfälliga kunskaper försvårar arbetet med att utnyttja de tekniska möjligheterna att reducera elförbrukningen.

Transportsektorns elanvändning

Transportsektorns elförbrukning har under de senaste åren legat kring 3 TWh och bedöms i Energimyndighetens referensprognos

bara öka obetydligt till 2030. Ett större genombrott för elfordon och laddhybrider kan dock ändra läget, men sannolikt inte påtagligt förrän mot slutet av 2020-talet. På lång sikt kan vägtrafiken, inklusive tätortsbussar samt fjärrlastbilar på delar av Europavägnätet (efter elektrifiering av infrastrukturen), komma att efterfråga uppemot 10 TWh per år (FFF-utredningen, 2013).

Det innebär att vägtrafiken på sikt kommer att konsumera mer el än järn- och spårvägarna vars elanvändning ökar i långsam takt och dämpas av "Eco-driving". LKAB använder sedan en tid tågstyrningssystemet Cato som hjälper lokförarna att beräkna vilken hastighet tåget bör hålla för att minimera antalet stopp och hålla optimal hastighet. Målet är att reducera förbrukningen med 20 procent. Även Arlanda Express har installerat Cato och räknar med att spara 10 procent.³²

Effekter av befolkningsutvecklingen

Befolkningsutvecklingen i Sverige kommer att ha stor betydelse för efterfrågan på el från hushåll, lokaler, service och en del av industrin. Däremot påverkar inte befolkningens storlek produktionsvolymen i den elintensiva industrin vars förutsättningar bestäms av det internationella kostnadsläget och tillgång till råvaror.

Under de senaste åren har den svenska befolkningstillväxten varit mycket snabb, i huvudsak till följd av en stor nettoimmigration. Fortsättningen är svårbedömd, men Sverige har en liberal migrations- och flyktingpolitik som tillsammans med en restriktiv syn på invandring i stora delar av övriga Europa kan leda till att utvecklingen följer SCB:s högalternativ i tabell 4. Det skulle i så fall innebära att befolkningen ökar med 17 procent till 2030 och 36 procent till 2050, i båda fallen räknat från 2010.

Större delen av befolkningstillväxten äger rum i de tre storstadsregionerna. Det innebär sannolikt att tillskottet av nya bostäder kommer att domineras av lägenheter i hus som är försörjda med

³² Ny teknik 31.10 2013.

Tabell 4.

Folkmängd 2010 samt SCB:s huvudprognos och alternativa antaganden³³ för 2030 och 2050. Miljoner invånare.

År		Fruksamhet		Nettoinvandring	
		Låg	Hög	Låg	Hög
2010	9,42				
2030	10,66	10,37	10,92	10,16	11,00
2050	11,29	10,63	11,93	10,36	12,80

Källa: SCB

fjärrvärme. Det innebär att efterfrågan på ytterligare elvärme blir relativt liten och sannolikt i stor utsträckning tillgodoses av värmepumpar.

Elpriser och priskänslighet

Framtida efterfrågan på el för olika typer av användning påverkas av elprisutvecklingen och konsumenternas priskänslighet. Energimyndighetens långtidsprognos anger i referensalternativet att efterfrågan, inklusive distributionsförluster, kommer att hamna på 150 TWh år 2030. Prognosen är baserad på antaganden om kraftigt höjda elpriser, måttlig befolkningstillväxt och mycket låg användning av el i vägtrafiken.

Elpriset för elintensiv industri antas i myndighetens prognos komma att fördubblas till 2030, medan priset för elvärmekunder förmodas stiga med 33 procent och hushållselen med 30 procent. Att ökningen bli mindre för de senare beror på att skatterna betyder mer för deras pris än för den elintensiva industrins. Prognosen bygger bl.a. på ett antagande om att priset på utsläppsrätter kommer att stiga till 38 euro per ton CO₂ år 2030 samtidigt som elcerti-

³³ Begränsat till alternativa antaganden beträffande fruktsamhet och nettoinvandring och endast variation i en parameter åt gången (alltså inte t.ex. kombinationerna hög+hög eller låg+låg).

fikatsystemets fasas ut. Dessa förändringar är speciellt ofördelaktiga för den elintensiva industrin.

Långtidsprognosen innehåller ingen uppgift om vilka priselasticiteter som använts för att beräkna effekten på efterfrågan av den snabba prisökningen. Om den genomsnittliga långsiktiga priselasticiteten³⁴ skulle vara så låg som -0,3 ger det en efterfrågeskillnad mot dagens priser på ca 22 TWh baserat på ett antagande om att den genomsnittliga prishöjningen för alla konsumentgrupper blir 50 procent.

Elenergintensiteten har under senare år sjunkit i långsammare takt än tidigare, vilket i ett fall av oförändrade elpriser och långtidsprognosen antagande om ekonomisk tillväxt till 2030 borde leda till att efterfrågan på el ökar med ca 15 TWh till 2030. Prognosen räknar emellertid med att total efterfrågan ökar med ca 10 TWh till 2030 trots kraftigt ökade priser. Detta torde innebära att myndigheten räknat med en mycket låg genomsnittlig priselasticitet.

Den långsiktiga priselasticiteten för el är ofullständigt känd, men Damsgaard (2003) fann den vara signifikant högre för hushållskunder med elvärme än för andra typer av hushåll. Någon studie av priskänsligheten hos hushåll som investerat i värmepumpar förefaller inte finnas. Den kan tänkas vara ganska låg, eftersom husets ägare genom en sådan investering redan valt en teknik som ger lägre elkostnad. Den snabba ökningen av elförbrukningen i offentliga och kommersiella lokaler antyder en låg priskänslighet bland berörda fastighetsägare och näringsidkare.

Inom elintensiv industri kan en större höjning av elpriset påverka förutsättningarna för fortsatt verksamhet. Nedläggning eller flyttning av produktion kan medföra en drastisk reduktion av efterfrågan om många företag ser sig tvungna att vidta sådana åtgärder.

IEA (2013a) antar i olika scenarier att det nordiska kraftpriset kommer att öka med mellan 71 och 93 procent till 2030, vilket

³⁴ En elasticitet på -0,2 innebär att efterfrågan minskar med 2 % om priset stiger med 10 % (eller sjunker med 20 % om priset fördubblas).

stämmer väl med antagandena i Nyström et al (2011) om den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraftproduktion. Osäkerheten är dock stor om hur snart knapphet på el under delar av året kan leda till elpriser som motiverar kraftindustrin eller andra aktörer att investera i ny, osubventionerad, kraftproduktion. Det sker rimligen först när det genomsnittliga elpriset sett över de planerade anläggningarnas avskrivningstid förväntas hamna på en nivå som täcker kapital- och driftskostnaderna.

Sammanfattande slutsatser

Efterfrågan på el i Sverige kan vid i huvudsak oförändrade elpriser förväntas plana ut strax över dagens nivå eller stiga något till följd av den snabba befolkningstillväxten och ökad användning av el i transportsektorn. Det förefaller rimligt att år 2030 räkna med 155-160 TWh, inklusive distributionsförluster.

Att investeringar i ny kraftproduktion stöds genom elcertifikat och stundtals genom skattefinansierade bidrag gör att elproduktionens långsiktiga marginalkostnad inte syns på kundens nota. Det missgynnar effektivisering som är svårare att subventionera än utbyggnaden av förnybar kraft (och det är långt ifrån säkert att Energimyndighetens antaganden om kraftigt höjda koldioxidpriser till 2030 verkligen kommer att inträffa).

Om ekonomisk tillväxt i kombination med avveckling av subventionerna får elpriset i Sverige och vår närmast omvärld att stiga markant, kommer detta att få en återhållande effekt på efterfrågan. Det kan leda till att användningen blir 10-20 TWh lägre år 2030 än vad som synes bli fallet vid i stort sett oförändrade elpriser.

7. Elsystemet och elmarknaden

Som framgått av de två föregående kapitlen kan efterfrågan på el i Sverige förväntas plana ut strax över dagens nivå och troligen hamna kring 155 TWh år 2030. Förnybar kraft i olika former bör vid den tidpunkten kunna producera ca 125 TWh och under vissa omständigheter ännu mer. En någorlunda underbyggd gissning är därför att nettoförbrukningen år 2030 till minst 80 procent skulle kunna klaras utan kärnkraft eller fossil kraftproduktion. Men det förutsätter att den intermittenta kraften kan utnyttjas helt även produktionen under dagar med effektöverskott.

Vid en fullständig avveckling till 2030 av den nuvarande kärnkraften skulle i så fall fattas minst 25 TWh, som helst bör genereras i kraftverk med stabil och/eller reglerbar produktionsförmåga. Starkare fokus på eleffektivisering kan vara en väg att ytterligare minska gapet mellan utbud och efterfrågan. De tre huvudalternativ som står till buds för att täcka det återstående gapet är ny kärnkraft, ny biokraft baserad på det existerande fjärrvärmeunderlaget eller mer intermittent kraft kompletterad med lagring och förstärkt kraftöverföring. Valet mellan dem påverkas av vilken tillkommande kraftproduktion som blir minst dyr efter 2020, då effekten av elcertifikatsystemet avtar.

Denna bild kan jämföras med Energimyndighetens långtidsprognos från 2012 där användningen 2030 i huvudalternativet ligger på 150 TWh. Prognosens eltillförsel domineras av kärnkraft som förmodas bidra med 73 TWh, vilket är betydligt mer än genomsnittet av de senaste årens produktion. Samtliga reaktorer antas vara kvar i drift, inklusive Oskarshamn 1 som i så fall är inne på sitt sextionde driftsår! Kraftvärme och mottryckskraft beräknas bara bidra med 21 TWh och vindkraften antas ha stagnerat strax över dagens produktionsnivå.

Kärnkraften producerade 63,6 TWh 2013. Medelvärdet av de tio reaktorernas energitillgänglighet blev 78 procent, vilket var något

högre än de senaste åren. Svensk Energi (2013) förväntar sig att den ska öka till en nivå över 80 procent. Men Energimyndigheten har uppenbarligen ännu högre förväntningar på kärnkraftens leveransförmåga. Långtidsprognosen bygger på befintlig teknik och dagens styrmedel, men det förklarar inte de låga värdena för kraftvärme och vindkraft och inte heller tron på att kärnreaktorer har evigt liv.

Rimligare är nog att anta att mer än halva den installerade kärnkrafteffekten hunnit avvecklas till 2030 och att tillgängligheten hos de återstående 45-50 år gamla reaktorerna i bästa fall ligger kring 80 procent. Detta skulle tillsammans med den förväntade utbyggnaden av förnybar kraft ge en fortsatt stark kraftbalans. Men kärnkraftens fortsatta bidrag förutsätter att priset på el täcker driften, avgifterna till kärnavfallsfonden och effektskatten samt kostnaderna för underhåll och reinvesteringar i driftens slutskede. Det är inte säkert att alla åldrande aggregat klarar det och då kan avvecklingen ha hunnit längre år 2030.

Växande andel intermittent kraft är en utmaning

Ovan nämnda antaganden om att förnybar kraft år 2030 skulle kunna svara för minst 125 TWh förutsätter att ca 30 TWh per år från vind och sol utan större balansproblem kan integreras i elförörjningssystemet. Vid stora bidrag kommer dessa produktionslags variabla kapacitet att medföra ökad efterfrågan på reglerkraft eller åtgärder som påverkar konsumtionens tidsmässiga fördelning. Vindkraften har mycket bättre samvariation med effekt- och energibehov än solkraften, men det förefaller finnas ett samband mellan låga temperaturer och låg vindhastighet (Rosén, 2013, Svenska kraftnät (2011) bedömer att vindkraftens kapacitetsfaktor är låg under kalla vinterdagar.

Uppfattningarna om hur mycket vindkraft som kan integreras i och korttidsregleras med befintlig vattenkraft går isär. Innan den frågan analyseras behövs en kort introduktion till elmarknaden och elöverföringssystemet.

Den nordiska elmarknaden

Genom reformer under 1990-talet är den nordiska elmarknaden förhållandevis avreglerad. Alla producenter har på affärsmässiga villkor tillgång till nätet och alla kunder kan fritt välja leverantör. Den senaste reformen ägde rum 2009 och innebär att alla hushållskunder månatligen måste debiteras för faktisk förbrukning och inte utifrån en schablon. Timmätning har blivit mera vanlig.

Av de knappt 400 TWh el som förbrukas i de nordiska länderna prissätts omkring 80 procent genom kraftbörsen Nord Pool i Oslo där också Estlands elproduktion finns med sedan några år tillbaka. Genom deltagande av fler än 300 aktörer blir prisbildningen på börsen effektiv.

Nord Pool Spot ägs av de nordiska systemansvariga och är en spotmarknad för handel med el per timme fram till dagen före leverans. Under 2013 varierade timpriset mellan 1 öre och 91 öre per kWh, men systemprisets månadsgenomsnitt låg inom 29-39 öre/kWh. OMX/Nasdaq driver en börs för långsiktiga kontrakt för aktörer på den nordiska elmarknaden som gör det möjligt för elhandelsföretag att säkra priset på den el de köper så att de kan erbjuda fastprisavtal till sina kunder. Det handlar alltså om finansiella kontrakt (terminer) för leverans längre fram i tiden.

Omsättningen på terminsmarknaden har vuxit snabbt och är nu (i TWh) mycket större än spotmarknaden. Från aktörernas perspektiv fungerar elbörsens olika delar som en enda handelsplats. En mindre del av elhandeln sker bilateralt mellan producenter och elhandelsföretag.

Den nordiska elmarknaden integreras allt mer med den västeuropeiska. Begränsad överföringskapacitet mellan Norden och kontinenten gör dock att vissa prisskillnader kommer att kvarstå men sannolikt minska i takt med att nya kablar tillkommer.

Kraftöverföring

Elnätföretagen äger de regionala och lokala elnäten, medan Svenska kraftnät förvaltar stamnätet som har högre spänning. Den 1 november 2011 delade myndigheten in den svenska elmarknaden

i fyra elområden som delas av tre gränssnitt med begränsad överföringskapacitet. Samtliga tio kärnreaktorer finns i elområde SE3 där också merparten av effektbehovet finns. Till grannländerna finns en överföringskapacitet på knappt 10 000 MW.

Stamnätstariffen består av en effektagift, som ska täcka utbyggnaden, underhållet och driften av nätet, och en energiavgift som klarar kostnaderna för att köpa in el för att täcka de nätförluster som uppstår vid överföring av el på stamnätet. När ett företag vill ansluta en produktionsanläggning till stamnätet eller höja effekten i en befintlig anläggning, betalar bolaget för de investeringar som Svenska kraftnät måste göra.

Investeringstakten i utbyggnaden av stamnätet är hög. Svenska kraftnät räknar med att investera 12 miljarder kronor under de närmaste tre åren.

De europeiska stamnätsmyndigheternas samarbetsorgan European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) uppskattar i sin senaste sammanställning att investeringsbehoven motsvarar en kostnad på 104 miljarder euro, varav 23 miljarder euro för sjökablar. Av de identifierade flaskhalsarna är 88 procent relaterade till integrationen av förnybar elproduktion. Sverige ingår i ENTSO:s nätplaneringsregion Baltic Sea som omfattar Norden, de baltiska länderna samt Tyskland och Polen (Svenska kraftnät, 2012).

Likströmsöverföring kommer i ökad utsträckning att behöva användas för att reducera nätförlusterna över längre avstånd samtidigt som kapacitet för att överföra växelström också krävs, eftersom sådan ström är lättare transformera till olika spänning. I Tyskland pågår prov med att utnyttja existerande kraftledningsstolpar för parallellt hängande likströms- och växelströmsledningar. Det förefaller lättare än man befarat att undvika att de två systemen stör varandra.³⁵

Vid en större utbyggnad av vindkraften tillkommer utgifter för förstärkning av delar av stamnätet. Ytterligare kostnader uppkom-

mer för hantering av reaktiv effekt. I system för växelström ger en liten fasförskjutning mellan ström och spänning upphov till något som betecknas som reaktiv effekt. Elkonsumenterna kan tillgoda-göra sig den aktiva effekten men inte den reaktiva som måste balanseras någonstans i systemet. Vindkraftverk kan inte själva producera reaktiv effekt men bidrar till fasförskjutningen och tar reaktiv effekt från nätet. När mycket vindkraft kopplas in på nätet måste därför nätägaren kompensera för detta antingen med kondensatorbatterier eller stora svängmassor som kopplas synkront med nätspänningen.

I sin perspektivplan för 2025 bedömer Svenska kraftnät (2012) att ett stort elöverskott i de nordiska länderna kommer att behöva överföras till den europeiska kontinenten, men osäkerhet om vilken produktion som kommer att tas i drift försvårar myndighetens nätplanering. Att hinna få nätutbyggnaderna klara i tid för att möta behovet från integration av vindkraft utgör en utmaning.

Balansansvar

Enligt ellagen ska för all el finnas ett balansansvarigt företag som har avtal om balansansvar med Svenska kraftnät. Uppgiften innebär att löpande se till att balans råder mellan tillförsel och förbrukning av el för de leveranser som företaget har ansvarar för. Såväl elproducenter som elhandelsföretag kan ha rollen som balansansvarigt företag. I sin planering av varje kommande drifttimme ska de ansvariga företagen se till att elsystemet tillförs lika mycket el som man bedömer kommer att säljas till kunderna. Det övergripande ansvaret för slutlig balansering ligger hos Svenska kraftnät.

För vattenkraften innebär detta en detaljerad planering av hur vattenvolymer i magasinerna ska disponeras. Det måste ske inom ramen för gällande miljödömdomar och hänsyn måste tas till att kraftstationer i samma älv har ett inbördes beroendeförhållande. Vattenkraften utgör 100 procent av de automatiska reglerresurserna och 95 procent av de manuellt aktiverade (Svenska kraftnät, 2014)

Frekvensen i det nordiska elsystemet ska normalt hållas inom gränserna 49.9 – 50.1 Hertz. Mindre avvikelser tas om hand av den

automatiska s.k. primärregleringen. I utvalda kraftstationer – främst vattenkraft – ökar produktionen automatiskt när frekvensen sjunker och minskar när den stiger. Om frekvensen närmar sig de tillåtna gränserna måste man omfördela produktion så att primärregleringen avlastas. Svenska kraftnät klarar detta genom mera omfattande regleråtgärder som start eller stopp av vattenkraftturbiner (sekundärreglering).

Svenska kraftnät har inga egna fysiska resurser för att sköta den slutliga balansregleringen utan köper reglertjänster från balansansvariga företag som disponerar lämpliga resurser. Inom det nordiska elsystemet måste balansregleringen ske på ett samordnat sätt. Flera funktioner inom de nationella reglermarknaderna är därför integrerade med varandra.

Hur mycket intermittent kraft kan balanseras?

Vattenkraftens installerade effekt är ca 16 200 MW och vattenkraftverk kan ändra sin produktion inom några minuter vilket gör dem mycket flexibla och väl lämpade för reglering. Gaskombikondensanläggningar och gasturbiner kan också höja eller sänka effekten på förhållandevis kort tid, medan mottrycksanläggningar är lite trögare. Kärnkraften är föga flexibel även om viss laststyrning är möjlig.

Svenska kraftnät (2013a) har baserat på ett framtidsscenario om maximalt 17 TWh vindkraftproduktion, hämtat från myndighetens Perspektivplan 2025, analyserat vilka reglerresurser inom ramen för sekundärregleringen som kommer att behövas när mängden vindkraft ökar. Vindkraftens påverkan på primärregleringen bedöms bli mycket begränsad, eftersom de enskilda kraftverkens produktionsvariationer i sekund- eller minutskala kan betraktas som okorrelerade och därför sammanlagras mer eller mindre fullständigt.

Vid 7 000 MW (17 TWh) vindkraft bedömer myndigheten att behovet av sekundärreglering i tidshorisonten 15-60 minuter kommer att öka med 600 om de balansansvariga agerar på samma sätt

som idag, men myndigheten understryker att balanshållningen ytterst är en gemensam nordisk fråga.

Lennart Söder, professor i Elektriska Energisystem vid KTH, har i en rapport som nu föreligger i version 3 (Söder, 2013) analyserat förutsättningarna att integrera 55-60 TWh vind- och solkraft i det svenska elförsörjningssystemet vid en framtida tidpunkt då kärnkraften är helt avvecklad. Studien är begränsad till ett svenskt elsystems balansering timme för timme, huvudsakligen isolerat från omvärlden.

I respons på kritik på tidigare versioner, framförd av Sture Larsson från Svenska kraftnät (Larsson, 2013a) vidhåller Söder att integration av 60 TWh intermittent kraft är möjlig. Han tillstår dock att resultaten är osäkra och att det finns behov av kompletterande studier bl.a. avseende faktorer som våtår, torrår och vindår. En begränsning kan dessutom uppkomma i en situation där ett stort utbud av variabel kraft i Nordeuropa påverkar läget i Sverige.

Larsson (2013b) är fortsatt kritisk och menar att även den tredje versionen av Söders rapport underskattar regleringsproblemen. Larsson hävdar att Söders antaganden medför att vattenkraften måste utnyttjas vid sina absoluta max- och minigränser under delar av året och att frekventa regleringar på 8 000 MW och mer under några timmar förutsätts ske under omständigheter och driftförutsättningar som hittills aldrig uppstått. Han ställer sig också frågan om korttidsmagasinen alltid är fyllda när effekten bäst behövs och påpekar att de vattenekologiska konsekvenserna inte har berörts.

Ett annat bekymmer, enligt Larsson, är de regleringsbegränsningar som tillämpas vintertid för att bilda och bevara ett istäcke över regleringsmagasinen. Detta görs för att minska risken för att isbildning i turbinerna ska leda till långvariga produktionsbegränsningar och i värsta fall haverier. Larsson menar att en sådan försiktighet inte är förenlig med den forcerade reglering som Söder förutsätter ska kunna ske under hela året.

Söder menar att eventuella balansproblem kan klaras genom ca 5 000 MW gasturbiner som för att klara sin uppgift inte behöver producera mer än 1,3 TWh under ett normalår.

Söder och Larsson är överens om att man för att upprätthålla den kortsiktiga balansen i ett kraftsystem behöver ha en viss roterande svängmassa i systemets kraftverk. Den ger systemet en tröghet som vid störningar hindrar frekvensen från att variera för hastigt. Svängmassan finns i värmebaserad kraftproduktion, i form av direktkopplade synkronmaskiner, men inte vind- eller solkraftverk.

Ett särskilt problem uppkommer, enligt Larsson, om överskott av vind- och solkraft leder till att el tillfälligt ersätter bränslen som värmekälla i fjärrvärmenäten eller i industriprocesserna. I så fall utnyttjas inte detta värmeunderlag för elproduktion och synkrongeneratorerna används således inte. Han förutser en situation då Svenska kraftnät i ett sådant läge kräver att synkronmaskinerna ska användas för att bidra till systemsäkerheten. Det blir då fråga om en betald systemtjänst som ändrar kraftsystemets s.k. merit order, alltså i vilken ordning som kraftproduktionskapacitet tas i anspråk.

Ett potentiellt problem som bara antyds i dialogen mellan Söder och hans kritiker är frågan om hur den svenska vattenkraftens reglerförmåga långsiktigt kommer att utnyttjas på en konkurrensutsatt internationell marknad. Lagringskapaciteten i de svenska vattenkraftsmagasinen motsvarar drygt 33 TWh. De skandinaviska vattenmagasinen utgör emellertid ca 70 procent av den totala lagringskapaciteten hos femton länder i Västeuropa (dock exklusive Storbritannien, Nederländerna och Irland).³⁶ Det innebär att det kan finnas intresse hos grannländerna att utnyttja en del av den svenska och norska vattenkraftens flexibilitet. Förutsättningarna för detta påverkas av det framtida kraftnätets möjligheter att överföra kraft mellan olika områden.

Det är inte lätt att värdera de påståenden som gjorts i debatten om den intermittenta kraftens integrering i elsystemet eller att bedöma den bevisning som framförts. Uppenbart är dock att en omfattande integration sannolikt skulle innebära en försvagning av leveranssäkerheten jämfört med dagens system.

³⁶ Bo Normark och Jan Nordling (IVA), *How should the energy system look like 2030?* Euro-CASE Energy Platform meeting 2014-02-12 Bryssel. Powerpoint presentation.

Av den hittillsvarande diskussionen och de rapporter som publicerats (fler än de som nämns i texten) bör man dock kunna dra slutsatsen att integration av ca 30 TWh vindkraft 2030 (motsvarande 20 % av den svenska elmarknadens årsomsättning) inte kan förväntas orsaka allvarliga balansproblem ens i en situation där all svensk kärnkraft antas vara stängd. Integration av ännu större volymer är tekniskt möjlig men leder till att systemkostnaden ökar till följd av ett växande behov av att lagra energi över flera dygn (Göransson, 2014). Hänsyn måste också tas till att vattenkraftens balansförmåga kan vara väsentligt mindre än normalt under torrår.

Räcker effektreserven?

Risken för effektbrist är störst under kalla dagar vintertid men påverkas också av om många kärnreaktorer samtidigt är bortkopplade till följd av uppkomna problem eller reguljär översyn. Utöver regleringsansvaret har Svenska kraftnät skyldighet att handla upp en effektreserv som ska minska risken för uppkomst av effektbrist.

Effektreserven består av avtal med vissa elproducenter om att ställa ytterligare kapacitet till förfogande samt av överenskommelser med vissa stora förbrukare av el (järnverk, pappersbruk etc.) om att tillfälligt dra ner på förbrukningen. Om effektreserven är fullt utnyttjad och det råder fortsatt risk för effektbrist kan Svenska kraftnät via radio och TV uppmana allmänheten att minska sin elförbrukning. En sista utväg, som aldrig behövt vidtas i Sverige, är att myndigheten beordrar elnätsföretag att koppla bort förbrukning.

Vintern 2012/2013 ingick 1 255 MW i reserven, men riksdagen beslutade 2010 att den nuvarande modellen för upprätthållande av en effektreserv ska avvecklas till 2020. Därefter ska marknadens aktörer själva ha det fulla ansvaret för att efterfrågan på el kan mötas. Från och med vintern 2015/2016 får den aktiva effektreserven maximalt uppgå till 250 MW, förutsatt att resterande effektreserv kan upphandlas i form av förbrukningsreduktion. Det betyder enligt Svenska kraftnät att åtminstone två av de tre produktionsblocken i Karlshamn och Stenungsund riskerar att läggas ner redan 2015 (Svenska kraftnät, 2013b). Myndighetens samlade bedömning är

att ny planerad produktion delvis men inte fullt ut kan ersätta den kondenskraftproduktion som idag ingår i effektreserven (Svenska kraftnät, 2013b).

Man kan konstatera att en betydande effektreserv räddade situationen efter Fukushima både i Japan och i Tyskland. Utan tillgång till en effektreserv kan man riskera att hamna i en situation där läget blir besvärligt om problem med säkerheten skulle behöva leda till snabba beslut om stängning av ett antal svenska reaktorer. Överföringsförbindelserna mellan Sverige och grannländerna ger visserligen en importkapacitet om knappt 10 000 MW, men det är inte säkert att stora överskott föreligger just när vi som mest importberoende.

Ett skäl att behålla reservkapacitet är det läge som uppkommer om kärnkraften successivt ersätts av intermittent kraftproduktion. Då ökar risken för effektbrist under kalla vinterdagar vilka ofta inträffar under högttryck med lite vind och nästan ingen sol. I mera sydligt belägna länder behöver inte en hög andel sol- och vindkraft medföra samma problem med att klara effekttopparna, eftersom de i hög grad inträffar dagtid under varma sommardagar då solcellernas produktion är som störst.

Smarta elnät

De förändrade sätten att producera och använda el medför utmaningar för de befintliga näten och kan i framtiden ställa krav på fler spänningsnivåer i både växelström och likström. För att säkerställa funktionalitet och hög driftssäkerhet utvecklas *smarta elnät* på olika håll i världen. Man utnyttjar smarta elmätare och sammankoppling mellan el- och datanät som gör det möjligt att både fjärravläsa elåtgången och fjärrstyra eldriven utrustning. För att de nya systemen ska fungera krävs omfattande standardisering av utrustning och komponenter samt interoperabilitet mellan olika system. Våren 2012 tillsatte regeringen Samordningsrådet för smarta elnät. Rådet ska till slutet av 2014 utveckla en kunskapsplattform samt presentera en nationell handlingsplan för smarta elnät.

Teknikutvecklingen är snabb inom detta område och mycket kan hända redan under den korta tiden fram till 2030. Timdebitering kan i kombination med fjärrstyrning användas för att reducera efterfrågan på el under timmar eller dagar med befarad effektbrist och användas för att styra viss belastning till timmar med lägre efterfrågan. Nätel för laddning av batterier är ett växande område som är väl lämpat för laststyrning. Elvärme och värmepumpar kan också styras så att användningen dämpas under tider då ingen vistas i huset. Beräkningar utifrån fältförsök visar att en miljon elvärmda hushåll har en gemensam reglerkapacitet på minst 2 000 MW upp eller ner vid 0 graders utomhustemperatur (Fritz, 2012).

Hur omfattande hushållens, fastighetsägarnas och småföretagens respons kommer att bli på timtariffer och laststyrning vet man ännu inte. Smärre försök visar att variabla priser i kombination med tydlig information kan reducera förbrukningen med omkring 10 procent och förflytta efterfrågan tidsmässigt något mer (Torriti & Grünewald, 2014).

I Sverige har intresset hittills varit svalt. Svenska kraftnät (2013b) tror att förhållandet att spotprisets variation varit begränsad sedan timmättningsreformens införande lett till ett lågt intresse hos kunderna att tidsmässigt flytta förbrukning. Fritz (2012) menar att marknadens regelverk och institutioner inte är anpassade för att på ett effektivt sätt utnyttja denna nya resurs. Med nuvarande lagstiftning och prisreglering saknar nätägarna incitament att engagera sig i att styra sina kunder på ett effektivt sätt och kunderna möter en otydlig och svårbegriplig marknad med många aktörer.

En växande del av hushållens och fastigheternas elberoende utrustning kräver väldigt lite ström och har ofta så låg spänning att de är försedda med transformatorer som ger upphov till förluster. Nästa steg kan därför bli att installera separata lågvoltssystem som gör en massa små transformatorer onödiga. En möjlighet kan vara att använda USB-systemet som utvecklats för informationsöverföring mellan datorer och annan elektronisk utrustning och som också kan överföra likström vid låg spänning. Ett gemensamt sy-

stem för överföring av el och data kan också ha betydande fördelar i den fortsatta utvecklingen av intelligenta apparater och system.

Gamla och nya lagringsformer

Effektbalansen kan påverkas av nya former för energilagring. El kan inte lagras som sådan men väl i kemisk form (batterier) eller som lägesenergi i vattenmagasin. Tryckluft och svänghjul är andra sätt att lagra elektrisk energi i en form som kan driva turbiner och generatorer för mekanisk produktion av el. Utöver lagring i vattenkraftverkens magasin finns pumpkraftverk där överskottsel används för att lyfta vatten till ett högre beläget magasin för senare utnyttjande i en vattenturbin. Sådana kraftverk svarar globalt för ca 99 procent av den idag installerade effekten i anläggningar för kortvarig lagring av energi för framställning av elektricitet (exklusive konventionella vattenkraftverk) och totalverkningsgraden för en hel cykel ligger kring 75 procent. Jämfört med kraftverkens totalt installerade effekt utgör pumpkraftverken en mycket liten fraktion. Globalt uppgår finns bara 140 GW (IEA, 2014b).

Nya former för lagring är under utveckling. Till dem hör elektrokemisk lagring i olika typer av batterier och det spekuleras om möjligheterna att elföretagen skulle kunna använda sina kunders elbilar för tillfällig lagring av el. Detta förefaller mindre troligt, eftersom laddnings- och urladdningsförlusterna är betydande och antalet laddningscykler blir fler än annars vilket tär på batteriets prestanda och livslängd. Dessutom vill nog de flesta bilägare att bilen garanterat ska vara tillgänglig och laddad för maximal räckvidd. Det är ju just den egna bilens enorma tillgänglighet och flexibilitet som gör den så attraktiv. Däremot kommer variabla elpriser och timmätning att motivera elfordonens ägare att så långt möjligt ladda batterierna när elen är förhållandevis billig.

En ytterligare möjlighet för tillfällig lagring av el i batterier är att elbolagen och/eller deras kunder utnyttjar andrahandsmarknadens elbilbatterier. Det förväntas uppstå en sådan marknad för batterier som inte längre ger tillräcklig räckvidd men som ändå har en betydande del av sin kapacitet kvar. Sådana lösningar kan tän-

kas bli attraktiva för villahushåll i länder med goda solförhållanden (även vintertid) och göra det möjligt för husens ägare att göra sig helt oberoende av extern strömtillförsel.

Om elbilsbatterierna blir tillräckligt billiga kan nya sådana komma att efterfrågas som effektreserv, men det ligger nog närmare till hands att föreställa sig att den snabba utvecklingen av olika former av batterier kommer att leda till introduktion av stora batterier som är billigare och bättre lämpade som effektlager än bilbatterier. De kan komma att använda flytande media snarare än metaller för lagring av el.

Fortsatt utveckling av tryckluftslager är en annan möjlighet som testas bland annat i Tyskland. Att lagra komprimerad luft i stora bergum är bäst lämpat för korttidslagring i kombination med användning av gasturbiner. Produktion av vätgas för lagring och senare användning i bränsleceller är ytterligare en möjlighet men totalverkningsgraden blir låg. Det finns också teknik som ger hög effekt men med låg varaktighet och som därför inte passar som effektreserv för bortfall av vind- och solkraft, t.ex. superkondensatorer och snabba svänghjul.

CLCF (2012) innehåller en redovisning av hur olika länder hanterar frågan. Ett problem är att lönsamhet uppkommer först vid stora prisskillnader mellan perioder med överskott respektive underskott och att lagret måste kunna användas under många sådana dagar per år för att täcka kapitalkostnaden.

Elektrobränslen

Framställning av elektrobränslen diskuteras som en väg att nyttiggöra överskott på el under blåsiga dagar och förhindra att elpriserna blir negativa. Det handlar om att framställa vätgas genom elektrolys och låta den reagera med koldioxid för framställning av olika kolväten, s.k. koldioxidhydrering. Pilotanläggningar finns i Japan och Island (Börjesson et al, 2013).

Ett exempel på sådan teknik är Sabatierprocessen som vid 300 grader bildar metan ($\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{värme}$) och skulle kunna förläggas till anläggningar som ger upphov till bety-

dande utsläpp av relativt koncentrerad koldioxid. Enligt Sämfors³⁷ skulle verkningsgraden från el till metangas bli ca 50 procent. Men frågan är vilken beläggningsgrad en sådan anläggning kan få om den bara drivs under de dagar och timmar då spotpriset på el närmar sig noll. Kan man få täckning för kapitalkostnaden om den årliga drifttiden understiger tusen timmar och mot vad ska anläggningens storlek optimeras? Sämfors nämner möjligheten av att tillverka metangas i norra Norrland baserat på någon större lokal koldioxidkälla och med billig el till följd av begränsad överföringskapacitet söderut. Men vem vill med ett sådant prisläge investera i mer vindkraft i ett sådant område?

Tillfälliga kraftöverskott kan förstås också utnyttjas för framställning av värme som eventuellt lagras för senare användning, t.ex. i form av smälta salter eller i ackumulatorer eller andra typer av värmelager.

Kapacitetsmekanismer

I Europa har Storbritannien, Frankrike och Italien inlett arbetet med att skapa formella system av kapacitetsmekanismer i syfte att säkerställa att investeringarna i ny effekt ska bli tillräckligt omfattande. Det finns olika typer av kapacitetsmekanismer. En variant är att vissa större leverantörer åläggs att ha viss reservkapacitet, med möjlighet att sinsemellan köpa och sälja kapacitetscertifikat. Ett annat alternativ är att staten handlar upp reservkapacitet genom ett auktionsförfarande (ACER, 2013, och Torriti & Grünewald, 2014).

Tillkomsten av kapacitetsmarknader påverkar var investeringar i ny kapacitet hamnar och reducerar behovet av ny överföringskapacitet mellan länder. Planerna på nationella kapacitetsmarknader tvingar EU-kommissionen att överväga de potentiella effekterna på den gemensamma elmarknaden och det eventuella behovet av harmoniserade regler i syfte att undvika att kapacitetsmekan-

³⁷ Oskar Sämfors, Svenska Kraftnät, i föredrag vid NOG:s seminarium Power to gas 2012-11-27.

ismerna leder till protektionism (ACER, 2013). En annan negativ effekt av kapacitetsmarknader är att de kan minska incitamenten till kostnadseffektiva anpassningar på efterfrågesidan.

Die Energiwende

Efter olyckan i Fukushima fattades beslut i bred politisk enighet i Tyskland om att permanent stänga åtta reaktorer samt att fasa ut de övriga nio till 2022. Beslut togs inte bara om att avveckla kärnkraften utan också om att minska utsläppen av växthusgaser med 40 procent till 2020 (jämfört med 1990) och med 80 procent till 2050. Denna väldiga omläggning av energiförsörjningen går i Tyskland under beteckningen ”die Energiwende”.

Beslut om att etablera fasta inmatningstariffer för sol- och vindkraft utan volymbegränsning togs redan år 2000. Den för ett visst år gällande inmatningstariffen för el från en anläggning som just tagits i bruk gäller i 20 år. Kostnaden övervältras på hushållen och andra småförbrukare av el och subventionen belastade 2013 ett genomsnittligt hushåll i Tyskland med ca 260 euro. Hushållspriset på el ligger till följd av detta 40-50 procent över genomsnittet för EU. Den totala notan för inmatningstarifferna uppgick 2013 till 16 miljarder euro.³⁸ Den ekonomiska belastningen på hushållen är delvis en följd av att energiintensiv industri inte behöver bidra till täckande av kostnaden för inmatningstarifferna.

Andelen förnybar kraft har vuxit snabbt under de senaste åren och målet är att den ska svara för 35 procent av kraftproduktionen 2020 och 80 procent år 2050. Kostnaden för ”die Energiwende” kommer att bäras av de tyska konsumenterna, men avvecklingen av kärnkraften medför att Tyskland inte kan vara en nettoexportör av el till grannländer som Nederländerna och Schweiz utan tvärtom kommer att bli en importör och då troligen främst av el från Frankrike och Tjeckien.

Den i sol- och vindkraft installerade effekten är mycket hög vilket framgår av tabell 5. Trots det var årsproduktionen 2012 inte

³⁸ The Economist 18.1 2014.

större än 28 respektive 46 TWh. Det motsvarade knappt 12 procent av den totala tyska elproduktionen, medan vattenkraft samt biobränsle- och avfallsbaserad kraft samma år bidrog med 12,3 procent.

Tabell 5.

Elproduktionen i Tyskland 2012. Preliminära data.

Kraftslag	Elproduktion, TWh	Andel, procent
Kolkraft	118	19,1
Brunkolseldad kraft	159	25,7
Gaskraft	70	11,3
Övrig fossil kraft	19	3,1
Kärnkraft	100	16,2
Biobränsle- och avfallsbaserad kraft	48	7,8
Vattenkraft	28	4,5
Vindkraft	46	7,4
Solkraft	28	4,5
Övrig kraftproduktion	2	0,3
Totalt	618	99,9

Källa: IEA (2013c).

För att klara den stora utbyggnaden av intermittent kraft behöver överföringsnätet förstärkas, främst mellan Tysklands sydligaste delstater där solkraften produceras och de nordliga där merparten av vindkraften finns. Planen omfattar nytillskott eller uppgradering av 8 300 km kraftledning till en kostnad av ca 20 miljarder euro.³⁹

Paradoxalt nog domineras den tyska kraftproduktionen för närvarande av smutsig brunkol till följd av att dess rörliga kostnad är lägre än den för naturgas. Det mycket låga priset på europeiska koldioxidutsläppsrätter bidrar till detta.

³⁹ The Economist 28.7 2012.

EU ETS och avveckling av fossil kraftproduktion

Marknadspriset på såväl fossil som fossilfri kraft påverkas av EU:s system för handel med utsläppsrätter (EU ETS). Systemet sätter ett för hela EU gemensamt tak för utsläppen av koldioxid från stora förbränningsanläggningar och energiintensiv industri och hanterar drygt 40 procent av medlemsländernas totala utsläpp av växthusgas-er.

Taket ska sänkas med 21 procent till 2020 räknat från 2005 års nivå, men 2012 var dessa utsläpp redan 16 procent lägre än 2005, vilket sannolikt innebär att målet uppnås flera år i förtid. Det är detta som förklarar det låga utsläppspriset per ton CO₂ som under de senaste åren sjunkit från omkring 20 till ca 5 euro.

EU-kommissionen har föreslagit att utsläppstaket efter 2020 ska sänkas i snabbare takt än hittills (2,2 % per år istället för 1,74 %) men något beslut är ännu inte fattat. I syfte att hålla priset på en rimlig och överblickbar nivå föreslås dessutom införande av en marknadsreserv dit 12 procent av ett uppkommet överskott årligen får flyttas för att åter göras tillgängligt när överskottet sjunkit.

Ett problem med det låga priset på utsläppsrätterna och svårigheterna att överblicka utvecklingen är att investerarna inte får underlag för en långsiktig bedömning av hur EU ETS kommer att påverka förutsättningarna för utbyggnad och drift av olika kraftslag. Ett annat bekymmer, som Zetterberg et al (2013) uppmärksammar, är att det låga priset kan leda till att medlemsländerna inför egna parallella styrmedel, vilket pressar utsläppspriset ytterligare och resulterar i en fragmentering av marknaden.

Kraftindustrins situation

Kraftbolagen i Europa har haft en negativ utveckling sedan 2008 då de 20 största hade ett totalt börsvärde på ca 1 000 miljarder euro.⁴⁰ I flera fall har börsvärdena mer än halverats och en del kraftbolag har också fått sin kreditrankning sänkt. Flera faktorer har bidragit till detta, bland dem den låga tillväxten i finanskrisens spår och det

⁴⁰ The Economist 12.10 2013 (*Briefing European Utilities*).

kraftigt sänkt priset på utsläppsrätter (som reducerat vinstutrymmet för kärnkraft och annan fossilfri kraft). Därtill har den amerikanska jättesatsningen på utvinning av skiffergas lett till ökad export av stenkol som sänkt priset på kol i Europa och därigenom gjort naturgasbaserad kraftproduktion mindre lönsam.

En bidragande orsak, i några länder, till de stora kraftföretagens problem är konkurrens från subventionerad vindkraft och solel. Den snabbt växande vindkraften har framför allt lett till att spotpriset på el fallit till låg eller mycket låg nivå i Tyskland under blåsiga dagar. På avreglerade elmarknader innebär konkurrensen från sol och vind att den konventionella kraftproduktionen har fått sämre möjligheter att tjäna pengar på höga priser under vissa efterfrågetoppar.

Effekter av omfattande subventionering

NEPP (2014) konstaterar att en allt mindre del av investeringarna i elsystemet är marknadsdrivna och att andelen nu kanske är den lägsta sedan avregleringen av energimarknaderna inleddes. Det innebär att frågan om subventionernas framtida omfattning och utformning behöver diskuteras. Ny teknik kan behöva bidrag för att nå en produktionsvolym som sänker tillverkningskostnaden, men mogen teknik måste kunna stå på egna ben och tanken är ju att elcertifikatssystemet ska fasas ut efter 2020. Solcellerna har emellertid fått ett eget stöd vid sidan av elcertifikatssystemet.

En besläktad fråga är hur kostnaden för att balansera den intermittenta kraften ska bekostas. Den svenska modellen lägger ansvaret hos nätinnehavarna som får ta ut kostnaden av sina kunder. I Kalifornien har man valt att ställa krav på att producenter av intermittent kraft ska ta del i ansvaret för energilagring (ENEA, 2012).

Subventionerna av förnybar elproduktion påverkar marknaden på många sätt. För den elintensiva industrin, som slipper vara med och dela på kostnaden, innebär elcertifikaten och de tyska inmatningstarifferna att elpriset hålls på en artificiellt låg nivå, vilket kortsiktigt gynnar företagen. Baksidan av myntet är att utrymmet för investeringar i övrig elproduktion blir väldigt litet när elpriset

ligger långt under den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraft. De omfattande subventionerna i Tyskland och andra länder bidrar till det låga priset på utsläppsrätter och indirekt till att kolkraft är billigare än naturgasbaserad elproduktion.

En reform av utsläppshandelsystemet är avgörande för en långsiktigt fungerande tysk klimatstrategi (Knopf et al, 2014). En sådan reform är dock knappast möjlig utan att man samtidigt reducerar subventionerna och begränsar dem till helt ny teknik.

I ett meddelande hösten 2013 redovisade EU-kommissionen de principer som den avser att tillämpa på statsstöd till förnybar elproduktion samt på utnyttjande av kapacitetsmekanismer. Den anser att finansiellt stöd ska begränsas till vad som är absolut nödvändigt och att medlemsländerna bör utveckla flexibla stödsystem (i stället för inmatningstariffer) så att bidragen kan fasas ut i takt med att kostnaderna för ny teknik minskar.

Beträffande kapacitetsmekanismer säger kommissionen att regeringarna innan de överväger sådana åtgärder ska analysera orsakerna till otillräcklig produktionskapacitet och ta bort marknadshinder som försvårar aktörernas hantering av problemet, däribland reglerade priser och höga subventioner av förnybar kraftproduktion (European Commission, 2013, Commission Staff, 2013).

I ett nyligen remitterat utkast till riktlinjer för miljö- och energistödet under åren 2014 till 2020 tar kommissionen ytterligare ett steg i samma riktning genom att skilja mellan stöd till mer och mindre utvecklade tekniker med avseende på hur stor andel av elproduktionen som tekniken står för. I dessa preliminära riktlinjer anses tekniker med en andel på minst 0,5–3 procent av elproduktionen på EU-nivå utgöra utvecklade tekniker och tekniker med en lägre andel bedöms som mindre utvecklade (EU-kommissionen, 2013b).

Det är uppenbart att kommissionen ser med oro på de indirekta effekterna av omfattande nationella subventioner till förnybar elproduktion.

Sammanfattande slutsatser

Elmarknaden håller på att förändras i grunden. Nya producenter etablerar sig på marknaden och en stor del av den tillkommande kapaciteten finansieras av andra än de traditionella kraftbolagen. Elcertifikatsystemet är mycket mera styrande än EU:s system för handel med utsläppsrätter. Genom att förnybar kraft – med undantag för bioeldad kraft – har låga rörliga kostnader kommer den in först i marknads ”merit order” och tränger undan fossil kraft och vid fortsatt utbyggnad sannolikt även kärnkraft under dagar med goda vind- och solförhållanden. Detta påverkar kärnkraftens långsiktiga lönsamhet och utrymmet för nya kärnkraftverk.

Vid fortsatt utbyggnad av framför allt solkraft kommer även den intermittenta kraftproduktionens lönsamhet att påverkas under perioder av sommarhalvåret med stort utbud och förhållandevis svag efterfrågan. Spotpriset kan stundtals bli mycket lågt. Detta reducerar den kommersiella vindkraftens lönsamhet, medan egenproducerad sol klarar sig bättre, eftersom anläggningsägarnas alternativkostnad påverkas av elskatt och moms.

Det finns inget som talar för att inte 30 TWh ny variabel kraft skulle kunna balanseras av befintlig vattenkraft och anpassning av kunders efterfrågan på ett smart elnät. Hur mycket ytterligare intermittent kraft som kan integreras är svårt att bedöma och påverkas av vad som händer i grannländerna. Man måste dock konstatera att balansansvaret inte längre bara handlar om att kunna anpassa effekten till efterfrågan utan också i hög grad om att möta förändringar i utbudet.

8. Kärnkraftens internationella framtid

Olika länders ställningstaganden till frågan om de ska eller inte ska fortsätta att använda kärnkraft påverkas av många faktorer och skilda nationella förutsättningar. Kärnkraftens andel av den nuvarande kraftförsörjningen är givetvis betydelsefull liksom de nationella förutsättningarna att ersätta kärnkraft med förnybar kraftproduktion (med beaktande av behovet av reglerkraft). Industripolitiska aspekter vägs också in liksom graden av folklig acceptans.

I detta kapitel diskuteras främst förutsättningarna för fortsatt användning av kärnkraft i några OECD-länder. Att bedöma utvecklingen i Kina och Ryssland är svårt i brist på öppenhet och demokratiska institutioner. Det finns dock inga tecken på att de skulle vara på väg att omvärdera kärnkraften.

Kina hade före Fukushima en plan som omfattade utbyggnad från dagens ca 10 GW till 200 GW till 2030, men regeringen har efter en analys av säkerhetsläget nu valt bort anläggningar som var tänkta att byggas i områden som ofta drabbas av jordbävningar. Enligt *the Economist* kan det nu bli fråga om utbyggnad till 130 eller 140 GW till 2030.⁴¹ Kina har under senare år satsat mer på vind- och vattenkraft än på kärnkraft men kommer troligen att långsiktigt eftersträva en produktionsmix där kärnenergi används för att minska beroendet av kolkondens snarare än som ett alternativ till vindkraft. Eftersom utbyggnaden av kärnkraften sker från låg nivå kommer dess andel av elproduktionen att förbli måttlig.

Indien fortsätter sin satsning på kärnkraft och räknar med att ta en briderreaktor i drift 2014 som bl.a. ska användas för att konvertera torium till uran-233 för användning i senare kärnkraftverk. Indien har betydande fyndigheter av torium (IEA, 2014c).

Före Fukushima spådde OECDs Nuclear Energy Agency att kärnkraften skulle stå för ca 20 procent av den globala elprodukt-

⁴¹ *The Economist* 19.1 2013.

ionen 2050 (NEA, 2008). IAEA (2010) trodde året innan olyckan att den installerade effekten skulle öka med 47 procent till 2030 i ett scenario med långsam tillväxt, medan den i ett alternativ med hög tillväxt skulle fördubblas.

Ett problem för tillverkarna i USA, Japan och Västeuropa har varit att utbyggnadstakten efter 1990 varit så låg i de egna länderna att marknaden krympt på ett sätt som inte bara minskat underlaget för fortsatt teknikutveckling utan också försämrat möjligheterna att rekrytera en ny generation av specialister. Export av reaktorer till Kina har för Areva och Westinghouse/Toshiba blivit ett viktigt tillskott. Den ryska marknaden är dock stängd för dem och annekteringen av Krim lär inte göra det lättare att få tillgång till den.

USA

I USA finns 104 reaktorer i drift men medelåldern är hög. Nuclear Regulatory Commission (NRC) fann dock vid den säkerhetsanalys som genomfördes efter Fukushima att 91 av reaktorerna höll högsta standard från säkerhetssynpunkt medan åtta behövde vidta åtgärder av mindre omfattning. Bara tre bedömdes vara i behov av mera omfattande insatser för att kunna drivas vidare (Joskow & Parsons, 2012). Två reaktorer är under utbyggnad i Vogtle (Georgia), de första att påbörjas i USA sedan 1979.

Före Fukushima fanns ansökningar hos NRC om att uppföra totalt 28 nya reaktorer på olika platser i USA, men det är nu högst oklart hur mycket av detta som kommer att förverkligas (Joskow & Parsons, 2012). Erfarenhetsmässigt tar både tillståndsgivning och utbyggnad lång eller mycket lång tid i USA. Det finns reaktorer som varit under utbyggnad under flera årtionden och ibland har byggena avbrutits under kortare eller längre tid. Nästan hälften av alla kontrakt på nya reaktorer i USA har antingen annullerats eller så har byggena avbrutits (Cooper, 2013). Den inhemska reaktorindustrin är en skugga av sin forna storhet och det finns inte längre ett starkt industripolitiskt stöd för utbyggnad.

I stora delar av USA finns goda förutsättningar för utbyggnad av sol- och vindkraft och i den södra halvan av landet sammanfall-

ler möjligheterna till produktion av sådan kraft väl med efterfrågan både sett över dygnet och året. Den väldiga utvinningen av skiffergas under de senaste åren har sänkt gaspriset till mycket låg nivå och skapat goda förutsättningar att använda gas för elproduktion. Enligt the Economist, som citerar chefen för NRG Energy i Texas, kostar ny gaskraft 4 cent per kWh mot 10 cent för ny kärnkraft.⁴²

Samtidigt finns delstater för vilka fortsatt brytning av stenkolk, främst för användning i kraftverk, är en viktig fråga. Man kan också notera att frågan om att avskilja och slutförvara koldioxid från stora fossileldade kraftverk inte förefaller lika död i USA som i Europa. Eftersom reglermyndigheterna har stort inflytande kan CCS komma att bli en del av den amerikanska vägen till sänkta utsläpp av växthusgaser och i så fall kommer kol fortsatt utgöra ett alternativ till kärnkraft.

På rent ekonomisk grund bedömer Credit Suisse (2013) att den amerikanska kärnkraften kommer att möta betydande problem. Produktionsavbrotten ökade kraftigt under 2011 och 2012 jämfört med tidigare år och de rörliga kostnaderna har stigit snabbare än inflationen. Credit Suisse förväntar sig en snabb minskning av antalet reaktorer och att det främst blir gamla reaktorer belägna i delstater som avreglerat elmarknaden som stängs. Baserat på nuvarande tillstånd kommer 43 enheter att behöva stängas under de närmaste 20 åren. Finansanalytikerna bedömer att alla dessa reaktorer inte kommer att förbli i drift under hela den tillåtna perioden, eftersom nödvändiga reinvesteringar och underhållsåtgärder kan vara svåra att skriva av när få år återstår.

Cooper (2013) pekar i en liknande analys på att de investeringar som gjorts för ökat effektuttag och förlängd livstid hos amerikanska reaktorer ofta kostat betydligt mer än budgeterat och tagit längre tid att genomföra än planerat. Han bedömer att utrymmet för sådana investeringar är ganska litet på avreglerade elmarknader. För närvarande svarar kärnkraften för ca 20 procent av USA:s elproduktion. Joskow & Parsons (2012) understryker att även om

⁴² The Economist 1.6 2013.

tillstånden för de befintliga kraftverken överlag skulle komma att förlängas med 20 år kommer i stort sett alla att stängas mellan 2035 och 2050. Om den genomsnittliga faktiska livslängden blir 50 år kommer ca hälften av den nu tillgängliga effekten att vara borta år 2030 (Credit Suisse, 2013). En rimlig bedömning är således att kärnkraftens andel av den amerikanska elproduktionen kommer att minska påtagligt till 2030 för såvida man inte mycket snart hittar vägar att märkbart reducera kostnaden för ny kärnkraft så att den utan subventioner kan konkurrera med annan fossilfri kraft (Cooper, 2013).

Japan

Tre år efter katastrofen i Fukushima är läget för kärnkraften i Japan fortfarande oklart. Med undantag för två reaktorer som tillfälligt togs i drift under 2012-13 har landets alla kärnkraftverk hållits stängda sedan olyckan. Trots att reaktorerna vid tidpunkten för haveriet svarade för ca 30 procent av landets kraftproduktion har Japan lyckats klara sin elförsörjning utan kärnkraften genom att öka användningen av kol, gas och olja i befintliga kraftverk som tidigare gick på sparlåga eller hölls i reserv. Ökad fokus på eleffektivisering har också bidragit. Men den förda politiken har till hög kostnad gjort Japan till världens största importör av LNG och medverkat till att landet för första gången på tre decennier nu dras med ett handelsunderskott.

En tidigare regering talade under 2012 om att fasa ut kärnkraften på 20-30 år och gav tillfälligt klartecken för återupptagande av driften av två reaktorer. Detta ledde till omfattande protester, inklusive en demonstration i Tokyo med fler än hundra tusen deltagare och drygt 7 miljoner insamlade namnunderskrifter.⁴³ Valet samma år resulterade emellertid i att det kärnkraftspositiva Liberaldemokratiska partiet återkom till makten med Shinzo Abe som premiärminister. Det råder ingen tvekan om att hans regering vill återuppta driften av flertalet reaktorer, men landets kärnkraftsmyndighet om-

⁴³ The Economist 21.7 2012.

bildades som ett resultat av olyckan i Fukushima och gavs ansvaret att självständigt avgöra om och när enskilda reaktorer åter får tas i drift. Myndigheten är underbemannad och sliter med uppgiften att gå igenom säkerhetsläget för landets 50 reaktorer.

Det troliga utfallet är att driftstart kommer att medges för de mest moderna anläggningarna och att de två reaktorer som är under uppförande kommer att färdigställas. Mindre sannolikt är att äldre anläggningar och i synnerhet de som ligger i jordbävningsdrabbade områden eller längs den tsunamidrabbade östra kusten kommer att få klartecken. Av stor betydelse för utfallet är också den lokala opinionen i berörda områden där politiker och allmänhet tvingas ta ställning till vad som väger tyngst, de ekonomiska bidragen från kärnkraftsindustrin eller behovet av att undvika nya katastrofer. I en opinionsmätning våren 2013 ville 70 procent av de tillfrågade antingen stänga samtliga reaktorer permanent eller låta en del av dem tas i drift under begränsad tid.⁴⁴ Men opinionsläget kan förändras, som valet av den kärnkraftsvänlige Abe redan ett drygt år efter olyckan antyder. En faktor som man inte heller kan bortse från är den japanska reaktorindustrin som måste betraktas som världsledande när det gäller Generation III+.

Om man ska våga sig på en gissning får det bli att Japans regering och landets kärnsäkerhetsmyndighet stegvis kommer att pröva sig fram genom att fatta beslut om återupptagande av driften av några av landets nyaste reaktorer med sikte på att sedan kunna ge klartecken för ytterligare ett antal anläggningar inom de närmaste åren. Kanske kommer man att söka mildra kritiken genom att samtidigt avvisa ansökningar om att ta en del äldre eller illa belägna reaktorer i drift. Troligen kommer regeringen dessutom att satsa betydligt mer på sol och vind samt eleffektivisering än tidigare. Sammantaget betyder detta att kärnkraftens andel av kraftproduktionen kommer att reduceras kraftigt jämfört med läget före Fukushima och det återstår att se om kraftbolagen kommer att vilja eller kunna investera i fler nya reaktorer än de som nu är under bygg-

⁴⁴ The Economist 20.4 2013.

nation. Om inte, går Japan långsiktigt mot en utfasning av kärnkraften.

Europa

För närvarande är fyra reaktorer under uppförande i EU (två i Slovakien och vardera en i Finland och Frankrike). Det kan jämföras med att minst tre fjärdedelar av dagens 136 kärnreaktorer (inkl. fem i Schweiz) kan förväntas vara nedlagda inom 20 år. År 2034 har samtliga reaktorer utom elva hunnit bli äldre än de 40 år som de konstruerades för. Efter sekelskiftet har bara tre reaktorer tagits i bruk inom EU varav två i Tjeckien (2000 och 2002) och en i Rumänien (2007). Åldersfördelningen hos de europeiska reaktorererna framgår av tabell 6.

Storbritannien

Storbritanniens kärnkraft domineras av gamla Magnox- och AGR-reaktorer (gaskyllda) som oavsett Fukushima inom en nära framtid behöver stängas av tekniska och ekonomiska skäl. Enligt NEA (2013) finns planer på att till 2019 stänga 7,4 GW av de 9,2 GW som fanns i drift 2012. Därför finns ett mera uppenbart behov än i Frankrike och USA av att investera i ny kärnkraft. Före Fukushima fanns planer på att bygga på flera olika platser i Storbritannien med stöd av ett statligt program. Fukushima har inte medfört någon ändring i detta avseende, men landet har samtidigt ett omfattande stöd till förnybar kraftproduktion och dess elmarknad är avreglerad. Därför är de ekonomiska förutsättningarna för ny kärnkraft inte de bästa (Joskow & Parsons, 2012).

Statligt ägda British Energy privatiserades för några år sedan genom att köpas upp av det statliga franska kraftbolaget EDF för 12,5 miljarder pund. Som framgått i ett tidigare kapitel har den brittiska regeringen träffat ett avtal med EDF som garanterar bolaget ett högt minimipris för elleveranser från Hinkley Point C, där man planerar bygga två reaktorer på totalt 3 200 MW till en beräk-

nad av 16 miljarder pund (SEK 176 mdr⁴⁵). Överenskommelsen innebär att brittiska staten under 35 år garanterar skillnaden mellan ett lösenpris på £92,50/MWh (SEK 1,02/kWh) och det vid varje tid gällande marknadsbaserade referenspriset på el.

Tabell 6.

Kärnreaktorer i drift 2014 i Europa (EU + Schweiz) efter ålder.

	1969 - 1975	1976 - 1985	1986 - 1995	1996 - 2005	2006 -	Sum- ma
<i>Belgien</i>	3	4				7
<i>Bulgarien</i>			2			2
<i>Finland</i>		4				4
<i>Frankrike</i>		37	17	4		58
<i>Ungern</i>		2	2			4
<i>Nederländerna</i>	1					1
<i>Rumänien</i>				1	1	2
<i>Schweiz</i>	3	2				5
<i>Slovakien</i>		2		2		4
<i>Slovenien</i>		1				1
<i>Spanien</i>	(1)*	5	2			7
<i>Storbritannien</i>	1	10	5			16
<i>Sverige</i>	4	6				10
<i>Tjeckien</i>		1	3	2		6
<i>Tyskland</i>		5	4			9
Totalt	12	79	35	9	1	136

Källa: IAEA

* Santa Maria de Garona, stängd under lång tid, osäker framtid. Ej med i summeringen.

Lösenpriset reduceras till £89,50/MWh om EDF senare väljer att också uppföra en reaktor av samma typ i Sizewell C. Om referenspriset någon gång i framtiden överstiger lösenpriset förpliktigas EDF att betala mellanskillnaden till brittiska staten. Hinkley Point

⁴⁵ Vid valutakursen 11,03.

C ska enligt planerna tas i bruk 2023 och blir då Storbritanniens första nya kärnkraftverk sedan Sizewell B som anslöts till nätet 1995. Den brittiska regeringen räknar med att flertalet av de existerande reaktorerna tas ur drift senast under 2020-talet.⁴⁶

EU-kommissionen har ännu inte tagit ställning till uppgörelsen som ska prövas mot EU:s statsstödsregler. Utgången av prövningen är oviss och kommissionens första reaktion var mycket kritisk.⁴⁷

Frankrike

Frankrike har av tradition en stark centralmakt och nära relationer mellan regering och industri. Fortfarande ägs både reaktortillverkaren Areva och kraftbolaget Électricité de France (EDF) av staten, vilket ger förutsättningar för uppgörelser av den art som Sverige inte skådat sedan den tid då statliga Vattenfall samverkade med ASEA och Stal-Laval.

Först på sistone har ett begränsat ifrågasättande av kärnkraften förmärkts. Under den senaste valrörelsen lovade socialisterna och de gröna att stänga 24 äldre reaktorer till 2025 (Joskow & Parsons, 2012). President Hollande har sedan sitt makttillträde uttalat att de två reaktorerna i landets äldsta kärnkraftverk⁴⁸ ska stängas 2016. Men detta bör knappast tolkas som att Frankrike är på väg att avveckla kärnkraften. Investeringar sker både i form av säkerhetsmässigt motiverad uppgradering av många befintliga kraftverk och genom den beställning av Arevas EPR som nu byggs i Flamanville. Dessutom satsar Frankrike, som framgått av ett tidigare kapitel, på utveckling av fjärde generationens reaktorer samt på en fullständig fransk bränslecykel, inklusive upparbetning.

Sol och vind har hittills spelat en underordnad roll i den franska energipolitiken, men förutsättningar för solenergi är utmärkta i södra Frankrike och vindförhållandena är goda längs landets västra

⁴⁶<https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>

⁴⁷<http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10611003/Nuclear-setback-as-EC-attacks-Hinkley-Point-subsidy-deal.html>

⁴⁸ Fessenheim som togs i bruk 1978.

och norra kuster. Frankrike saknar nästan helt saknar kol, olja och gas och har inga fossileldade kraftverk. Tillsammans med en stark kärnkraftsindustri och frånvaro av folkligt motstånd talar detta för att kärnkraften fortsatt kommer att spela en viktig roll i den franska elförsörjningen. Dock kan man föreställa sig att höga kostnader för nya reaktorer kommer att leda till att viljan att även fortsättningsvis lägga nästan alla ägg i samma korg försvagas. I takt med att äldre anläggningar skrotas skulle detta kunna leda till en långsam reduktion både av den totala installerade effekten och av kärnkraftens andel av elproduktionen.

Tyskland

Den tyska regeringens åtgärd efter Fukushima blev att snabbt stoppa de sju reaktorer som då var äldre än 30 år samt dessutom Vattenfalls illa fungerande reaktor i Krümmel. Som redan nämnts togs dessa åtta reaktorer permanent ur drift några månader senare. De övriga nio kärnreaktorerna får drivas vidare, dock längst till 2021–2022. Den tyska enigheten om att genomföra ”die Energiwende” förefaller vara närmast total, men många problem behöver lösas om avvecklingen av de sista reaktorerna ska kunna genomföras planenligt.

Belgien

Belgiens parlament fattade 2003 beslut om att stänga landets sju reaktorer mellan 2015 och 2025 och att de inte skulle ersättas av nya. Efter Fukushima bekräftades beslutet att begränsa den tillåtna drifttiden till 40 år förutom för reaktorn Tihange 1 som beviljades ytterligare 10 år och som därför stängs 2025 (NEA, 2013). Beslutet innebär att de två äldsta reaktorerna stängs 2014 respektive 2015.

Finland

Finland avviker från den övriga västvärlden genom en förhållandevis omfattande satsning på ny kärnkraft. Landet skiljer sig från Sverige genom att kärnkraftsmotståndet varit mindre och industrin mera pådrivande. Dessutom har Finland sämre vindförhållanden

och betydligt mindre vattenkraft än Sverige. En annan viktig skillnad är att en rad energiintensiva finska företag är delägare i TVO, som driver reaktorerna i Olkilouto. De köper anläggningens ström till produktionskostnad motsvarande sina ägarandelar.

I Olkilouto är de två existerande blocken (OL1 och OL2) kokarreaktorer av något äldre konstruktion än syskonreaktorerna Forsmark 3 och Oskarshamn 3. Olkiluoto 3 (OL3) får en elektrisk nettoeffekt på 1 600 MW och relativt hög verkningsgrad, 37 procent, och blir Finlands femte reaktor. Därtill finns två rysktillverkade reaktorer i Lovisa.

Utöver det pågående bygget av OL 3 finns av riksdagen godkända planer på en ytterligare reaktor i Olkilouto och en i Pyhäjoki. TVO lämnade redan 2008 in en ansökan om att bygga en fjärde reaktor i Olkiluoto med en effekt på 1000-1800 MW som, om den byggs, skulle bli landets sjätte. En definitiv ansökan förväntas i mitten av 2015 om inte de ekonomiska problemen kring OL3 får företaget på andra tankar.

En sjunde reaktor kan komma att uppföras vid Pyhäjoki vid Bottenviken av det nya kraftbolaget Fennovoima som till en tredjedel ägs av ryska Rosatom. En ansökan fick principiellt godkännande av riksdagen 2010, men sedan dess har ägarstrukturen ändrats liksom valet av reaktortyp. Läget är något oklart, men i mars 2014 enades bolagets 44 finska delägare om att ta ansvar för drygt 50 procent av kostnaden som beräknas till 4-6 miljarder euro.⁴⁹

Östeuropa

Flera av EU:s östeuropeiska medlemsländer har en förhållandevis bejakande inställning till kärnkraft. Utöver de 19 reaktorer som redan finns i denna del av Europa investerar Polen i en anläggning som ska tas i bruk år 2020, men ett slutligt ställningstagande till val av plats väntas först under 2015. Ungern har ingått avtal med Ryssland om rysk finansiering av 10 av de 12 miljarder euro som uppförande av två rysktillverkade reaktorer förväntas kosta⁵⁰ och planer

⁴⁹ Dagens Nyheter 1.3 2014 baserat på TT-Reuters.

⁵⁰ The Economist 25.1 2014.

på nya reaktorer finns också i Slovakien, Tjeckien, Litauen och Rumänien.

Schweiz

I Schweiz har regeringen efter Fukushima och med stöd från parlamentet uttalat att landets fem reaktorer ska stängas när deras tillstånd löper ut och detta utan att de ersätts av nya aggregat (Joskow & Parsons, 2012).

En bedömning av det internationella läget

Joskow & Parsons (2012) skriver i en sammanfattning av läget för kärnkraften efter Fukushima att de är förvånade över att allmänhetens acceptans inte rubbats mer än vad som synes vara fallet. Fukushima påverkar dock kostnadsbilden i någon mån genom att säkerhetskraven på en del befintliga reaktorer skärpts en aning. Men Joskow & Parsons noterar att hittills har inget land till följd av Fukushima ställt krav som i någon högre grad påverkar kostnadsbilden bortsett från beslutet i Tyskland om nedläggning av ett antal reaktorer och de ännu oklara effekterna i Japan.

The Economist (2012) publicerade ett år efter Fukushima en specialrapport om kärnkraftens kostnader. Tidskriften noterar med referens till en rad studier att kostnaderna i fast penningvärde för nya reaktorer ökat närmast exponentiellt sedan 1970-talet, så att nyckelfärdiga anläggningar på 1990-talet kostade ca fyra gånger mer per MW än 20 år tidigare. Enligt beräkningar utförda av Arnold Grubler vid IIASA, som the Economist refererar, har varje ny version av Frankrikes tryckvattenreaktor kostat väsentligt mer än den tidigare. Som framgått ovan har kostnaderna för nya reaktorer av Generation III+ fortsatt att stiga på ett närmast okontrollerat sätt.

The Economist nämner också uppgifter från en studie utförd vid MIT som anger att kostnaden per MW för nya tryckvattenreaktorer bedöms hittills ha stigit med ca 80 procent under 2000-talet. Redaktionen konstaterar också att alla planer på nya reaktorer har skrinlagts i de amerikanska delstater vars elmarknader är avreglerade. Tidskriftens slutsats beträffande USA är att utbyggnaden san-

nolikt under överskådlig tid kommer att stanna vid fyra reaktorer. Det innebär förstås att den totalt installerade kapaciteten kommer att minska drastiskt över de närmaste årtiondena.

The Economist (2012) funderar också över möjliga vägar att reducera kostnaderna för nya anläggningar. Man noterar att Kina bygger importerade reaktorer till lägre kostnad än exportländerna klarar på hemmaplan, vilket åtminstone delvis beror på lägre kostnader för arbetskraften. Tidskriften konstaterar att fördelen av låga arbetskostnader troligen är tillfällig och att även Kina kommer att se kostnaderna öka. Fördelaktiga finansieringsmöjligheter i Kina utgör säkert också en del av förklaringen.

En annan väg till billigare kärnkraft som nämns är möjligheten av att serietillverka små reaktorer för att få ner kostnaderna för utveckling och typgodkännande. Små reaktorer (*Small Modular Reactor*, SMR) är tänkta att kunna levereras mer eller mindre färdiga från fabrik och placeras i underjordiska bergrum eller silos. Men kärnkraft i liten skala kan leda till att driften och kostnaden för säkerhetssystemen blir något dyrare och mer personalintensiv räknat per MW.

Våren 2012 annonserade US Department of Energy sin avsikt att ställa 450 miljoner dollar till förfogande för SMR-projekt och ett halvår senare meddelades att Tennessee Valley Authority fått stöd för att förbereda en tillståndsansökan för fyra SMR (180 MWe) av den typ som Babcock & Wilcox marknadsför (NEA, 2013). I april 2013 meddelade emellertid Babcock & Wilcox att samarbetet förväntas resultera i licens och beslut om utbyggnad först i mitten av 2020-talet.⁵¹

Kärnkraftens framtid kan påverkas av nya incidenter och olyckor. Allmänhetens tilltro till tekniken tål knappast fler allvarliga tillbud. Mot denna bakgrund är det inte underligt att utbyggnaden av kärnkraften främst förväntas fortsätta i diktaturer och i länder där staten är en betydande industriell aktör och elmarknaden inte är

⁵¹ <http://www.babcock.com/news-room/Pages/BW-Announces-Restructuring-of-Small-Modular-Reactor-Program.aspx>

avreglerad. I sådana länder är möjligheten till insyn liten och sannolikheten för korssubventionering stor. I Kina, Ryssland och Indien uppförs reaktorerna av bolag med tillgång till förmånlig statlig finansiering (GEA, 2012). Avsaknad av fri- och rättigheter har också betydelse. Någon möjlighet att organisera en folkopinion mot fortsatt utbyggnad finns knappast i länder som Ryssland och Kina.

Schweiziska Prognos bedömde 2009 att kärnkraftens återkomst inte kunde tänkas ske förrän efter 2030 och att den globala kärnkraftproduktionen därför skulle minska med 22 procent till 2020 och 29 procent till 2030 (Energimyndigheten, 2010). Men den bedömningen gjordes före Fukushima som har påverkat produktionen genom stängning av reaktorer i Japan och Tyskland och beslut om utfasning utan att skrotade aggregat ersätts med nya i Schweiz och Belgien. Fukushima har också medfört att kraftbolag i en rad länder avbrutit planer på nya reaktorer eller skjutit dem på en obestämmd framtid. World Energy Council gör bedömningen att kärnkraftens andel av den globala elproduktionen kommer att mer än halveras till 2050 (WEC, 2013a). IAEA (2013) redovisar en liten ökning i sitt lågalternativ och en tvåhundra procentig tillväxt i sitt högalternativ (1 113 GWe). Till 2030 bedömer dock IAEA i lågalternativet att den installerade kapaciteteten kommer att sjunka betydligt i både Nordamerika och Västeuropa.

Den nuvarande åldersfördelningen är särskilt ogynnsam i USA, Storbritannien, Sverige och Schweiz som alla har många gamla reaktorer och få eller inga aggregat som tagits i drift efter 1985. Bland länder med många reaktorer är medelåldern lägst i Kina och Sydkorea.

En sak som kanske också spelar viss (negativ) roll för den fortsatta satsningen på kärnkraft i västvärlden att den industripolitiska kopplingen nu är mycket svagare än tidigare. Reaktortillverkarna finns främst i Kina, Ryssland, Japan och Korea.

9. Villkor för existerande reaktorer i Sverige

Genomsnittsåldern för de europeiska kärnreaktorerna är nu uppe i ca 30 år. I Sverige finns fyra av kontinentens 10 äldsta reaktorer, alla omkring 40 år gamla. Därtill kommer att bara 13 år skiljer de yngsta svenska reaktorerna från den äldsta. Sverige måste alltså planera för deras avveckling och eventuella ersättande med nya aggregat.

De svenska förutsättningarna är lite speciella. Sverige har den näst äldsta reaktorparken i Europa och är det land som genomfört de största effekthöjningarna. Sverige har ett högt procentuellt beroende av kärnkraften och låg reservkapacitet i form av fossileldade kraftverk som skulle kunna tas i drift om problem uppkommer med effektbalansen efter en avveckling. Japan och Tyskland klarade sin kraftförsörjning efter Fukushima tack vara förhållandevis stor reservkapacitet och ett lägre kärnkraftsberoende än det svenska.

Att problem med tekniska anläggningar ökar med stigande ålder är välkänt från många områden. I kärnreaktorer påverkar strålningen metallen i reaktortanken och dess komponenter och gör att den med tiden försprödas. Till materialets successiva utarmning bidrar också de snabba temperaturförändringar som inträffar i samband med att reaktorn av någon anledning snabbstoppas. Varje reaktor har av detta skäl en ”transientbudget” som inte bör överskridas under dess drifttid. Även reaktorvattnets kemiska sammansättning kan ha betydelse.

Att hålla säkerheten på samma nivå som när anläggningen var ny kräver stor noggrannhet och betydande reinvesteringar. I Sverige har under de senaste 20 åren mycket gjorts för att höja säkerheten i de äldre anläggningarna, men det kan inte i alla avseenden uppväga de grundläggande bristerna i dåtidens design. I Fukushima hade följderna av tsunamin inte blivit lika allvarliga om händelsen hade drabbat moderna reaktorer eller om man hade infört filtrerad

tryckavlastning av inneslutningen. Anläggningens sex block togs i drift mellan 1971 och 1979.

EU-kommissionen (2013a) skriver i sitt förslag till revidering av kärnsäkerhetsdirektivet att: ”Åldrande säkerhetsrelaterade strukturer, system och komponenter i en kärnteknisk anläggning, och särskilt försprödning av de delar som av praktiska skäl är svåra att ersätta, såsom reaktortryckkärl, innebär en naturlig gräns för godtagbar fortsatt drift. Från såväl säkerhetsteknisk som ekonomisk synpunkt är gränsen för den operativa livslängden vanligtvis 40 år efter det kommersiella idrifttagandet, och om livslängden hos ett befintligt kärnkraftverk förlängs, bör medlemsstaterna därför säkerställa att arbetstagare och allmänhet inte utsätts för ytterligare risker.”

Strålsäkerhetsmyndigheten bedömer att säkerheten vid de svenska kärnkraftverken kan upprätthållas även långsiktigt förutsatt att bolagen genomför ytterligare säkerhetsförbättringar samt förstärker sina åtgärder för kontroll och underhåll av reaktorerna. Det är resultatet av en analys som SSM genomfört på regeringens uppdrag och som redovisas i tre delrapporter (SSM 2012d, 2012e och 2012f) och en sammanfattning (SSM, 2012a). Åtminstone 50 års drifttid bedöms enligt myndigheten vara ett realistiskt antagande.

Idag är de svenska säkerhetsreglerna inte särskilt detaljerade och delvis öppna för tolkning. SSM menar att det är svårt att utföra granskning och inspektion mot alltför generella krav och tillstår att man åtta år efter att de nuvarande föreskrifterna trädde i kraft fortfarande har diskussioner såväl internt som externt om tolkningen av vissa centrala bestämmelser. Dessutom har omfattande anläggningsändringar gjorts utan att SSM och tillståndshavarna haft samsyn i viktiga frågor (Skånberg, 2013). SSM har av IAEA rekommenderats utveckla en mera omfattande och konsistent uppsättning regler och råd. Det är viktigt att föreskrifterna nu förtydligas med hänsyn till att drift planeras för betydligt längre tid än vad reaktorerna ursprungligen konstruerades för.

Åldringskrämpor och långtidsdrift

De svenska kärnkraftverken konstruerades och byggdes för beräknad drifttid om ca 40 år. I dag är reaktorerna mellan 29 och 42 år gamla, och bolagen vill driva dem i 50-60 år. Drift under så lång tid ställer såväl tillståndshavare som myndigheten inför nya utmaningar. Avgörande för om en reaktor kan drivas vidare med bibehållen säkerhet är att kraftbolaget tar fram och genomför program för att förstärka kontroll och underhåll av komponenter och system. Strålsäkerhetsmyndigheten får sedan ta ställning till förlängd drift utifrån återkommande helhetsbedömningar enligt kraven i kärntekniklagen och i myndighetens egna föreskrifter. För närvarande har samtliga reaktorer tidsmässigt obegränsade drifttillstånd.

Strålsäkerhetsmyndigheten har i en särskild rapport (SSM, 2012f) sökt bedöma de säkerhetsmässiga förutsättningarna för att tillåta de svenska reaktorerna att vara i drift i över 50 år. Rapporten omfattar en rad materialtekniska och andra problem som kan uppkomma under långvarig drift. Bland dem finns försprödning och utmattning av reaktorkärl och andra vitala komponenter.

Flertalet svenska reaktorer har genomgått betydande effekthöjningar sedan de togs i bruk. SSM konstaterar att detta medfört höjd flödeshastighet i vissa system och högre neutrondoser, vilka ökar risken för korrosion, vibrationer och bestrålningsförsprödning av reaktortanken samt bestrålningsinducerad spänningskorrosion av interna delar. Vid konstruktion och dimensionering av reaktortankarna beräknades försprödningsgraden så att materialet skulle klara bedömda defekter till följd av försprödning intill slutet av den tänkta livslängden.

För att verifiera beräkningarna finns ett övervakningsprogram som bygger på provstavar tillverkade av de aktuella materialen vilka placerades i tanken mellan härden och tankväggen innan anläggningen togs i drift. Försprödningsgraden kan kontrolleras genom att provstavar tas ut och undersöks vid bestämda tidpunkter.

Det har under hand visat sig att vissa legeringsämnen (nickel, fosfor, mangan och i viss mån kisel) bidrar till försprödningen på sådant sätt att försprödningshastigheten ökar påtagligt efter en viss

tid i drift. Fenomenet benämns ”Late Blooming Phases” (LBP). Enligt rapporten är mekanismerna komplicerade och sambanden inte helt kända. Till följd av dessa erfarenheter innehåller moderna reaktortankstål idag mycket låga halter av koppar och fosfor och har begränsningar för halten av nickel.

Genom att tanken hos en tryckvattenreaktor är förhållandevis liten utsätts materialet för en högre bestrålningsgrad och försprödas snabbare än godset i en BWR-tank. Man har funnit relativt kraftig bestrålningsförsprödning av svetsgods med hög nickelhalt i Ringhals 3 och 4.

SSM uppmärksammar förhållandet att samtliga svenska reaktorer beträffande risk för utmattning har dimensionerats mot tidigare säkerhetsregler som inte tog hänsyn till att reaktorvattenmiljön med tiden kommer att bidra till uppkomst av utmattningssprickor i områden där man vid konstruktion av reaktorerna inte förväntade sig sprickbildning och vilka därför inte alltid omfattas av ett kontrollprogram som kan fånga upp eventuella skador i ett tidigt stadium. Myndigheten anser att även om inga utmattningssprickor uppträder kan den verkliga säkerhetsmarginalen visa sig vara betydligt lägre än som ursprungligen var tänkt. Eftersom de flesta av världens reaktorer stängts innan de hunnit bli 40 år gamla finns mycket begränsade erfarenheter av drift av riktigt gamla lättvattenreaktorer.

År 2005 trädde föreskrifter i kraft om vilka säkerhetsförbättrande åtgärder som kraftbolagen måste genomföra för att kunna driva reaktorerna i ytterligare många år. De skulle vara helt genomförda under 2013, men tidplanen höll inte utan har fått utsträckas med flera år. För vissa anläggningar återstår fortfarande mycket. Enligt SSM kan en samlad bedömning av kravuppfyllnaden inte genomföras förrän alla åtgärder är vidtagna och granskade av myndigheten (SSM, 2012d).

Världsrekord i effekthöjningar?

USA är det land som genomfört flest effekthöjningar (154), vilka våren 2014 hade resulterat i ett sammanlagt tillskott på drygt 7 000

MWe.⁵² Den sammanlagda effekten i de tio kvarvarande svenska reaktorerna har höjts med drygt 1 200 MWe sedan anläggningarna togs i drift och ytterligare höjningar med drygt 700 MWe planeras. Det innebär sannolikt att Sverige är eller kommer att bli det kärnkraftland som genomfört högst höjningar i förhållande till initialt installerad effekt.

När reaktorerna konstruerades valdes effektuttag baserat på härden storlek och möjliga verkningsgrad med viss marginal för att säkra driften. Det bör således inte förvåna att man på basis av gjorda driftserfarenheter och med tillgång till i viss mån moderniserade och förbättrade drift- och säkerhetssystem kan höja effekten i äldre reaktorer. Men när man gör det så reduceras säkerhetsmarginalerna i en utsträckning som inte alltid är ringa.

Statens Kärnkraftinspektion, föregångare till SSM, redovisade för snart tio år sedan de potentiella säkerhetsmässiga effekterna av effekthöjning. Enligt myndigheten (SKI, 2005) påverkas en rad förhållanden och parametrar av en större effekthöjning:

- Medelvärde av effekttätheten i härden ökar vilket kan innebära att säkerhetsmarginalerna minskar. Genom lämplig härdoptimering kan detta motverkas genom att belastade kärnbränsleknippen får ökad effekt medan det högst belastade knippet inte påverkas.
- Ångflödet från kokvattenreaktorers reaktortryckkärn och tryckvattenreaktorers ånggeneratorer ökar. Detta medför ett högre tryckfall i ångledningarna vilket ger högre belastning på vissa system och komponenter.
- Förloppet hos vissa transienter blir snabbare.
- Vissa haveriförlopp påverkas av en effekthöjning vilket innebär att anläggningens haverihantering behöver ses över.
- Resteffekten kommer att öka efter en effekthöjning. Det innebär ökad belastning på säkerhetssystemen. I vissa situationer kommer tiden för operatörsingrepp att reduceras.

⁵² US NRC, *Backgrounder on Power Upgrades for Nuclear Plants*.

<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/power-updates.html>

- Mass- och energifrigörelsen till reaktorinneslutningen i händelse av ett ångledningsbrott eller brott på primärkretsen kan komma att påverkas av en effekthöjning. Tryckutvecklingen i inneslutningen i samband med sådana händelser beror huvudsakligen på termisk effekt och primärsystemets drifttemperatur.
- Temperaturförhållandet i en tryckvattenreaktors reaktorkylkretsar ändras vid en effekthöjning och kan påverka belastningsbildningen och korrosionsbenägenheten i aktuella områden.
- Belastningen på vissa elektriska system och komponenter kan komma att öka vid en effekthöjning. Detta innebär att kraven på hur elförsörjningens kapacitet (dieselgeneratorer, batterier, omformare, etc.) i störnings- och haverisituationer uppfylls vid den högre effektnivån behöver ses över.
- Neutronstrålningen i härden kommer att öka. Detta innebär bl.a. att programmen för kontroll av bestrålningsförsprödning och bestrålningsinducerad spänningskorrosion behöver ses över.

Det som förvånar mest är att planeringen för fortsatta effekthöjningar inte bara gäller Forsmarks tre reaktorer utan också några av aggregaten i Oskarshamn och Ringhals som tillhör Europas äldsta. Vad kan egentligen tala för en höjning med ca 210 MWe⁵³ (33 %) av effekten i 40 år gamla Oskarshamn 2? Den ska genomföras till 2015 till en kostnad av 8 miljarder kronor och förlänga kraftverkets livstid med minst 20 år (Svensk Energi, 2014).

Förutsättningarna för fortsatt drift

För en lekman framstår det som förvånande att SSM accepterar förlängning av drifttiden hos vissa reaktorer trots att de, enligt myndighetens egen bedömning, kan få problem med försprödning till följd av materialegenskaper som inte var kända när de konstruerades eller med utmattning av godset till följd av olämpligt val av reaktortankmaterial. Dessutom anser myndigheten att man kan

⁵³ Från 638 MW 2014 till 850 MW enligt SSM (se tabell 1), men enligt Svensk Energi (2014) från 660 MW till 840 MW.

glesa ut uttagen av provstavar trots att en förlängd drifttid borde göra det angeläget att utföra proven med kortare intervall, eftersom förspärningshastigheten kan öka påtagligt efter viss tid och kunskapen om sambanden är ofullständig.

Det s.k. djupförsvaret bygger på en önskan om att skapa flera av varandra oberoende system för att säkra kylningen av härden och kunna förhindra att radioaktiva ämnen sprids till omgivningen om en härds smälta ändå inträffar. Eftersom risken för allvarliga skador ökar med stigande ålder blir det för åldrande reaktorer särskilt viktigt att nödkylningen fungerar. Beträffande kylning av härden efter ett stort rörbrott finns en avgörande skillnad mellan de tre äldsta kokarreaktorerna som fortfarande är i drift (O1, O2 och R1) och de något senare (O3, F1, F2 och F3).

De äldsta kokarreaktorerna har, som redan nämnts, huvudcirkulationskretsar (pumploopar) för in pumpning av vatten som ligger utanför reaktortanken och ansluter till dess botten. Vid ett brott på dem riskerar härden att snabbt tömmas på vatten och det innebär att reaktorn är kritiskt beroende av kylning genom hårdstrilar som ovanifrån ser till att utan avbrott tillföra ett antal gram vatten per sekund till varje bränslepatron för att med hjälp av den ånga som bildas kyla bort resteffekten och på så sätt förhindra skador på kapslingen. Om inte alla bränslepatroner kyls kommer några av dem att få kapslingsskador som skapar växande problem med kylningen och kan leda till partiella skador på härden vilka sedan i värsta fall får allt större utbredning.

Till följd av begynnande sprickbildning har de tre äldsta reaktornas härdsprinkelsystem bytts ut, men kapaciteten hos dem förstärktes inte trots att flera av reaktorerna fått tillstånd att höja den termiska effekten, vilket innebär att den resteffekt som behöver kylas bort efter en olycka nu är större än tidigare.

I senare BWR ligger matarvattenpumparnas loopar inne i själva reaktortanken och det finns inga röranslutningar i tankens botten. Av det skälet har SSM medgivit kraftbolagen möjlighet att ta bort strilfunktionen, eftersom den anser det vara bättre att pumpa in vatten i fallspalten och därigenom kyla härden underifrån.

Med tanke på de många oplanerade snabbstoppen i de svenska reaktorerna och det stora antalet rapporterade incidenter, särskilt i de äldsta reaktorerna, är det förvånande att SSM är positiv både till drift efter 40 år och till effekthöjningar i de gamla reaktorerna. Myndigheten har under senare år sett sig nödsagad att sätta de berörda bolagens reaktorer under ”särskild tillsyn” på grund av allvarliga brister i företagets säkerhetsrutiner. Särskild tillsyn gällde för Forsmark 2007-2009, för Ringhals 2009-2012 och infördes 2012 för Oskarshamn (pågående).

Som framgår av tabell 7 finns fyra av Västeuropas tio äldsta reaktorer i vårt land. Den genomsnittliga energitillgängligheten för de svenska reaktorerna i tabellen har sedan de togs i drift bara varit 70 procent, medan tabellens övriga sex reaktorer i snitt haft en tillgänglighet på 84 procent. Kombinationen hög ålder och låg tillgänglighet är bekymmersam.

Tabell 7.

Västeuropas tio äldsta reaktorer i drift (april 2014).

	Reaktor	Land	Typ	Effekt (MWe)	Energi-tillgänglighet %	Togs i drift
1	Beznau 1	Schweiz	PWR	365	85	1969
2	WYLFA 1	Storbritannien	GCR	490	71	1971
3	Muehleberg	Schweiz	BWR	373	87	1971
4	Oskarshamn 1	Sverige	BWR	473	61	1971
5	Beznau 2	Schweiz	PWR	365	87	1971
6	Borssele	Nederländerna	PWR	482	85	1973
7	Ringhals 2	Sverige	PWR	807	70	1974
8	DOEL 1	Belgien	PWR	433	86	1974
9	Oskarshamn 2	Sverige	BWR	638	79	1974
10	Ringhals 1	Sverige	BWR	878	71	1974

Källa: <http://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>
(april 2014)

Det finns i sammanhanget skäl att påminna om att demokratiska institutioner och en väl utbyggd statlig tillsyn aldrig kan ge en absolut garanti för att man alltid upptäcker skador i tid. Ett exempel är att den amerikanska tillsynsmyndigheten inte upptäckte att läckande borsyra nästan hade ätit sig genom tryckkärlet i Davis-Besse (Ohio) förrän vid en inspektion 2002 då katastrofen var nära (US GAO, 2004).

Villkoren

För att säkerställa en rättssäker avveckling och minimera risken för skadeståndsanspråk från reaktorinnehavarnas sida skulle regeringen kunna välja att precisera krav som måste vara uppfyllda vid vissa tidpunkter. Den skulle till exempel kunna föreskriva att reaktorer som ska vara i fortsatt drift efter ett visst årtal eller en viss reaktorålder måste vara försedda med huvudcirkulationskretsar som är så utformade och placerade att reaktorn efter ett rörbrott inte är kritiskt beroende av kylning genom hårdstrilar.

Ett sådant förfarande skulle inte skilja sig från de principer som tillämpas inom övrig industriell tillståndsgivning. Det kan också vara värt att erinra sig att de svenska storstädernas miljözoner utestänger fordon som inte uppfyller moderna emissionskrav och att detta sker utan att de utestängda kompenseras ekonomiskt. Den förestående omprövningen av vattenkraftverkens tillstånd är ännu ett exempel på det naturliga i att se över tillstånden i syfte att säkerställa att anläggningarna uppfyller moderna krav.

Fridolfsson och Tangerås (2011) tanke om att fastställa vid vilka tidpunkter som befintliga reaktorer måste tas ur drift kan framställas som en återgång till ”årtalsexercisen”. Från säkerhetssynpunkt framstår den dock som mycket rimlig och en planerad avveckling skulle också underlätta för de balansansvariga företagen och Svenska kraftnät. Det stora beroendet av kärnkraften talar för att man bör förbereda en stegvis avveckling.

Förhållandet att de äldsta reaktorerne lämnade ritbordet på 1960-talet talar för att skillnaden mellan dem och helt nya kärnkraftverk är stor. Från säkerhetssynpunkt vore det en betydande

fördel att ersätta dem med nya om detta behövs för att klara kraftförsörjningen. Dock skulle nya reaktorer innebära fortsatt produktion av högaktivt avfall under lång tid.

Det är svårt att förstå varför Oskarshamn Kraftgrupp AB (OKG) eller SSM inte för länge sedan sett till att ta Oskarshamn 1 ur drift. Anläggningen är en av världens äldsta och den av de riktigt gamla som uppvisat lägst genomsnittlig drifttillgänglighet sedan starten. Trots flera årslånga avställningar för omfattande ombyggnad och uppgradering har O1 fortsatt uppvisa låg tillgänglighet och under 2012 var reaktorn bara i drift i sammanlagt en knapp vecka till följd av upprepade problem med turbinvibrationer, reservkraftaggregatens startmotorer samt defekter i matarvattenssystemet (Svensk Energi, 2013). I början av 2014 meddelade emellertid OKG att man förbereder en ansökan till Mark- och miljödomstolen om service-drift av reaktorn. Det innebär att processen för att stänga reaktorn nu inletts.

Ovan redovisade omständigheter utgör naturligtvis inte tillräcklig grund för beslut om exakt i vilken ordning och takt som de svenska reaktorerna bör avvecklas. Många andra säkerhetsmässigt relevanta faktorer, som inte berörts ovan, måste också tas i beaktande. Eftersom SSM sekretessbelagt rapporter som analyserar de enskilda reaktorernas svagheter mera i detalj (Greenpeace, 2014), saknas offentligt underlag för en sådan bedömning.

Mycket talar dock för att man under de närmaste åren bör stänga de äldsta kokarreaktorerna och att de tre tryckvattenreaktorerna i Ringhals inte heller bör tillåtas bli särskilt mycket mer än 40 år gamla. De tre kokarreaktorerna har under de senaste sex åren i genomsnitt levererat 10,6 TWh till nätet och skulle, om tillgängligheten hade uppgått till 80 procent, kunnat bidra med knappt 14 TWh per år. Det kan jämföras med att det svenska exportöverskottet de tre senaste åren (omräknat till normalår avseende utetemperatur och vattentillrinning) legat på 14-15 TWh.

Om dessa sex reaktorer avvecklas under de närmaste tio åren (efter en genomsnittlig drifttid på ca 45 år) skulle fyra förhållandevis stora BWR finnas kvar, varav tre i Forsmark. Det kan nämnas

att 2013 blev det bästa produktionsåret hittills för Forsmark som producerade drygt 25,2 TWh. Tillsammans med Oskarshamn 3 skulle den återstående årliga produktionskapaciteten uppgå till ca 35 TWh, vilket motsvarar mer än hälften av de nuvarande 10 aggregatens produktion.

Säkerhetsmyndighetens integritet

Sverige har skjutit kärnkraftsavvecklingen framför sig och ökat beroendet av reaktorerna genom omfattande effekthöjningar. De fyra äldsta reaktorerna har passerat den drifttid för vilka de ursprungligen konstruerades och ytterligare fyra aggregat kommer 2020 att ha uppnått 40 års ålder. Medan länder som Belgien, Storbritannien och Tyskland tar sina gamla reaktorer ur drift vill Sverige förlänga tiden med 10-20 år. Det medför ett beroende av gamla enheter som av säkerhetsmässiga och/eller ekonomiska skäl kan komma att behöva stängas på kort varsel.

Att hantera den uppkomna situationen ställer höga krav på säkerhetsmyndigheternas integritet. SSM har försatt sig i en potentiellt knepig situation genom att förorda att avgifterna till kärnavfallsfonden ska beräknas utifrån hypotesen om att alla reaktorer kan gå tills de minst fyllt 50, och dessutom med högre tillgänglighet än de hittills uppvisat. Myndigheten skapar därigenom förväntningar på att driften ska få fortsätta.

The Economist (2012) menar att regeringar som är helt övertygade om behovet av kärnkraft kan vara mindre villiga att låta reglera och kontrollera den på det stringenta och självständiga sätt som teknologin kräver. Att den svenska myndigheten och regeringen beviljat en rad åldrande reaktorer tillstånd till effekthöjningar är illavarslande.

I rättsfallet om höjd effekt i Ringhals ansåg regeringen 2005 att några ytterligare säkerhetskrav inte behövde övervägas och fattade ett positivt beslut med hänvisning till att Statens Kärnkraftinspektion i sitt yttrande hävdade att restrisken var försumbar och kraven på de svenska reaktorerna är bland de strängaste i världen. Det påminner om inställningen i Japan före Fukushima och i Kanada innan

man lät genomföra en oberoende revision av samtliga reaktorer. I båda länderna levde regeringarna och deras myndigheter i villva-
relsen om att tillhöra världseliten.

Eftersom de svenska reaktorerna under senare år förlorat tre gånger så mycket tid som världsgenomsnittet på oplanerade stopp borde det finnas anledning till eftertänksamhet. World Nuclear Association (2012) skriver att reaktorernas säkerhet och tillgänglighet är kopplade till varandra: "A well-managed plant is generally both productive and safe."

Det hör till saken att regeringen inte är bunden av tillstånds-
myndighetens rekommendation rörande beslut om tillåtlighet. I det
nyss nämnda Ringhalsfallet ansåg Miljödomstolen att förändringen
var oförenlig med miljöbalkens krav. Regeringen beslutade ändå
att tillåta den med motivet att Ringhals betydelse för elförsörjning-
en är så stor att den uppväger de eventuella riskerna.⁵⁴ Det är tvek-
samt om detta skäl kan anses leva upp till miljöbalkens krav i 2
kap. 9§ första stycket på att "särskilda skäl" måste föreligga. Rege-
ringen redovisade inte någon analys till stöd för sin uppfattning.

När dessutom den svenska effektreserven är under avveckling,
kan man fråga sig om inte situationer kan uppkomma då säker-
hetsmyndigheten och regeringen tvingas välja mellan hög kärnsä-
kerhet och god effektbalans.

SSM vill, liksom föregångaren SKI, upprätthålla ett sken av att
säkerheten är lika hög i alla svenska reaktorer. Några bevis för
detta har aldrig presenterats och att tio reaktorer av olika ålder och
design av sluppen skulle vara exakt lika säkra är extremt osanno-
likt. Det är inte bra för myndighetens trovärdighet om den uppfatt-
tas stå för en linje som innebär att ingen reaktor får utpekas som
mindre säker än en annan. Det är ju precis den typen av bedöm-
ningar som en säkerhetsmyndighet måste göra och heller inte bör
tveka att offentliggöra.

⁵⁴ *Prövning enligt 2 kap. miljöbalken av befintlig och utökad verksamhet vid Ringhals kärnkraftverk, Varbergs kommun. Regeringsbeslut 2005-10-20 (M2005/2913/F/M).*

10. Förutsättningar för nya reaktorer

Riksdagen beslutade 2010 att upphäva lagen (1997:1320) om kärnkraftens avveckling och att slopa nybyggnadsförbudet i 5 a § lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet. Förbudet upphävdes ”i syfte att skapa förutsättningar för ett generationsskifte i kärnkraftsbeståndet” (Prop. 2009/10:172, s. 33). Samtidigt infördes en bestämmelse i 17 kap. miljöbalken som ger regeringen möjlighet att tillåta en ny kärnkraftsreaktor om denna ersätter någon av dagens reaktorer och uppförs på en plats där reaktorer finns i drift idag. Eftersom antalet reaktorer inte får öka förutsätter detta att en befintlig reaktor stängs innan en ny tas i drift. Beslutet sätter ingen gräns för storleken hos de nya reaktorerna, så teoretiskt kan den totalt installerade effekten öka.

Riksdagsbeslutet kan tyckas tydligt men ger anledning till flera frågetecken. Ett problem är att rätten att bygga nytt i praktiken begränsas till företag som äger reaktorer och mark på de tre angivna platserna. De tre befintliga kärnkraftverken är alla samägda av konstellationer bestående av Vattenfall, Fortum och EON. Att konsortierna består trots extern kritik och en önskan från konkurrensverket om att bryta upp dem måste tolkas så att de tre bolagen ser fördelar med fortsatt samägande av kärnkraftverken. Samägandet stärker deras marknadsmakt och sprider riskerna. På kort sikt ligger det knappast i deras intresse att stänga en befintlig reaktor i syfte att bygga en ny och väsentligt större anläggning, eftersom ett ökat utbud riskerar att dämpa prisutvecklingen och därmed påverka de övriga kraftverkens avkastning.

Det finns i detta sammanhang också anledning att påminna om att de tre bolagen så sent som i början av 2000-talet genomförde en tillfällig men ganska omfattande nedreglering av befintlig kapacitet i syfte att hålla uppe elpriset. Det skedde i ett läge med stark kraft-

balans till följd av välfyllda vattenmagasin. Totalt innebar detta att kärnkraftproduktionen minskade med ca 10 TWh.⁵⁵

Ännu så länge tycks de svenska kärnkraftproducenternas handlingslinje vara att söka hålla de gamla aggregaten vid liv och att ytterligare höja effekten i några av dem. Detta kan ske till måttliga kostnader och med mycket lägre finansiell risk än en satsning på helt ny kapacitet. Men en effekt av denna strategi kan bli att någon ny generation av reaktorer aldrig kommer att byggas. Med en senarelagd avveckling av de äldsta reaktorerna och ytterligare effekthöjningar saknas utrymme för nya reaktorer och när väl de åldrade aggregaten tas ur drift kan det visa sig vara för sent.

Fridolfsson och Tangerås (2011) föreslår att staten i syfte att få igång utbytet av gamla reaktorer ska fastställa en avvecklingsplan samt genom ett anbudsförfarande ge alla intresserade elbolag en möjlighet att konkurrera om vem som ska få bygga och driva de nya reaktorerna. Hur detta juridiskt ska gå till är dock oklart. Frågan är på vilken grund staten kan expropriera marken och tvinga de nuvarande ägarna att samarbeta i frågor som är gemensamma för kraftstationens samtliga reaktorer?

Alternativet att ett företag som inte är delägare i de nuvarande anläggningarna skulle lägga ett bud på någon av de äldsta reaktorerna i syfte att lägga ner den fungerar knappast, eftersom det skulle dröja länge att därigenom få tillgång till marken för uppförande av en ny reaktor. Dessutom skulle företaget säkert tveka inför den finansiella risk som är förknippad med att ta över och lägga ner en gammal reaktor vars del av avfallsfonden kanske inte täcker framtida kostnader för skrotning och avfallshantering.

Var kan man bygga?

Riksdagsbeslutet berör inte de fysiska förutsättningarna för att kunna bygga nytt på någon av de tre tillåtna platserna. Det handlar dels om utrymme för en ny reaktor vid sidan av de existerande,

⁵⁵ Författaren till denna bok anmälde bolagen för kartellsamverkan, men Konkursverket valde att inte ingripa trots att företagen utannonserat neddragningen i likalydande pressreleaser.

dels om anpassningar av stamnätet. Reaktorer som tagits ur drift måste stå kvar i 15-20 år för att aktiviteten ska hinna reduceras så mycket att rivningen underlättas. Om man inte vill vänta i 25 år innan en ersättande reaktorer kan tas i drift måste bygget ske på annan plats men inom kraftverkets markområde.

Enda möjligheten på kort till medellång sikt är således att frigöra oexploaterad mark i nära anslutning till en befintlig anläggning så att en ny reaktor kan börja uppföras innan den nedlagda är skrotad. Det är en sådan lösning som Vattenfall tänker sig i Ringhals där företaget inlett en dialog med berörda fastighetsägare om markinköp. I Oskarshamn och Forsmark är det ganska trångt men knappast helt omöjligt att finna plats för en ny reaktor.

Teoretiskt skulle det vara möjligt att något annat företag att efter avtal med den nuvarande innehavaren få möjlighet att bygga utan att behöva ta ansvar för den nedlagda reaktorn (som efter en sådan uppgörelse blir kvar hos sin ägare).

Om/när en ny reaktor byggs kan den av ekonomiska skäl komma att vara större än den reaktor som ersätts. Det innebär att stamnätet måste förstärkas för att den nya enheten ska kunna leverera full effekt. De redan genomförda effekthöjningarna i de svenska kärnkraftverken har medfört ett omfattande arbete med anpassning av stamnätet. Det handlar bl.a. om tre helt nya 400 kV-ledningar i området kring Forsmark och en ny ledning från Oskarshamns kärnkraftverk.

Svenska kraftnät (2012) ser inga möjligheter till vidare nätförstärkning som skulle möjliggöra ytterligare effekthöjningar i Oskarshamns kärnkraftverk. Det beror på att kraftverket är beläget på en halvö och att mark saknas för fler luftledningar än de som är under utbyggnad. Enda möjligheten att placera en ny stor reaktor där skulle således vara att låta den ersätta både 01 och 02 vars sammanlagda effekt är ca 1 100 MW.

Svenska kraftnät (2012) bedömer att Ringhals beträffande anslutning till nätet är den lämpligaste platsen för ny kärnkraft i Sverige som ökar dagens produktionsförmåga. Om en ny reaktor ska

kunna tas i drift där eller i Oskarshamn före 2030 behövs beslut inom de närmaste åren om nedläggning av befintliga reaktorer.

Säkerhetskrav

En olöst fråga är vilka säkerhetskrav som ska ställas på nya reaktorer. Eftersom reaktorer tillhörande generation 3+ planeras för 60 års drift får valet av säkerhetsnivå betydelse för lång tid framåt. Det kan då vara rimligt att ställa krav som återspeglar dagens spetsteknologier. Att nöja sig med en konstruktion av den typ som representeras av Olkiluoto 3 (Arevas EPR), vars säkerhetssystem i huvudsak bygger på redundans, är knappast tillräckligt. Morgondagens reaktorer bör bygga på passiv säkerhet. Det innebär att de ska vara självavstängande och ha en restkylning som fungerar utan tillgång till el samt ha en inneslutning som kan motstå jordskalv och omfattande yttre våld (European Commission, 2012a).

Redan under 1970-talet utvecklades tankar om reaktorer med passiv säkerhet. ASEA-Atom tog fram koncept till Pius (Process Inherent Ultimate Safety) en reaktor som skulle vara självavstängande och klara kylning av bränslets resteffekt under minst en vecka utan hjälp av mekaniska eller elektriska anordningar. Sedan dess har andra koncept för passiv säkerhet utvecklats.

En del av de reaktorer som betecknas som Generation 3+ har säkerhetssystem som utnyttjar naturliga fenomen som gravitation, kondensation och naturliga flöden för att säkerställa snabbstopp och kylning utan mänsklig inblandning. Ett exempel är ESBWR, framtagen av GE Hitachi Nuclear Energy, som bygger på att passiva säkerhetssystem ska klara kylning i sex dagar utan tillsyn eller stöd av elkrävande utrustning. Westinghouse reaktor AP1000, som bygger på liknande principer, är under uppförande i Kina. Tekniken kan sannolikt utvecklas ytterligare.

Lyman (2008) menar dock att det tryck som gravitation skapar är modest jämfört med vad pumpar kan åstadkomma och kan visa sig var för litet för att klara baktryck orsakat av ånga som bildas av värmen från det heta bränslet (efter en olycka). Om man förlitar sig alltför mycket på den sortens passiva säkerhet och myndigheterna

inte kräver aktiva uppbackningssystem riskerar nettoeffekten av passiva system, enligt hans bedömning, att bli negativ.

Händelserna i Three Mile Island, Tjernobyl och Fukushima belyser den avgörande betydelsen av inneslutningsfunktionen, som är den sista barriären för att skydda människor och miljö mot radioaktiva utsläpp till följd av en olycka. Därför bör den som ansöker om tillstånd för att bygga en ny kärnreaktor kunna påvisa att utformningen i praktiken begränsar effekterna av en skada i reaktorhärden till inneslutningen, dvs. visa att ett radioaktivt utsläpp utanför inneslutningen är fysiskt omöjligt, eller att det med en hög grad av tillförlitlighet kan anses som ytterst osannolikt att ett sådant utsläpp skulle kunna ske (EU-kommissionen, 2013a).

En satsning på små reaktorer med passiva säkerhetssystem som förläggs i bergrum eller underjordiska silon skulle kunna vara ett sätt att påtagligt minska risken för en härdskada som leder till utsläpp utanför reaktorhallen. Men alliansregeringen har genom sitt beslut om att byta en gammal reaktor mot en ny i det närmaste gjort det omöjligt att gå den vägen. Det hade varit bättre att sätta en övre gräns för den totalt installerade effekten istället för att låta villkoren styra mot megareaktorer.

Strålsäkerhetsmyndighetens uppdrag

Strålsäkerhetsmyndigheten fick 2012 uppdrag att utforma föreskrifter för nya reaktorer. Arbetet är pågående och utgör en förutsättning för att Vattenfall ska kunna lämna in detaljerat underlag avseende ansökan om att få uppföra en ny reaktor. SSM planerar att formellt remittera ett förslag till regler under sommaren 2014 i syfte att kunna fatta beslut i sådan tid att de kan träda i kraft våren 2015. Men myndigheten understryker att tidplanen - och även en del av innehållet - kan komma att påverkas av regeringens arbete med en proposition om ny strålsäkerhetslagstiftning.

Prövning av nya anläggningar

Enligt 5 § kärntekniklagen krävs tillstånd av regeringen för kärnteknisk verksamhet. Men dessförinnan måste reaktorprojektets till-

låtlighet prövas av regeringen i enlighet med 17 kap. 1 § Miljöbalken. Strålsäkerhetsmyndighetens uppfattning om tillåtligheten är inte bindande för regeringen, men däremot måste etableringen ha tillstyrkts av kommunfullmäktige i den berörda kommunen. Den kommunala vetorätten avseende kärnkraftverk är absolut till skillnad från förvaring av kärnavfall, där regeringen kan bortse från ett veto om synnerliga skäl kan anföras för detta.

Tillstånd enligt kärntekniklagen prövas enligt lagens egna bestämmelser men också i utifrån vissa regler i miljöbalken. Lagen innehåller inga särskilda villkor för tillstånd. I stället ska från fall till fall en bedömning göras med utgångspunkt i lagens syfte och de intressen som ska tillvaratas.

Nya former för prövningen av kärnkraftverk

Strålsäkerhetsutredningen (2011) föreslår att man för att komma bort från den nuvarande tillståndsprövningens parallella och delvis överlappande tillämpning av miljöbalken, kärntekniklagen och strålskyddslagen bör samordna reglerna. Det innebär att bestämmelser som rör tillståndprocessen för nya större anläggningar och effekthöjningar i kärnkraftsreaktorer integreras i miljöbalken.

Utredningen föreslår att Strålsäkerhetsmyndigheten blir skyldig att med avseende på strålsäkerheten bereda regeringens tillåtlighetsprövning. Sedan tillåtlighetsprövningen slutförts hos regeringen ska ärendet lämnas åter till Mark- och miljödomstolen som sedan prövar alla utsläpp och störningar från anläggningen. Domstolen blir således prövningsmyndighet i första instans. Utredningen bedömer att Strålsäkerhetsmyndigheten såsom expertmyndighet är mest lämpad att utfärda de villkor som har med strålsäkerhet att göra och föreslår en regel som innebär att Mark- och miljödomstolen i mål om strålsäkerhet får överlåta åt Strålsäkerhetsmyndigheten att fastställa dessa villkor.

Utredningens förslag till en samordnad tillståndsprövning skiljer sig i princip inte mycket från den process som tillämpas i dag. Utredningen anser att en fördel med en tillståndsprövning enligt miljöbalken är att huvudförhandlingen blir offentlig. Vissa remissin-

stanser kan närvara och svara på frågor från domstolen och vissa ideella organisationer har rätt att överklaga domar och beslut.

Arbetet med en proposition om ny strålsäkerhetslagstiftning pågår i miljödepartementet och det är ännu oklart när förändringarna kan träda i kraft och vilken exakt modell regeringen väljer att föreslå riksdagen.

De förändringar som Strålsäkerhetsutredningen föreslår förenklar tillståndprocessen men från ett investerarperspektiv återstår, som Pettersson och Söderholm (2012) framhåller, många viktiga frågor. En sådan är att miljöbalken innebär en integrerad prövning där det är svårt att veta på vilka grunder som olika avvägningar kan komma att göras i praktiken. Balken tillhandahåller få handfasta riktlinjer (t.ex. gränsvärden, standards etc.) som gör prövningen någorlunda förutsägbar beträffande villkorens utformning. Den svenska lagstiftningstekniken öppnar för relativt subjektiva och varierande bedömningar.

Pettersson och Söderholm påpekar att även om regeringen kan ”köra över” Mark- och miljödomstolens beslut i specifika fall är ett sådant förfarande antagligen politiskt ohållbart i längden. Därmed blir de avvägningar som görs enligt miljöbalken centrala för kärnkraftens framtid. En knäckfråga kan bli kärnkraftens relation till begreppet hållbar utveckling, som utgör det övergripande målet för miljöbalkens tillämpning. Det kan noteras att vindkraften under en tid fick kämpa för att rättsligt betraktas som en åtgärd som främjar hållbar utveckling. Återstår att se hur det går för kärnkraften.

Effektskatten

En annan oklar fråga är om den nuvarande effektskatten ska belasta nya reaktorer. Riksdagsbeslutet anger att eventuella nya kärnkraftverk måste tillkomma utan subventioner men säger ingenting om beskattningen av dem. Kärnkraftverken betalar liksom vatten- och vindkraftverk fastighetsskatt. Men reaktorerna belastas därutöver med en effektskatt som tas ut med 12 648 kr per MW termisk effekt och kalendermånad, vilket motsvarar ca 6 öre per kWh el.

Dock får avdrag göras om en reaktor stått avställd under en sammanhängande tid om mer än 90 dagar.

Ansvarsförsäkring

Allt sedan den civila kärnkraftens tillkomst har bolagens ansvar för effekter av stora olyckor begränsats till vissa belopp, vilket ansetts nödvändigt för att få någon att vilja bygga och driva dem. I USA regleras detta sedan 1954 genom Price Anderson Act som senast ändrades 2005, då dagens regler (med räckvidd till 2025) beslutades. Det innebär att operatörens ansvar är begränsat till 12,6 miljarder dollar och att konstruktörer och underleverantörer inte kan ställas till svars för eventuella problem (vilket minskar kostnaden för nya anläggningar).

Enligt den nu gällande Atomansvarighetslagen (1968:45) behöver kärnkraftsoperatörer i Sverige bara betala ut ersättningar på omkring 3 miljarder kronor för att täcka skador på utomstående av en olycka. År 2010 antog emellertid riksdagen Lag om ansvar och ersättning vid radiologiska olyckor (2010:950) som stadgar att en innehavare av en kärnkraftsanläggning måste ha en ansvarsförsäkring eller se till att annan ekonomisk säkerhet ställs som vid varje tidpunkt täcker ersättningsansvar upp till 1 200 miljoner euro (ca 10,4 miljarder kr). Den nya lagen ska ersätta Atomansvarighetslagen, men riksdagen beslutade överlåta till regeringen att bestämma när detta ska ske. Skälet var en önskan om att avvakta att ett tilläggsprotokoll till Pariskonventionen ska ratificeras av tillräckligt många länder för att träda ikraft och detta har ännu inte skett.

Enligt Sveriges Radio⁵⁶ har Spanien, Belgien, Holland och Finland höjt kraven på hur mycket kärnkraftverk måste vara försäkrade för utan att avvakta att det nya protokollet trätt ikraft och det skulle även Sverige kunna göra. EU-kommissionen meddelade efter Fukushima sin avsikt att lämna förslag om ett gemensamt regelverk för ansvar och försäkringsbelopp för kärnkraftverk i Europa.

⁵⁶ SR citerar Dirk Harbrücker, chef för Tysklands atomförsäkringspool, DKVG.

En allvarlig olycka kan orsaka kostnader som med god marginal överstiger 10 miljarder kronor. De svenska reaktorernas filter har dock förutsättningar att kunna begränsa utsläppen från en hårdsmälta så att det i huvudsak blir ädelgaser som slipper ut. Efter en utlösande händelse som ger ett snabbt olycksförlopp och skadar inneslutningen ger filtret dock inte ett tillräckligt skydd. Det kan handla om konsekvenser av störtande flygplan, krigshandlingar eller terrordåd eller ett större brott på reaktortanken till följd av materialutmattning.

Det skulle vara intressant att få en bild av vad ett betydligt mera långtgående försäkringsansvar skulle kosta bolagen. Det är inte säkert att försäkringspremien skulle bli avskräckande hög. Om försäkringsbolaget återförsäkrar sig internationellt skulle den genomsnittliga premien kanske inte kosta bolagen mer än något extra öre per kWh. Dock skulle ett utökat ansvar föra med sig att försäkringsbolagen tvingas bedöma risken för olika reaktorer betydligt mera ingående än vad som är fallet idag och att premien skulle bli större för äldre reaktorer än för nyare konstruktioner. Från säkerhetssynpunkt vore det bra, eftersom det skulle tvinga bolagen att överväga om det är värt att driva gamla anläggningar vidare.

Amerikanska forskare har vid några tillfällen gjort försök att bedöma hur stor subvention av kärnkraften som det begränsade ansvaret motsvarar. Dubin & Rothwell (1990) beräknade värdet till 22 miljoner dollar per reaktor och år i dåvarande penningvärde, vilket Heyes (2003) drygt tio år senare räknade om till 33 miljoner dollar (ca 220 miljoner kr). Sådana medelvärden döljer dock förhållandet att risken varierar mellan reaktorer beroende på konstruktion, ålder och läge. Ett försäkringsbolag skulle rimligen bedöma den ekonomiska risken hos fyrtioåriga Ringhals 1 som många gånger högre än risken för en helt ny reaktor med passiv säkerhet uppförd på samma plats. För jämförelse kan nämnas att effektskatten uppgår till ca 370 miljoner kronor för Ringhals 1.

Även vissa andra typer av olyckor kan potentiellt ge upphov till skador och skadeståndskrav som betydligt överstiger anläggningsinnehavarens försäkringsvillkor eller dennes egen förmögenhet.

Det kan t.ex. handla om olyckor orsakade av transporter av explosiva eller kemiska farliga ämnen samt effekter av brustna kraftverksdammar. Sådana händelser kan under olyckliga omständigheter orsaka hundratals eller till och med tusentals dödsoffer samt omfattande materiella skador.

Ansvar förknippat med övriga delar av kärnkraftens bränslekedja

Kärnkraften ger upphov till miljöpåverkan och risker i bränslekedjans samtliga led. Problem förknippade med reaktordrift respektive med omhändertagande av utbrända bränsleelement har diskuterats i tidigare kapitel men brytning och hantering av uran har inte analyserats. Det är därför på sin plats att kort beröra bränslekedjans första led.

Vid brytning av uranmalm frigörs radioaktiva gaser och radioaktivt damm och efter separation av uranet från malmens övriga innehåll uppstår stora mängder flytande radioaktivt och giftigt avfall. Olika metoder används för att hantera avfallet. I en del fall samlas det i stora magasin där vätska avdunstar och det radioaktiva slammet blir kvar. Uranbrytningen påverkar också landskapet och orsakar utsläpp i vattendrag. Förhållandet att uranet utgör en mycket ringa del av malmen gör att det kan bli fråga om stora områden som påverkas.

Planer har funnits på uranbrytning på flera platser i Sverige och smärre försök genomfördes i slutet av 1960-talet innan lokalt motstånd, höga kostnader och betydande miljöpåverkan ledde till att de övergavs. Det uran som används i svenska reaktorer importeras från Ryssland, Kanada, Namibia och Australien. Att bränslet importeras innebär att de risker och den miljöpåverkan som är förknippad med brytning och förädling regleras av exportländernas lagstiftning och ansvarsregler som troligen är mindre långtgående än de som hade krävts för brytning av svenska fyndigheter.

Det är emellertid viktigt vid en bedömning av kärnkraftens ”uppströmsproblem” att notera att andra former av kraftproduktion också orsakar betydande påverkan på mark, vatten, luft och landskap som räknat per kWh producerad el kan vara av samma storlek

eller större. Det gäller särskilt brytning av stenkol och brunkol men även produktion av sällsynta jordartsmetaller som behövs i bränsleceller, vissa typer av batterier och annan elproduktionsutrustning.

Sammanfattning av ansvarsfrågan

Som framgått av de föregående avsnitten behöver ansvarsfrågan bedömas i ett brett internationellt perspektiv. Alla kraftslag bör betala de externa kostnader (i form av påverkan på natur, miljö och människors hälsa) som verksamheten ger upphov till i olika led av produktionen. I första hand bör detta ske genom regler och krav som minimerar risker och miljöpåverkan. Den restpåverkan som sedan återstår kan beskattas. Det är i praktiken vad som sker med utsläpp av koldioxid som antingen utsätts för beskattning eller tvingas köpa utsläppsrätter. Man kan se den svenska effektskatten som ett sätt att internalisera kärnkraftproduktionens externa kostnader.⁵⁷ Skatten tillför årligen statskassan ca 4 miljarder kronor, vilket motsvarar en större kostnad för industrin än vad ett kraftigt höjt försäkringsansvar skulle göra.

Kostnader för ny kärnkraft

Ekonomi hos nya kärnreaktorer påverkas av en rad faktorer. Utöver byggkostnad, räntenivå och framtida drifttillgänglighet är efterfrågan på baskraft och prisutvecklingen på el viktiga parametrar. Den senare påverkas av priset på utsläppsrätter inom EU:s system för handel med koldioxid (EU ETS) och konkurrens från annan kraftproduktion. Skatter och avgifter påverkar också lönsamheten.

Som framgår av kapitel 8 har kostnaden för nya kärnkraftverk ökat kraftigt under de senaste decennierna, i skarp kontrast till den positiva utvecklingen för sol- och vindkraft. Om båda trenderna fortsätter kommer den förnybara kraften på sikt att bli billigare än ny kärnkraft trots att antalet drifttimmar per år för sol och vind är mycket lägre än för kärnreaktorer. Ett problem för kärnkraften är

⁵⁷ Men för att följa skolboken borde den vara knuten till den faktiska produktionen och inte som nu till den installerade effekten.

att den är kapitalintensiv, vilket i kombination med lång byggtid ger betydande räntekostnader.

När man jämför kostnaden för olika kraftslag är det viktigt att vara uppmärksam på vilka antaganden och övriga förutsättningar som bedömningarna baseras på. Skillnader i antagen kapacitetsfaktor eller använd räntenivå har stor betydelse för utfallet liksom avskrivningstid och frågan om vilka sammanhängande kostnader för nät, avfallshantering och skrotning som tagits med. För att själv våga uttrycka en uppfattning behöver man studera ett antal bedömningar som helst bör vara gjorda av myndigheter eller institut som inte har egna intressen i något kraftslag.

Det amerikanska energidepartementets US Energy Information Administration redovisade 2013 de bedömningar som framgår av tabell 8, som dock bara återger uppgifter för kraftslag som är av potentiellt intresse för Sverige. Tänk på att tabellen återspeglar genomsnittliga amerikanska förhållanden. Beräkningarna är genomgående baserade på 30 års avskrivningstid av kapitalkostnaden och 6,5 procents ränta. Data för vind och sol avser kommersiella anläggningar.

Tabellen ger en god bild av hur kostnaden för olika kraftslag fördelas på olika kostnadselement. Det är dock oklart vilka antaganden om kärnkraftens ansvar för försäkringar samt avfallshantering och rivning som bedömningen baseras på. Tabellens siffra för ny kärnkraft motsvarar en total produktionskostnad på ca 62 öre per kWh (valutakurs 6,50).

Vad tabellen inte visar är att det tillkommer systemkostnader för nätet utöver anslutningen av kraftverket. Vid 30 procents marknadspenetration uppskattas de för amerikanska förhållanden uppgå till USD 1,67/MWh för kärnkraft, 0,51 för gas och 19,84 för landbaserad vindkraft samt USD 28,27/MWh för solkraft (NEA, 2012b). Om hänsyn tas till dessa kostnader, hamnar den genomsnittliga totala kostnaden för vindkraft och ny kärnkraft i USA på ungefär samma nivå, ca 100 dollar per MWh (= ca 65 öre/kWh).

Tabell 8.

Beräknad genomsnittlig kostnad⁵⁸ för kraftverk som tas i bruk 2019. 2012 USD/MWh.

	Kapa- citics- faktor (%)	Kapi- tal kost- nad	Fasta kostna- der för drift & under- håll	Rörlig kostnad för drift & un- derhåll	Trans- mis- sions- investe- ring	Total system kostnad
<i>Avancerad natur- gaskombikondens med CCS</i>	87	30,3	4,2	55,6	1,2	91,1
<i>Avancerad kärn- kraft</i>	90	71,4	11,8	11,8	1,1	96,1
<i>Biomassa</i>	83	47,4	14,5	39,5	1,2	102,6
<i>Vindkraft</i>	35	64,1	13,0	0,0	3,2	80,3
<i>Vindkraft offshore</i>	37	175,4	22,8	0,0	5,8	204,1
<i>Solkraft (PV)</i>	25	114,5	11,4	0,0	4,1	130,0

Källa: EIA (2013)

En svensk bedömning

Nyström et al (2011) anger vid antagande om 6 procents ränta el-produktionskostnaden för ny obeskattad kärnkraftsel till 44 öre per kWh bortom 2020. Författarna bedömer att investeringen, exklusive ränta under byggtiden, kan förväntas bli 27-28 miljoner kronor per MWe, vilket blir totalt ca 35 miljoner per MWe.

Jämfört med de kostnader som uppges för Arevas EPR i Frankrike och Finland och garantipriset för samma typ av reaktor i Storbritannien är detta kostnadsantagande lågt tilltaget, vilket Nyström et al anser vara rimligt med tanke på att det bör bli billigare att

⁵⁸ Average levelized cost (which is the price at which electricity must be generated from a specific source to break even over the lifetime of the project).

bygga senare anläggningar av samma typ. Men om kostnaden inte kan reduceras skulle elproduktionskostnaden vid 6 procents ränta bli ca 55 öre per kWh baserat på att drifts- och underhållskostnaden inklusive avgiften till avfallsfonden, i enlighet med författarnas antaganden, totalt uppgår till 10 öre/kWh. Den amerikanska myndigheten anger emellertid denna kostnad till motsvarande 15 öre/kWh (se tabell 8).

I Sverige tillkommer effektskatten som medför att produktionskostnaden totalt kan hamna på ca 60 öre per kWh. Sen är frågan om det ens vid 60 års beräknad drifttid räcker att avsätta 2 öre per kWh till kärnavfallsfonden? Även i ett fall med något reducerad investeringskostnad för senare kärnkraftverk av samma slag bör man nog försiktigtvis kalkylera med minst 60 öre, inklusive effektskatten.

För vindkraft på land anger Nyström et al den framtida kostnaden till 50-53 öre vid 6 procents ränta i ett fall där ingen kreditering av förnybar kraft längre förekommer. Kostnaden för kolkondens uppskattas till 43 öre, medan gaskombikondens bedöms kosta 81 öre per kWh.

Framtida elpriser

Det framtida elpriset bestäms av balansen mellan utbud och efterfrågan i Sverige och grannländerna samt av priset på utsläppsrätter och dämpas av eventuella kvarvarande subventioner. På kort sikt händer troligen inte mycket, men efter 2020 kommer sannolikt priset på utsläppsrätter att stiga i takt med att utsläppstaket sänks och lagret av sparade rättigheter förbrukas.

Det är föga troligt att priset på utsläppsrätter redan 2030 kommer att motsvara kostnaden för koleldad kraft med CCS (som Energimyndigheten förmodar i sin prognos). Dessförinnan kommer det stigande priset sannolikt att göra naturgasbaserad kraftproduktion mera fördelaktig, vilket reducerar utsläppen och kan leda till stängning av en del koleldade kraftverk. Ett stigande elpris kommer dessutom att hålla tillbaka efterfrågan på el, men som framgår av kapitel 6 är priskänsligheten hos olika förbrukare svårbedömd.

På längre sikt kommer dock skärpta klimat- och säkerhetskrav att resultera i påtagligt höjda elpriser. De ovan angivna uppgifterna för kol- och gaskondens år 2020 täcker inte kostnaden för förvärv av utsläppskrediter alternativt införande av Carbon Capture and Storage (CCS)⁵⁹. För CCS anger Nyström et al (2011) en tillkommande kostnad på 31 öre för kol och 26 öre per kWh för naturgas vid 6 procents ränta. Man måste således räkna med att elpriserna höjs påtagligt när kostnaden för CCS med tiden påverkar priset på utsläppsrätter i EU. Ett långsiktigt stigande pris på utsläppsrätter skapar ökat ekonomiskt utrymme för både tillkommande kärnkraft och ny förnybar kraft men avgör inte fördelningen mellan dem.

Att klimatpolitiken skulle klaras utan CCS är föga troligt, eftersom fossileldad kraft för närvarande står för halva elproduktionen inom EU och det största medlemslandet har fattat beslut om att avveckla en fjärdedel av sin kraftproduktion genom att stänga kärnkraftverken.

Profu (2012) bedömer i en analys av olika energi- och klimat-scenarier för 2050 att elpriset skulle öka upp till ca 70 öre per kWh år 2050 i ett nollvisionsscenario utan stöd till förnybar elproduktion. I ett nollvisionsscenario med omfattande stöd till förnybar elproduktion blir ökningen av systempriset däremot ganska liten, men å andra sidan höjs certifikatpriset rejält. Den sammanlagda kostnaden för hushåll och andra mindre förbrukare bedöms hamna över 1 krona per kWh år 2050 i ett fall med hög andel förnybar el. Energiintensiv industri, som bara antas behöva betala systempriset, skulle däremot få elpriser i nivå med dagens. Det skulle i detta alternativ således bli fråga om en betydande korssubventionering där övriga konsumenter avlastar en stor del av den elintensiva industrins kostnader.

Baserat på skattningarna av kostnaden för ny kraftproduktion och under antagande om att någon intern korssubventionering hos kraftproducenterna inte förekommer förefaller det troligt att priset på el långsiktigt måste öka från dagens ca 35 öre per kWh till minst

⁵⁹ Avskiljning, borttransport och slutförvaring i lämpliga geologiska formationer som kan hindra koldioxiden från att läcka ut.

65 öre i ett fall utan elcertifikat. Med fortsatt subventionering av förnybar kraft kan priset hållas tillbaka för elintensiv industri, men samtidigt minskar det ekonomiska utrymmet för ny kärnkraft som i ett sådant läge måste konkurrera med subventionerad vind-, sol-, bio- och kanske vågkraft.

Osäkerhet om det framtida elpriset kan skapa tveksamhet hos investerare som gör att projekt skjuts på framtiden. Det är viktigt att inse att elpriset måste täcka de totala produktionskostnaderna med viss marginal för att täcka investerarnas avkastningskrav. För konsumenterna tillkommer också höjda nätavgifter, särskilt i alternativ med hög andel intermittent kraft.

En bidragande orsak till kärnkraftens konkurrensproblem är att vindkraften behöver konsumeras i samma ögonblick som den produceras och att volatiliteten är stor. Eftersom vindkraft har lägre rörlig kostnad än kärnkraft kommer den vid överskott före den senare i kraftsystemets s.k. merit order. Det kan leda till att produceter av kärnkraft under blåsiga perioder får sämre betalt på spotmarknaden eller i värsta fall inte får något utrymme alls. Vindkraften kommer i framtiden att svara för en mycket hög andel av den totalt installerade effekten i länder som Tyskland, Danmark och Sverige och kraftöverföringssystemet väntas komma att bli utbyggt för att möta den nya situationen.

Vad som kan tala för ny kärnkraft är den tunga industrins behov av baskraft, men kunderna bör i så fall vara klara över att priset kommer att påverkas av den långsiktiga marginalkostnaden samtidigt som spotpriserna i hög utsträckning kommer att variera med tillgången på vindkraft. Sammantaget är det svårt att förstå basindustriernas förhoppningar om att ny kärnkraft ska ge dem kostnader någorlunda i paritet med dagens förhållandevis låga priser.

Vem bygger?

En utväg för basindustrin kan vara att följa det finska exemplet och själva bli ägare eller delägare i nya anläggningar för att därigenom kunna förvärva el till självkostnadspris. Om basindustrin ser detta som en garant för lägre elpriser skulle den kunna lägga ett bud på

utrymme inom något befintlig kärnkraftverks markområde i syfte att efter nedläggning av en reaktor ta ett nytt aggregat i drift. Jämfört med att köpa el på spotmarknaden skulle det konceptet ge billigare el under perioder med hög efterfrågan och låg vindkraftproduktion men med högre kostnad när förhållandena är de omvända. Den svåra frågan är vilken strategi som i längden blir minst kostsam.

Industrikraft AB är ett företag som vill utveckla ny kraftproduktion i Sverige för att långsiktigt säkra den elintensiva industrins kraftförsörjning, bl.a. genom satsning på ny svensk kärnkraft. Delägare är Boliden, Holmen, SCA Forest Products, SSAB och Stora Enso. Hösten 2009 tecknades en avsiktsförklaring med Vattenfall om gemensam kraftproduktion i form av förnybara energikällor och kärnkraft. Två år senare avslutade bolagen samarbetet, eftersom de inte lyckats besluta om några konkreta projekt. Sedan dess tycks inte Industrikraft ha bedrivit någon konkret verksamhet.

Den elintensiva industrins fixering vid baskraft är förstålig, men egentligen spelar det ingen roll vilken sammansättning elen har så länge tillgängligheten är god och leveranserna är tillförlitliga. En stor del kan komma från intermittent kraftproduktion och en del elintensiva företag har investerat i vindkraft. Kanske borde de företag som bildat SKGS (Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet) för att arbeta med basindustrins energifrågor överväga andra lösningar än ny kärnkraft.⁶⁰ Den möjlighet att nästan fördubbla elutbytet av det befintliga fjärrvärme- och mottrycksunderlaget som beskrivs i kapitel 5 skulle kunna vara en väg att stärka balansen med vad som motsvarar produktionen i två stora kärnreaktorer. Den tekniken skulle dessutom ge delar av den elintensiva industrin möjlighet att öka sin egen elproduktion. Eftersom anläggningsstorleken är måttlig blir den finansiella risken mindre än vid beslut om investeringar i nya kärnkraftverk.

⁶⁰ SKGS har tillsatt en egen utredning om ny baskraft med Jöran Hägglund, tidigare statssekreterare på Näringsdepartementet, som utredare.

Betydelsen av de politiska besluten

Ytterst är kärnkraftens vara eller icke vara en politisk fråga. Om alliansregeringen får förnyat förtroende av väljarna i 2014 års riksdagsval kommer inte 2009 års riksdagsbeslut om upphävande av det tidigare förbudet mot ny kärnkraft att rivas upp. Allt potentiellt intresserade företag i så fall kan vara säkra på är dock att den nya linjen består i ytterligare fyra år. Det är ingen lång tid och det är inte säkert att en tillståndsprövning hinner resultera i ett överprövat beslut innan det är dags för nästa riksdagsval. Denna osäkerhet bidrar – vid sidan av den finansiella risken – till att kraftindustrin förhåller sig avvaktande.

Den rödgröna oppositionens samtliga riksdagsledamöter röstade 2009 nej till regeringens proposition om att öppna dörren för ny kärnkraft. Beslutet togs med bara två rösters övertikt till följd av att några centerpartister biträdde oppositionens reservation.⁶¹ I den gemensamma reservationen skriver de tre partierna att kärnkraften successivt ska fasas ut med hänsyn till sysselsättning och välfärd och i den takt kärnkraftselen kan ersättas med el från förnybara källor och energieffektivisering. De motsätter sig regeringens förslag att avskaffa förbudet mot nybyggnation i kärntekniklagen och den s.k. avvecklingslagen. Av särskild betydelse är att de lovar att återinföra den gamla lagstiftningen om deras partier kommer i regeringsställning (Näringsutskottet, 2009).

Socialdemokraternas nuvarande position sammanfattas på partiets hemsida på följande sätt:

”Socialdemokraterna vill att kärnkraften successivt fasas ut med hänsyn till sysselsättning och välfärd och i den takt kärnkraftselen kan ersättas med el från förnybara källor och energieffektivisering. Dock är Sverige idag ett av världens mest kärnkraftberoende länder. Kärnkraften kommer att utgöra en viktig del av vår elproduktion för lång tid framöver. Den ska användas på ett säkert och effektivt sätt.”⁶²

⁶¹<http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Utskottens-dokument/Betankanden/Arenden/200910/NU26/?vote=true>

⁶² <http://www.socialdemokraterna.se/Var-politik/Var-politik-A-till-O/Karnkraft/>

Vänsterpartiet vill också avveckla kärnkraften i den takt som den kan ersättas med el från förnybara källor och energieffektivisering. Miljöpartiet uttrycker sig något mera konkret och vill avveckla två gamla reaktorer under de närmaste åren samt stoppa effekthöjningar och livstidsförlängningar av reaktorerna. Vad det sistnämnda exakt betyder framgår inte.

De tre partierna ligger relativt nära varandra beträffande kriterierna för fortsatt avveckling av reaktorer. Man kan därför förvänta sig att en eventuellt tillträdande rödgrön regering kommer att fatta beslut om en i tiden näraliggande avveckling av ett par gamla reaktorer, eftersom detta nu är försörjningsmässigt möjligt.

Fortsättningen är svårbedömd. Socialdemokraterna har tidigare bejakat effekthöjningarna och säger nu att kärnkraften kommer att utgöra en viktig del av elproduktionen under lång tid, medan miljöpartiet anser att alla reaktorer kan avvecklas inom tio år. Någon uppfattning om vilka säkerhetskrav som bör ställas för fortsatt drift av gamla reaktorer kan inte återfinnas hos socialdemokraterna.

Socialdemokraterna håller dörren öppen för en bred energipolitisk överenskommelse genom att lova inbjuda till blocköverskridande samtal om partiet på nytt får möjlighet att bilda regering. Det kan uppfattas som att de inte utesluter en uppgörelse som innebär möjlighet att ersätta gamla reaktorer med nya. Frågan är dock om miljöpartiet kan dela regeringsmakten med socialdemokraterna efter en sådan eventuell uppgörelse med allianspartierna. Att de tre rödgröna partierna var helt överens i denna fråga för fem år sedan kan göra det svårt för socialdemokraterna att försvara en uppgörelse över blockgränsen som riskerar att leda till en regeringskris.

Långsiktiga ekonomiska spelregler

Om en blocköverskridande energipolitisk uppgörelse öppnar dörren för nya reaktorer blir de ekonomiska villkoren avgörande för företag som överväger att ta den finansiella risken. Utöver den kalkylerade kostnaden för att uppföra en ny reaktor måste de beakta ett antal faktorer som kan påverka priset på el. Dit hör kostnaden för förnybar kraftproduktion och den intermittenta produktionens in-

verkan på spotpriset men också vad som händer med de ekonomiska styrmedlen i Sverige, Norden och EU.

På lång sikt kommer elpriset troligen att stiga till vad som motsvarar marginalkostnaden för ny fossilfri kraftproduktion. Om detta inträffar först om 15-20 år kan kostnaderna för ny vind- och solkraft ha reducerats ytterligare. Avgörande för kampen mellan ny kärnkraft och ytterligare förnybar kraftproduktion kan då bli frågan om hur kostnaden för reglering av den intermittenta kraften ska hanteras. Om sådana kostnader tillåts belasta de förnybara kraftkällorna stärks kärnkraftens konkurrensförmåga.

I Sverige har effektskatten och principerna för kärnkraftens avgifter till kärnavfallsfonden också stor betydelse för ekonomin hos nya reaktorer. Varken alliansregeringen eller den nuvarande oppositionen har fört på tal att avskaffa effektskatten som kan ses som ett sätt att internalisera kärnkraftens återstående externaliteter i olika led av kärnbränslecykeln. Strålsäkerhetsmyndighetens innovativa förslag om antagande av helt nya finansieringsprinciper i syfte att hålla nere avgiften till avfallsfonden gynnar kärnkraftverkens ägare. Men även om de delvis skulle komma att accepteras måste nog industrin räkna med att avfallskostnaden kommer att bli högre än 2 öre per kWh.

De ekonomiska utsikterna för ny kärnkraft är svårbedömda och den risk som finansörerna tvingas ta är betydande. Det kan påverka lånevillkoren. De bästa möjligheterna har ett konsortium av finsk typ där kraftbolag och stora elkunder delar på risken och de senare köper el från den nya anläggningen till ett pris som motsvarar faktisk produktionskostnad. Men särskilt många reaktorer kan inte finansieras så. Det handlar om stora pengar och den elintensiva industrin kommer knappast att placera alla ägg i samma korg.

11. De tre huvudalternativen

Som framgått av tidigare kapitel finns, om man bortser från ytterligare utbyggd vattenkraft eller användning av fossil energi med CCS, tre potentiella alternativ i Sverige att täcka det underskott på som riskerar att uppstå sedan alla de nuvarande reaktorerna stängts och den intermittenta kraftens årliga bidrag nått ca 30 TWh. Det handlar om:

- Ny kärnkraft
- Biokraft baserat på ett optimalt utnyttjande av fjärrvärmeunderlaget
- Fortsatta investeringar i förnybar kraft (främst vind) i kombination med reservkraft, energilagring och förstärkning av nätet

Inget av de tre alternativen är helt optimalt, för vad som skulle behövas är ett reglerbart och fossilfritt kraftslag med låg kapitalkostnad som gör att antalet drifttimmar per år inte blir helt avgörande för lönsamheten.

Olika kombinationer av de tre alternativen är förstås möjliga. De renodlas här i syfte att tydliggöra skillnaderna mellan dem. I tabell 9 jämförs alternativens kostnader baserat på författarens egna antaganden som väsentligen bygger på de uppgifter som redovisas i kapitel 5 och 9. Kostnaden för ny biokraft är beräknad på full förgasning av biomassa och måttlig anläggningsstorlek. Den kan bli lägre i ett alternativ baserat på pyrolys, om man kan få avsättning för den träkol som samtidigt produceras. Osäkerheten i uppskattningarna är ca ± 10 procent.

Av tabellen kan utläsas att kostnadsbilden påverkas av var man drar systemgränsen samt av vem som slutligen får stå för vindkraftens indirekta systemkostnader. Bedömningarna baseras på att kapitalkostnaderna skrivs av på 25 år, vilket på ett ungefär motsvarar den förväntade maximala livslängden hos ett vindkraftverk. För

anläggningar med längre sannolik livstid återstår ett restvärde när den ursprungliga investeringen är avskriven. För att hålla liv i sådana kraftverk i ytterligare ett eller flera årtionden krävs dock att ägarna genomför reinvesteringar.

Tabell 9.

*Skattade kostnader för kompletterande ny kraftförsörjning.
Öre/kWh.*

	Ny kärnkraft	Ny avancerad biokraft	Ytterligare vindkraft
<i>Produktionskostnad</i>	50-60	50-60	50-53
<i>Effektskatt</i>	6	-	-
Summa egna kostnader	56-66	50-60	50-53
<i>Tillkommande system-kostnader</i>	Låga	Låga	Måttliga - höga

Intjäningsmöjligheter

Att döma av tabellen förefaller ytterligare vindkraft produktionsmässigt kunna bli billigare än avancerad biokraft och ny kärnkraft. Men lönsamheten hos de olika alternativen bestäms inte enbart av kostnaderna utan påverkas också i hög grad av de nya kraftverkens möjligheter att tjäna pengar.

Med 30 TWh intermittent kraft ”i botten” måste man räkna med att prisvariationerna kommer att vara betydligt större än idag, särskilt om vind-, våg- och solkraft också svarar för en betydande del av kraftproduktionen i grannländerna och står för en mycket stor del av den totalt installerade effekten i Norden. Dagar och timmar med mycket låga eller t.o.m. negativa spotpriser kommer främst att inträffa under sommaren då efterfrågan är liten och solens bidrag högt. Men även blåsiga dagar under andra delar av året kan resultera i mycket låga elpriser.

Prisvolatiliteten påverkar samtliga alternativ men i olika grad. Den som överväger att investera i ny vindkraft får finna sig i att priset kommer att vara lågt under en betydande del av de dagar då de nya vindturbinernas produktion är som högst. Under en stor del

av året behövs inte mer än ca 15 000 MW, men vindkraften måste ha en installerad effekt om minst 20 000 MW för att kunna nå en årsproduktion på 55 TWh. Dessutom måste solkraften, som sommartid kan komma att bidra med några tusen MW, konsumeras i det ögonblick den genereras. Därtill kommer att all tillrinning inte kan lagras i vattenkraftverkens magasin. Det innebär att vindkraftverken blir beroende av ett bra pris under övrig produktionstid. Men i ett system vars effektutbud domineras av vindkraft kommer höga spotpriser främst att inträffa när det inte blåser. Sammantaget kan detta leda till att genomsnittsintäkten blir för låg för att ge tillräcklig avkastning på investerat kapital.

Vid jämförelsen med dagens situation är det viktigt att inse att vindkraften på sikt inte längre kommer att ha fördel av några elcertifikat. För närvarande tjänar vindkraftbolagen 20 öre per kWh på certifikaten även under dagar då elpriset ligger nära noll. Det har givetvis stor betydelse för lönsamheten.

Kärnkraften behöver ca 90 procents tillgänglighet för att klara sin höga kapitalkostnad. Det motsvarar ca 7 880 timmar per år. Under en betydande del av dessa timmar, främst under sommarhalvåret, kommer den intermittenta kraften att medverka till spotpriser som ligger under eller långt under det genomsnittliga pris som krävs för att göra nya reaktorer lönsamma. Detta uppvägs dock till en del av att reaktorerna även går när det inte blåser och framför allt under kalla vinterdagar med lite vind då spotpriset kan förväntas hamna långt över genomsnittspriset. Det samlade utfallet är svårbedömt.

För ny kraftvärme, tillkommen genom förgasning av biomassa och en effektivare turbin än dagens, är bilden en annan. Trots att detta alternativ troligen kostar ungefär lika mycket som de övriga, kan det visa sig ha bättre möjligheter till långsiktig lönsamhet än de konkurrerande koncepten. Det hänger samman med att produktionen, totalt ca 4 500 fullasttimmar per år, till stor del kommer att vara förlagd till vinterhalvåret och med positiv samvariation med kalla perioder. Det innebär att biokraften relativt sett fångar in fler dagar

med höga spotpriser än vad ny kärnkraft eller ytterligare vindkraft förmår.

Komplicerad bild

Utfallet kompliceras av att det är osäkert hur systemet, ytterst genom beslut hos de balansansvariga företagen och Svenska kraftnät, kommer att hantera situationer med negativt pris, dvs timmar och dagar då systemet levererar mer än vad konsumenterna efterfrågar även om de får strömmen gratis. Med dagens merit order tvingas i ett sådant läge den produktion stänga som har störst rörlig kostnad. Bland de tre alternativ som diskuteras i detta kapitel har biokraften betydligt högre rörlig kostnad än de båda övriga.

Vid kortvariga variationer i efterfrågan, t.ex. mellan dag och natt under en blåsig period, består den rörliga kostnaden nästan enbart av utgifter för bränslet. Det innebär att den biobaserade kraftvärmens regleras ner, men då tappar systemet roterande svängmassa, vilket kan äventyra dess kortsiktiga stabilitet. Kraftvärmeverken finns emellertid nära konsumenterna och det är inte säkert att överföringskapaciteten mellan Norrland och södra Sverige av ekonomiska skäl kan dimensioneras för att samtidigt ta emot en maximal vindkraftproduktion och den vattenkraft som av hänsyn till regleringsmagasinens fyllnadsgrad och tillstånd måste användas. Det kan resultera i att vatten måste spillas eller att vindkraftverkens ägare måste beordras att snedställa turbinblad i syfte att minska effekten.

Kärnkraftverk kan inte reglera effekten för att möta snabba och kortvariga variationer i last, men det är möjligt att genom en förbättrad lastföljning gå ner i effekt, t.ex. nattetid och under helger när efterfrågan är låg. Denna typ av reglering användes i Sverige vid flera tillfällen under 1980-talet och även under våtåren i slutet av 1990-talet (Persson et al, 2012). Frekvent förekommande lastförändringar medför emellertid slitage, främst på styrtavar men också på material och delar som är svårare att byta ut. Persson et al anser att lastföljning inte bör göras i en anläggning som har bränsleska-

dor i härden, eftersom lastvariationer troligen förvärrar redan uppkomna skador.

Frekventa stopp och starter höjer kostnaden för underhåll i såväl kärnkraftverk som andra värmekraftverk och kan vara något som anläggningsinnehavarna vill undvika även om fortsatt drift vid nominell effekt inte ger en intäkt som uppväger hela bränslekostnaden. I varje fall för korta episoder och en måttlig ekonomisk förlust kan det vara bättre att fortsätta driften.

Pérez-Arriaga & Battle (2012) framhåller i sin analys av merit order i lägen med höga bidrag från intermittent kraft att systemoperatörerna har rätt att av säkerhetsskäl prioritera anläggningar med högre rörlig kostnad. Detta har rimligen bäring både på systemets frekvenshållning och på reaktorsäkerhet.

Frågan om att hålla en tillräcklig effektreserv är samhällsekonomiskt relevant för valet mellan de tre alternativen. Biobaserad kraftvärme är minst beroende av uppbackning, eftersom produktionen är förutsägbart och risken för bortfall är liten samt fördelad på många små anläggningar. Vindkraften behöver en back-up som vid en årsvolym över 30 TWh (och utbyggnad av intermittent kraft i grannländerna) inte ser ut att kunna klaras med bara befintlig norsk-svensk vattenkraft. En konsekvens av att bygga en ny stor kärnreaktor, såg 1 400 MW, är att följderna för effektbalansen av ett oplanerat stopp kan bli betydande i synnerhet om detta skulle råka ske i en situation när vindkraftens bidrag är litet. Att satsa på flera små reaktorer i stället för en stor kan vara ett sätt att påtagligt att begränsa risk för ett stort momentant bortfall. Annars krävs en större effektreserv.

Behov av fortsatt analys och utredning

Erfarenheten av att integrera stora mängder intermittent kraft i nationella och regionala elförsörjningssystem är ännu mycket begränsad och det är svårt att dra säkra slutsatser från förhållanden i länder som kan ha förutsättningar som påtagligt skiljer sig från våra. Balansproblematiken uppvisar t.ex. betydande skillnader mellan länder med låga vintertemperaturer och sådana vars efterfrågetop-

par inträffar dagtid under sommaren. Att jämföra Sverige med Spanien kan lätt bli missvisande.

Det är möjligt att fortsatta studier kommer att visa på behov av att ändra en del av de regler som styr systemet och att det vore rationellt att anpassa kostnadsansvaret efter de förändrade förutsättningarna så att skillnaden mellan samhällsekonomisk och företagsekonomisk rationalitet minimeras. Detta bör utredas och kraftproducenterna behöver analysera intäktsbilden för olika typer av kraftverk under framtida villkor.

Någon större brådska med beslut om hur Sverige långsiktigt ska klara effekt- och elbalansen föreligger inte. De sex äldsta reaktorererna kan tveklöst ersättas med förnybar kraft. Förutsatt att de fyra övriga kan förbli i drift fram till mitten av 2030-talet behövs underlag för beslut om hur de ska ersättas först i mitten av 2020-talet. Då bör kunskaperna om de olika alternativens produktions- och systemkostnader vara betydligt större än idag. För att alternativet med mer biokraft ska bli en realistisk möjlighet behöver dock en demonstrationsanläggning uppföras under de närmaste åren.

Det bör också understrykas att stigande elpriser och ökad fokus på eleffektivisering kan reducera behovet av ny produktionskapacitet post 2025. De tekniska möjligheterna att reducera förbrukningen i bostäder, lokaler och icke-elintensiv industri är betydande. Svårigheten ligger i att få förbrukarna att utnyttja dem.

12. Kärnkraftens framtid i Sverige

Många faktorer påverkar möjligheterna att ersätta gamla kärnkraftverk med nya och lönsamheten är osäker. Signifikant i sammanhanget är att de nuvarande kärnkraftverkens ägare alla signalerat att de inte är beredda till sådana investeringar utan att det finns en blocköverskridande politisk överenskommelse om vilka långsiktiga villkor som ska gälla. Tillsammans med fortsatt utbyggnad av vindkraft och annan förnybar kraft samt möjligheter att ytterligare effektivisera elanvändningen gör detta kärnkraftens framtid mycket oviss.

Allt talar för att kärnkraftens betydelse snabbt kommer att minska i demokratiska länder med avreglerade elmarknader. Under de närmaste 20 åren kommer antalet gamla reaktorer som tas ur drift i USA, Storbritannien och Japan att vara långt fler än de aggregerat som nu är under byggnad eller planeras. I Europa har Belgien, Tyskland och Schweiz beslutat att inte alls ersätta sina gamla reaktorer med nya. Frankrike har en fortsatt positiv inställning till kärnkraften men den installerade effekten kommer att minska av ekonomiska skäl.

Motståndet mot kärnkraften spelar viss roll i några få länder men är inte huvudorsaken till teknikens överlevnadsproblem. Svårigheterna ligger istället i dålig ekonomi. Medan el från sol och vind i snabb takt blir allt billigare att producera, har kärnkraftens kostnadsutveckling under lång tid varit negativ. Att den brittiska regeringen sett sig tvungen att acceptera bördan av ett garantipris på motsvarande 1 krona per kWh för el från det planerade kärnkraftverket Hinkley Point C antyder en långsiktig kostnad i nivå med framtida solkraft och klart över dagens kostnad för vindkraft. Det innebär att systempriset på el behöver fördubblas för att täcka den långsiktiga marginalkostnaden för ny fossilfri kraft och detta oavsett om det handlar om ny kärnkraft, kolkondens med CCS eller vindkraft.

Elförsörjning utan kärnkraft?

Ett långsiktigt stigande systempris på el kommer att skapa incitament till fortsatt eleffektivisering och dämpa efterfrågan. En växande befolkning och partiell elektrifiering av vägtrafiken påverkar efterfrågan i motsatt riktning, men det är föga troligt att väsentligt mer el än idag kommer att konsumeras i Sverige om vare sig 15 eller 30 år.

Med stor sannolikhet kommer utbyggnaden av vindkraften och ett bättre utnyttjande av kraftvärmeunderlaget leda till att behovet av kärnkraft påtagligt minskar. Med tanke på reaktorernas höga ålder kommer väsentligt färre enheter vara i drift år 2030 än idag.

Baserat på dagens kunskap förefaller det möjligt att utan större problem integrera ca 30 TWh intermittent kraft 2030 även sedan hänsyn tagits till grannländernas balansbehov. Med en successiv avveckling av subventionerna efter 2020 är det knappast troligt att sol, vind och vågor kan bidra med mer än så till 2030. Under dessa förutsättningar skulle, beroende på elpris och konsumenternas pris-känslighet, 10-25 TWh fattas på årsbasis. Om man väljer att möta hela underskottet med ny kärnkraft handlar det inte om mer än högst tre stora aggregat (alternativt flera små). Beslut om eventuell utbyggnad behöver inte tas förrän i mitten av 2020-talet.

Avveckling av dagens reaktorer

Globalt har nästan alla reaktorer avvecklats innan de uppnått 40 års ålder, vilket också är den drifttid som de flesta av dem konstruerats för. Sverige skiljer sig från de flesta andra kärnkraftländer genom att bejaka drift av mycket gamla reaktorer och dessutom tillåta en omfattande höjning av effekten i många av dem trots att detta ökar risken för materialutmattning, sprickbildning mm.

Av Europas tio äldsta reaktorer är fyra belägna i Sverige och med nuvarande trend kommer om några år nästan alla riktigt gamla europeiska reaktorer att finnas i vårt land. Detta är anmärkningsvärt med tanke på att de svenska reaktorernas tillgänglighet ligger betydligt under genomsnittet och att bortfallet till följd av oplanerade stopp under senare år varit ca tre gånger högre i Sverige än globalt.

Säkerhetskulturen behöver stärkas i Sverige och regeringen bör fastställa villkor för fortsatt drift som leder till en skyndsam avveckling av de äldsta och säkerhetsmässigt svagaste reaktorerna. Det skulle kunna ske genom att fastställa ett sista datum för drift av reaktorer vars nödkylning (efter ett större rörbrott) är beroende av härdsprinklers (O1, O2 och R1). I nästa steg kan det vara lämpligt att bestämma en högsta ålder för drift av de tre tryckvattenreaktorerna i Ringhals för vilka det finns anledning att befara att olämpligt materialval påverkar reaktortankarnas hållfasthet negativt, särskilt vid stigande ålder. Sista steget i avvecklingen av de nuvarande reaktorerna kommer i så fall att omfatta Oskarhamn 3 och de tre reaktorerna i Forsmark.

En planerad avställning är bättre än en slumpmässig, eftersom den senare kan leda till en situation där man av säkerhetsskäl snabbt måste stänga, t.ex. till följd av att ägarna inte anser att det längre är möjligt att återvinna de investeringar som krävs för att hålla en eller flera reaktorer i drift. Dessutom har mantrat från de politiska partiernas sida under flera årtionden varit att reaktorer ska avvecklas när det är försörjningsmässigt möjligt. Oppositionspartierna skrev 2009 i sin gemensamma reservation till regeringens förslag om att öppna dörren för nya reaktorer att ”kärnkraften ska fasas ut i den takt kärnkraftelen kan ersättas med el från förnybara kraftkällor och energieffektivisering”. Kraftöverskottet är nu så stort att man utan större balansproblem kan avveckla 2-3 reaktorer under de närmaste åren.

Förutsättningar för ny kärnkraft

Från säkerhetssynpunkt är det bättre att tillåta nya reaktorer konstruerade för 60 års drift än att ta de risker som är förknippade med att köra de gamla i botten genom att tillåta dem att gå i ytterligare 20 år. Men om riksdag och regering vill hålla dörren öppen för nya reaktorer måste de se till att säkerhetskraven utformas på ett sätt som eliminerar den mänskliga faktorn och säkerställer passiv kylning av härden ända till dess resteffekten är så låg att någon kyl-

ning inte längre behövs. Därtill behöver anläggningarna skyddas bättre mot terrorangrepp än dagens reaktorer.

En möjlighet är att studera förutsättningarna för små reaktorer med passiva säkerhetssystem som förläggs i bergrum eller i en betongsilo under mark. Babcock & Wilcox har tagit fram konceptet till en sådan reaktor på 180 MWe. Med ringa storlek och kort byggtid har den bättre förutsättningar än megaprojekten att möta framtida efterfrågan om denna inte kan klaras med enbart förnybar kraftproduktion.

Allianspartierna har beslutat att nya reaktorer inte i något avseende får subventioneras men inte klargjort hur de ska beskattas. Den nuvarande effektskatten utgör ett rimligt mått på de kostnader som bolagen slipper genom att försäkringsansvaret är begränsat och de inte behöver betala för skador som kärnkraften ger upphov till i tidiga led av bränslekedjan. Skatten bör därför behållas.

En faktor som i hög grad påverkar lönsamheten hos ny kärnkraft är utvecklingen av EU ETS och priset på utsläppsrätter. Om taket för utsläppen sänks i snabbare takt än hittills och möjligheterna att utnyttja billiga utsläppskrediter från projekt i utvecklingsländerna (CDM) begränsas samt subventionerna av mogen teknik för förnybar produktion av el upphör kommer priset på CO₂ att stiga. Det gynnar alla former av fossilfri kraft och således även kärnkraft.⁶³ Men det gör inte att ny kärnkraft blir billigare än ny vindkraft.

Om kostnaden för ny kärnkraft inte relativt snart kan reduceras från den mycket höga nivå som de pågående eller planerade byggena i Olkilouto, Flamanville och Hinkley representerar finns troligen billigare alternativ, inklusive fossil kraft med CCS. Men även om kostnaden för reaktorer tillhörande Generation III+ kan reduceras något med tiden kan den finansiella risk som är förknippad med stora anläggningar och lång byggtid fortfarande utgöra ett hinder. Det kan vara så att risken måste delas mellan producenter och stora industriella konsumenter, efter finsk förebild, för att beslut alls ska

⁶³ Att alla former av kraftproduktion ger upphov till utsläpp av växthusgaser sett i ett LCA-perspektiv är en sak som bör fångas upp av handel med utsläppshandel eller införande av koldioxidskatt omfattande alla samhällssektorer och så långt möjligt att länder.

kunna fattas om någon ny reaktor. Den elintensiva industrin kommer emellertid inte att vilja lägga alla ägg i samma korg, så troligen stannar det hela som mest vid en eller annan reaktor.

Kärnkraftens avfall

Nya reaktorer innebär produktion av avfall i ytterligare minst 50 år. Sverige tillhör det fåtal kärnkraftsländer som hunnit en bit på vägen mot en lösning på frågan om långtidsförvaring, men ännu efter 40 år är inte SKB framme vid målet. Osäkerheten om kopparkapslingens möjligheter att motstå korrosion är större idag än när projektet inleddes och kritik anförs också mot att det kommer att ta minst tusen år innan den försegling som bentonitleran avser att säkerställa är helt slutförd. Önskemål framfördes redan för många år sedan från forskare och miljöorganisationer om att också utreda och testa alternativet med flera kilometer djupa borrhål. Med tanke på borrhåsteknikens snabba utveckling framstår det idag som realistiskt att pröva den metoden.

Oavsett val av deponeringsmetod så måste redan producerat avfallet hanteras på ett så säkert sätt som möjligt. Om kärnkraftsepoken förlängs genom tillkomst av 2 000 MWe som drivs i 60 år, ökar den totalt producerade mängden högaktivt avfall med ca 20 procent. De nya reaktorerna kommer att vara mycket säkrare än dagens, men man kan fråga sig om det är värt att förlänga den svenska hanteringen av utbränt kärnbränsle (före slutförvaring) med 60 år för att kunna bygga någon enstaka ny reaktor?

Bridreaktorer av Generation IV skulle kunna användas för att genom transmutation minska mängden högaktivt avfall med långa halveringstider, men med realistiska antaganden om omfattning och takt tar det 100-200 år att reducera problemet med den metoden. Dessutom krävs uppärbetning vilket Sverige liksom USA och flera andra kärnkraftsländer avstått från av säkerhetsskäl. Beslut om en eventuell kommersialisering av sådana kärnkraftverk kan under inga omständigheter fattas förrän det finns flerårig erfarenhet av olika experimentreaktorer och underlag för en bedömning av ekonomi och säkerhet. Billigt ser det inte ut att bli.

Slutsatser

Mycket talar för att den svenska ”kärnkraftparantesen” närmar sig sitt slut. Reaktoreernas höga ålder innebär att flertalet av dem kommer att behöva tas ur drift i en ganska nära framtid. Troligen kan el- och effektbalansen på sikt klaras helt utan kärnkraft.

Nya reaktorer kan konstrueras på ett sätt som gör dem mycket säkrare än dagens fyrtioåriga aggregat, men kostnaden kan komma att bli så hög att de får svårt att konkurrera med den förnybara elproduktionen. Konkurrenssituationen avgörs inte bara av de olika alternativens produktionskostnad utan också av deras systemkostnader och möjligheter att producera under de perioder av året då elpriset är högt. I det senare avseendet har ökad produktion av bio-baserad kraftvärme baserat på förgasning bäst förutsättningar.

Om någon del av dagens kärnkraftskapacitet ska ersättas med nya reaktorer krävs en blocköverskridande, långsiktigt hållbar, överenskommelse i riksdagen om att tillåta detta samt troligen en ägarsamverkan mellan ett eller flera kraftbolag och företag inom den elintensiva industrin i syfte att sprida den finansiella risken. Men inte heller under sådana premisser är det sannolikt att mer än en eller två nya större reaktorer kommer att byggas i Sverige och de kommer troligen inte att behövas förrän efter 2030.

Referenser

1951 års bränsleutredning (1951), *Bränsle och kraft, orientering rörande Sveriges energiförsörjning*, delbetänkande (av K-G Ljungdahl). SOU 1951:32.

1951 års bränsleutredning (1956), *Bränsleförsörjningen i atomåldern*. SOU 1956:46.

ACER (2013), *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*. The Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Alley, W.A. & Alley, R. (2013), *Too Hot to Touch – the problem of high-level nuclear waste*, Cambridge University Press.

Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future (2012), *Report to the Secretary of Energy*, 26/1 2012.

von Bonsdorff, M., Larsson, L.G. (2007), *Ledarskap för kärnsäkerhet. Insikt – Engagemang – Förändring. En oberoende utredning av säkerhetsfrågornas hantering inom Vattenfalls kärnkraft i Sverige*. September 2007 på uppdrag av Vattenfall.

Cardis, E. et al. (2006), *Estimates of the cancer burden in Europe from radioactive fallout from the Chernobyl Accident*. International Journal of Cancer 119(6):1224-35.

CLCF (2012), *Pathways for energy storage in the UK*. Centre for Low Carbon Futures.

Commission Staff (2013), *Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions*. Commission Staff Working Document. Brussels, 5.11.2013. SWD(2013) 438 final.

Cooper, M. (2009), *The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relaps?* Institute for Energy and the Environment Vermont Law School.

Cooper, M. (2013), *Renaissance in Reverse: Competition pushes aging U.S. nuclear reactors to the brink of economic abandonment*. Institute for Energy and the Environment Vermont Law School.

Credit Suisse (2013), *Nuclear... The Middle Age Dilemma? Facing Declining Performance, Higher Costs, Inevitable Mortality*. Credit Suisse Securities Research & Analytics. February 19, 2013.

<http://www.wecc.biz/committees/BOD/TEPPC/SPSG/Lists/Events/Attachments/485/Credit%20Suisse%20Nuclear%2019Feb13.pdf>

Damsgaard, N. (2003), *Regulation and Deregulation of Electricity Markets*, PhD Thesis, Stockholm School of Economics.

DECC (2013), *The Potential for Reducing the Costs of CCS in the UK*. Final report published by the UK carbon capture and storage cost reduction task force. Department of Energy and Climate Change, London.

Dubin, J.A. & Rothwell, G.S. (1990), *Subsidy to Nuclear Power through Price-Anderson Liability Limit*. Contemporary Policy Issues 8: 73-79.

The Economist (2012), *The dream that failed. Special report on nuclear Energy*. March 10 2012.

EIA (2014), *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*. U.S. Energy Information Administration of the U.S. Department of Energy. April 2014.

EME Analys (2007), *Varför är svenskar mycket sämre än finnar på att köra kärnkraftverk?* PM 26 november.

ENEA (2012), *Energy Storage. Issues, Technical Solutions and Development Opportunities*. Enea Consulting, Paris.

Energimyndigheten (2007a), *Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020*. ER 2007:45.

Energimyndigheten (2007b), *Förbättrad energistatistik för lokaler*.

Energimyndigheten (2011a), *TopSpool brännarkammarutveckling fas 1*. Beslut 2011-04-07 om beviljande av 12.6 miljoner kronor, motsvarande 50 procent, till TopSpool AB.

Energimyndigheten (2011b), *Energianvändning i hotell, restauranger och samlingslokaler*.

Energimyndigheten (2011c), *Energi i handelslokaler*.

Energimyndigheten (2012), *Energistatistik i fritidshus*. ES 2012:03.

Energimyndigheten (2013a), *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla. Främjande av effektiv värme och kyla i enlighet med bestämmelser i artikel 14 (1) i Energieffektiviseringsdirektivet*. ER 2013:24.

Energimyndigheten (2013b), *Vindkraftstatistik 2012*. ES 2013:01.

Energimyndigheten (2013c), *Långtidsprognos 2012*. ERS 2013:03.

Energimyndigheten (2013d), *Energistatistik för småhus 2012*. ES 2013:05.

Energimyndigheten (2014a), *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015*. ER 2014:04.

Energimyndigheten (2014b), *Biobränsleförgasning för pulverstålsprodukter (PROBIOSTÅL)*. Beslut 2014-04-03 om stöd.

ENSREG (2012), *Peer review Report – Stress Tests performed on European nuclear power plants*, 25 april 2012.

EURATOM (2011), *Council Directive 2011/70/EURATOM of 19 July 2011 establishing a Community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste*.

European Commission (2012a), *Communication from the Commission to the Council and the European Parliament on the comprehensive risk and safety assessments ("stress tests") of nuclear power plants in the European Union and related activities*. COM(2012) 571 final.

European Commission (2012b), *Technical summary on the implementation of comprehensive risk and safety assessments of nuclear power plants in the European Union*. Commission Staff Working Document. SWD(2012) 287 final/2.

European Commission (2013), *Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention*. Communication from the Commission. Brussels, 5.11 2013.C(2013) 7243 final.

EU-kommissionen (2012), *Riktlinjer för vissa statliga stödåtgärder inom ramen för systemet för handel med utsläppsrätter för växthusgaser efter 2012*. Meddelande från Kommissionen (SWD(2012) 130 final) (SWD(2012) 131 final).

EU-kommissionen (2013a), *Förslag till Rådets Direktiv om ändring av rådets direktiv 2009/71/Euratom om upprättande av ett gemenskapsramverk för kärnsäkerhet vid kärntekniska anläggningar*. COM(2013) 715 final.

EU-kommissionen (2013b), *Utkast till riktlinjer för miljö- och energistöd för 2014-2020*. Dokument från GD Konkurrens den XXX.

FFF-utredningen (2013), *Fossilfrihet på väg*. Betänkande av utredningen om fossilfri fordonstrafik. SOU 2013:84.

Flyvbjerg, B., Bruzelius, N. och Rothengatter, W. (2003), *Megaprojects and Risk: An anatomy of Ambition*. Cambridge University Press.

Forsmark Kraftgrupp (2006), *Analys av pågående kvalitetsstyrning och ledning inom FKA*. Rapport 2006-10-23.

Fridolfsson, S.O. och Tangerås, T. (2011), *Investeringar på elmarknaden – fyra förslag för förbättrad funktion*. Rapport till Expertgruppen för miljöstudier 2011:15. Finansdepartementet.

Fritz, P. (2012), *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar*. Elforsk rapport 12:73

GEA (2012), *Global Energy Assessment. Toward a Sustainable Future*. Global Energy Assessment & International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA.

Golombek, R., Greaker, M., Kittelsen, S. Røgeberg, O. & Aune, F.R. (2011), *Carbon Capture and Storage Technologies in the European Power Market*. The Energy Journal, Vol. 32, No. 3: 209-237.

Greenpeace (2012), *Lessons Learned from Fukushima*.

Greenpeace (2014), *Tid för pension. Gammal kärnkraft, nya risker*. Greenpeace Nordic.

Grundfelt, B. (2010). *Jämförelse mellan KBS-3-metoden och deponering i djupa borrhål för slutlig förvaring av använt kärnbränsle*. SKB R-10-13, Svensk Kärnbränslehantering AB

Göransson, L. (2014), *The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system*. Thesis for the degree of doctor of philosophy. Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology.

Heyes, A. (2003), *Determining the price of Price-Anderson*. Regulation 25 (4): 122-124.

Hultquist, G., Szakálos, P., Graham, M. J., Sproule, G. I. & Wikmark, G. (2008), *Detection of Hydrogen in Corrosion of Copper in Pure Water*, International Corrosion Congress, ICC 2008, Paper no. 3884, Las Vegas.

Hultquist, G., Szakálos, P., Graham, M. J., Belonoshko, A.B., Sproule, G. I., Gråsjö, L., Dorogokupets, P., Danilov, B., Aastrup, T., Wikmark, G., Chuah, G. K., Eriksson, J.-C. & Rosengren, A. (2009), *Water Corrodes Copper*, Catalysis Letters, Vol. 132, No. 3-4, 2009, 311-316.

Hultquist, G., Graham, M.J., Kodra, O., Moisa, S., Liu, R., Bexell, U. & Smialek, J.L. (2013), *Corrosion of copper in distilled water without molecular oxygen and the detection of produced hydrogen*. SSM Report 2013:07.

IAEA (2010), *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050*. International Atomic Energy Agency.

IAEA (2012), *Final Summary Report, Fourth Review Meeting of the Contracting Parties 14 to 23 May 2012*. Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management. International Atomic Energy Agency.

IEA (2012), *Energy Technology Perspectives 2012*. International Energy Agency. OECD.

IEA (2013a), *Nordic Energy Technology Perspectives. Pathways to a Carbon Neutral Energy Future*. International Energy Agency. OECD.

IEA (2013b), *Technology Roadmap. Carbon Capture and Storage*. 2013 edition. International Energy Agency. OECD.

IEA (2013c), *Energy Statistics of OECD Countries*. 2013 Edition. International Energy Agency. OECD.

IEA (2014a), *The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. International Energy Agency. OECD.

IEA (2014b), *Technology Roadmap. Energy storage*. International Energy Agency. OECD.

IEA (2014c), *Energy Technology Perspectives 2014. Harnessing Electricity's Potential*. International Energy Agency. OECD.

IPFM (2011), *Managing Spent Fuel from Nuclear Power Reactors Experience and Lessons from Around the World*. International Panel on Fissile Materials.

IVA (2013a), *Energieeffektivisering av Sveriges industri. Hinder och möjligheter att nå en halverad energianvändning till 2050*. Ett arbete inom Ingenjörsvetenskapsakademiens projekt Ett energieffektivt samhälle.

IVA (2013b), *Smarta energisystem. Hinder och möjligheter att nå en halverad energianvändning till 2050*. Ett arbete inom Ingenjörsvetenskapsakademiens projekt Ett energieffektivt samhälle.

Joskow, P. & Parsons, J. (2012), *The Future of Nuclear Power After Fukushima*. Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 1, No. 2, 99-113.

- Knopf, B., Pahle, M., Kondziella, H., Joas, F., Edenhofer, O., & Bruckner, T. (2014), *Germany's Nuclear Phase-out Sensitivities and Impact on Electricity Prices and CO2 Emissions*. Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 3. No1. 89-105.
- Kriström, B., Calles, O., Greenberg, L., Leonardsson, K., Paulrud, A., Ranneby, B., och Sandberg, S. (2010), *Vattenkraft – miljöeffekter, åtgärder och kostnader i nu reglerade vatten. Slutrapport, etapp 3*, Elforsk rapport 10:90.
- Kärnavfallsfonden (2013), *Verksamhetsberättelse 2012*.
- Kärnavfallsrådet (2012), *Kunskapsläget på kärnavfallsområdet 2012 – långsiktig säkerhet, haverier och global utblick*. SOU 2012:7.
- Larsson, S. (2013a), *Synpunkter på KTH-rapporten: På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige, version 2.0*. Underlag till Elforsk Seminarium 2013-06-14 inom NEPP projektet. Svenska Kraftnät 2013-06-07.
- Larsson, S. (2013b), *Synpunkter på KTH rapporten: På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige, version 3.0*. Svenska Kraftnät 2013- 11-19.
- Larsson, Ö. & Ståhl, B. (2012), *Lösningar på lager – Energilagringstekniken och framtidens hållbara energiförsörjning*. VINNOVA Analys VA 2012:02.
- Lindell, B. och Löfveberg, S. (1972), *Kärnkraften, människan och säkerheten*. Allmänna Förlaget.
- Lyman, E. (2008), *Can nuclear plants be safer?* Bulletin of the Atomic Scientists, September/October 2008.
- Macdonald, D.D. & Sharifi-Asl, S. (2011), *Is Copper Immune to Corrosion When in Contact With Water and Aqueous Solutions?* SSM Rapport 2011:09.
- MacKerron, G. (1990), *Decommissioning Costs and British Nuclear Policy*. The Energy Journal. Vol. 12: 13-28.
- MKG (2007), *Miljöorganisationernas kärnavfallsgransknings yttrande över Statens Kärnkraftinspektions och Statens strålskyddsinstitutets rapport/skrivelse angående "Statens ansvar för slutförvaring av använt kärnbränsle"* (SKI Rapport 2007:01, SSI Rapport 2007:01).
- Moberg, Å. (2014), *Ett extremt dyrt och livsfarligt sätt att värma vatten, En bok om kärnkraften*. Natur & Kultur.
- NEA (2008a), *Nuclear Energy Outlook*. NEA 6348. Nuclear Energy Agency.
- NEA (2012a), *The Post-Closure Radiological Safety Case for a Spent Fuel Repository in Sweden. An international peer review of the SKB license-application study of March 2011*. Nuclear Energy Agency, Radioactive Waste Management Committee.
- NEA (2012b), *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems*. Nuclear Energy Agency, OECD.
- NEA (2013), *Nuclear Energy Data 2013*. Nuclear Energy Agency, OECD.

NEP (2010), *Towards a Sustainable Nordic Energy System. 20 Perspectives on Nordic Energy 10 Opportunities and Challenges*. Nordic Energy Perspectives. Elforsk.

NEPP (2014), *Fem myter om energin och klimatet och tio verkliga utmaningar för Sveriges, Nordens och Europas el- och energisystem*. North European Power Perspectives (ett samarbetsprojekt mellan svenska högskolor och några energikonsultföretag).

Nettodebiteringsutredningen (2013), *Beskattning av mikroproducerad el m.m.* Betänkande av Utredningen om nettodebitering av el. SOU 2013:46.

Nyström, O., Nilsson, P.A., Ekström, C., Wiberg, A.M., Ridell, B., Vinberg, D. (2011), *El från nya och framtida anläggningar 2011*. Elforsk rapport 11:26.

Näringsutskottet (2009), *Kärnkraften – förutsättningar för generationsskifte*. Näringsutskottets betänkande 2009/10:NU26.

Pérez-Arriaga, I. & Battle, C. (2012), *Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation*. Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 1, No. 2. IAAE.

Persson, J., Andgren, K., Henriksson, H., Loberg, J., Malm, C., Pettersson, L., Sandström, J. & Sigfrids, T. (2012), *Additional Costs for Load-following Nuclear Power Plants, Experiences from Swedish, Finnish, German, and French nuclear power plants*. Elforsk Rapport 2012:71.

Pettersson, M. och Söderholm, P. (2012), *Tillståndsprövning av kärnkraft. Etapp 3 – en syntes av tidigare erfarenheter och lärdomar för framtiden*. Elforsk rapport 12:60.

Profu (2011), *Fjärrvärmens i framtiden*. Fjärrsyn rapport 2011:2.

Profu (2012a), *Underlag till Energimyndighetens Långsiktsprognos 2012*.

Profu (2012b), *En realistisk framtidsbild? En utvärdering och analys av aktuella energi- och klimatscenarier för 2050*. Slutrapport.

Regeringens proposition 2013/14:156 *Tröskeffekter och förnybar energi*.

Rosén, J. (2013), *Vindkraft eller kärnkraft -En jämförelse*. Kandidatuppsats. Handelshögskolan Göteborgs Universitet.

Schaffer, M.B. (2011), *Toward a viable nuclear waste disposal program*. Energy Policy 39, 1382–1388.

Schneider, M., Froggatt, A., Thomas, S. (2011), *Nuclear Power in a Post-Fukushima World 25 Years after the Chernobyl Accident, The world nuclear industry status report 2010–2011*. Worldwatch Institute, Washington, D.C.

SKB (2010), *Metodval – utvärdering av strategier och system för att ta hand om använt kärnbränsle*. Svensk Kärnbränslehantering AB.

SKB (2011). *Ansökan om tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet till uppförande, innehav och drift av en kärnteknisk anläggning för slutförvaring av använt kärnbränsle och kärnavfall*. Svensk Kärnbränslehantering AB, 2011-04-16.

SKB (2013a), *Lägesrapport om kopparkorrosion i syrgasfritt vatten december 2013*. Skrivelse till Strålskyddsmyndigheten. Svensk Kärnbränsleförsörjning AB.

SKB (2013b), *Svar till SSM på begäran om komplettering rörande lång återmåttadsfas*. Skrivelse till Strålskyddsmyndigheten. Svensk Kärnbränsleförsörjning AB.

SKB (2014), *Svar till SSM på begäran om komplettering avseende degraderingsprocesser för kapseln*. Skrivelse till Strålskyddsmyndigheten. Svensk Kärnbränsleförsörjning AB.

SKI (2005), *Effekthöjningens påverkan på kärnbränsleförbrukning och utsläpp till omgivningen samt transport, mellanlagring och slutförvar av utbränt kärnbränsle*. Statens Kärnkraftinspektion SKI PM 05:13.

Skånberg, L. (2013), *Översyn av regler för kärntekniska anläggningar och vissa andra verksamheter med strålning*. Presentation vid TÜV Nord seminarium den 19 september 2013. Strålsäkerhetsmyndigheten.

SMHI (2007), *Solstrålning*. Faktablad nr. 31.

SSM (2011), *European stress tests. The Swedish National Report for nuclear power plants*. Strålsäkerhetsmyndigheten.

SSM (2012a), *Utredning avseende den långsiktiga säkerhetsutvecklingen i den svenska kärnkraften och åtgärder med anledning av olyckan i Fukushima*. Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM 2010/1557).

SSM (2012b), *Yttrande över Svensk Kärnbränslehantering AB:s ansökan enligt miljöbalken*. Strålsäkerhetsmyndigheten 2012-10-29.

SSM (2012c), *Swedish action plan. Response to ENSREG's request for nuclear power plants*. Strålsäkerhetsmyndigheten.

SSM (2012d), *Förbättringar av säkerheten i äldre reaktorer baserat på nya kunskaper och säkerhetsutveckling*. Strålsäkerhetsmyndigheten. Utredningsrapport 2012-10-31.

SSM (2012e), *Sammanfattning av säkerhetsutvärderingar (stresstester) av svenska kärntekniska anläggningar. Utredning avseende den långsiktiga säkerhetsutvecklingen i den svenska kärnkraften och åtgärder med anledning av olyckan i Fukushima*. Strålsäkerhetsmyndigheten. Utredningsrapport 2012-11-15.

SSM (2012f), *Drift av kärnkraftreaktorer längre än ursprungligt analyserad eller konstruerad tid med hänsyn till åldringsfrågor*. Strålsäkerhetsmyndigheten. Utredningsrapport 2012-10-31.

SSM (2013), *Slutrapport regeringsuppdrag - Förändringar i lagen (2006:647) om finansiella åtgärder för hanteringen av restprodukter från kärnteknisk verksamhet och förordningen (2008:715)*. Strålsäkerhetsmyndigheten.

SSM (2014), *Förslag till grundläggande konstruktionsföreskrifter för oberoende hårdkylning i svenska kärnkraftsreaktorer*. Strålsäkerhetsmyndigheten.

Strålsäkerhetsutredningen (2011), *Strålsäkerhet – gällande rätt i ny form*. Slutbetänkande av Utredningen om en samordnad reglering på kärnteknik- och strålskyddsområdet. SOU 2011:18.

Svebio, Skogsindustrierna, Svensk Fjärrvärme & Svensk Energi (2011), *Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020 – med fokus på elcertifikatssystemets effekter*. November 2011.

Svenska kraftnät (odaterad), *Elmarknaden i Sverige och Svenska kraftnäts roll*.

Svenska kraftnät (2011), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintern 2010/2011 och 2011/2012*.

Svenska kraftnät (2012), *Perspektivplan 2025 - en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*. Remissutgåva oktober 2012.

Svenska kraftnät (2013a), *Integrering av vindkraft*.

Svenska kraftnät (2013b), *Effektreserven. En uppföljning och analys av utvecklingen av den svenska effektreserven*.

Svenska kraftnät (2014), *Diskussionsunderlag vid Svenska kraftnäts kund- och intressentmöte*. 2014-03-25.

Svensk Energi (2013), *Elåret och verksamheten 2012*.

Svensk Energi (2014), *Elåret och verksamheten 2013*.

Svensk Fjärrvärme (2009), *Fjärrvärmens 2015 – branschprognos*. 2009:21.

Svensk Fjärrvärme (2011), *Fjärrvärmens i framtiden. Konkurrenssituation i ett framtida hållbart energisystem*. Fjärrsyn rapport 2011:2.

Svensk Fjärrvärme (2013), *Potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*. Fjärrsyn Rapport 2013:15.

Svensk Fjärrvärme et al (2011), *Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020*, tillsammans med Svensk Energi, Skogsindustrierna och Svebio.

Svensk Vindenergi (2013), *Vindkraftstatistik kvartal 3 2013*.

Söder, L. (2013), *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige. En studie om kraftsystemets balansering*. Version 3.0. Elektriska Energisystem, KTH.

Söderberg, A.-L. (2013), *Faktorer som påverkar vindkraftsutbyggnaden*. Uppsala Universitet.

Till, C. & Chang, Y.I. (2011), *Plentiful Energy. The Story of the Integral Fast Reactor*. CreateSpace, Amazon.

Torriti, J. & Grünewald, P. (2014), *Demand Side Response: Patterns in Europe and Future Policy Perspectives under Capacity Mechanisms*. Economics of Energy & Environmental Policy. Vol. 3, No. 1: 69-87.

US GAO (2004), *Nuclear Regulation: NRC Needs to More Aggressively and Comprehensively Resolve Issues Related to the Davis-Besse Nuclear Power Plant's Shutdown*. US Government Accountability Office, Washington, DC. GAO-04-415.

US NAS (1996), *Nuclear Wastes: Technologies for Separations and Transmutation*. National Academy of Sciences, National Academy Press, Washington, DC.

Uredningen om en samordnad reglering på kärnteknik- och strålskyddsområdet (2009), *Kärnkraft – nya reaktorer och ökat skadeståndsansvar*. Delbetänkande. SOU 2009:88.

Vattenfall (2013), *Stor-Rotliden vindkraftspark*. www.vattenfall.se/sv/stor-rotliden-vindkraftspark.htm

Vattenverksamhetsutredningen (2013), *Ny tid ny prövning – förslag till ändrade vattenrättsliga regler*. Delbetänkande av Vattenverksamhetsutredningen. SOU 2013:69.

Voss, C. & Provost, A. (2001), *Recharge-area Nuclear Waste Repository in Southeastern Sweden, Demonstration of Hydrogeologic Siting Concepts and Techniques*. SKI Report 01:44, Swedish Nuclear Power Inspectorate.

WEC (2013a), *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050*. World Energy Council.

WEC (2013b), *World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies*. World Energy Council.

WEC (2014), *World Energy Perspective. Energy Efficiency Technologies. Overview Report*. World Energy Council.

WHO (2006), *Health Effects of the Chernobyl Accident and Special Health Care Programmes*. Report of the UN Chernobyl Forum Expert Group “Health” (EGH).

World Nuclear Association (2011), *Advanced Nuclear Power Reactors* (version October 2011).

World Nuclear Association (2012), *Optimized Capacity: Global Trends and Issues*.

Zakova, J. & Wallenius, J. (2013), *Införande av en sluten kärnbränslecykel i Sverige* (version 1.0). Reaktorfysik, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm. 2013), *CO₂ Capture and Storage (CCS). Recommendations for transitional measures to drive deployment in Europe*. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. November 2013.

Zetterberg, L., Mandell, S., Marcu, A., Munnings, C. & Roth, S. (2013), *Utvecklingen av EU:s system för handel med utsläppsätter och den framtida internationella utsläppsmarknaden*. IVL Rapport B2139.

