

SKI Rapport 2006:15  
SSI Rapport 2006:04

# Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken år 2005

Maj 2006



*Statens strålskyddsinstitutet*  
Swedish Radiation Protection Authority

ISSN 1104-1374  
ISSN 0282-4434

**SKi**

## Forskning

---

# Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken år 2005

Maj 2006

Denna rapport har gjorts på uppdrag av Statens kärnkraftinspektion, SKI. Slutsatser och åsikter som framförs i rapporten är författarens/författarnas egna och behöver inte nödvändigtvis sammanfalla med SKI:s.



Till Regeringen

2006-04-27

Miljö och samhällsbyggnadsdepartementet  
103 33 STOCKHOLM

SKI 2006/474  
SSI 2006/373-250

### **Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 2005**

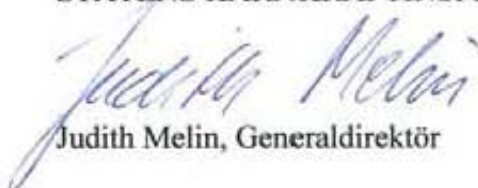
Regeringen har i regleringsbrev för budgetår 2006 uppdragit åt Statens kärnkraftinspektion (SKI) att i samverkan med Statens strålskyddsinstitut (SSI) senast den 1 maj 2006 till regeringen redovisa säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken. SKI skall svara för att den samlade redovisningen kommer regeringen tillhanda.

Rapporten har behandlats i SKI:s reaktorsäkerhetsnämnd som därvid biträtt SKI i de säkerhetsbedömningar som redovisas i sammanfattningen. SKI:s och SSI:s styrelser har konsulterats i ärendet enligt 22§ verksförordningen (SFS 1995:1322). Bägge styrelserna fann, utifrån de synpunkter styrelserna har att beakta, inget att erinra mot de säkerhets- och strålskyddsbedömningar som redovisas i sammanfattningen.

Redovisningen av Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 2005 överlämnas härmed.

STATENS KÄRNKRAFTINSPEKTION

STATENS STRÅLSKYDDSINSTITUT

  
Judith Melin, Generaldirektör

  
Lars-Erik Holm, Generaldirektör



## INNEHÅLLSFÖRTECKNING

Sammanfattning.....	1
Utgångspunkter och bedömningsgrunder.....	6
Djupförsvaret och dess förutsättningar.....	6
<b>1. DRIFTERFARENHETER.....</b>	<b>8</b>
<b>2. TEKNIK OCH ÅLDRANDEFRÅGOR.....</b>	<b>13</b>
Skärpta krav på åldringshantering.....	13
Fysisk åldring av mekaniska anordningar och byggnadsstrukturer.....	14
De skadeförebyggande åtgärderna har haft effekt.....	15
Fler läckage från reaktorinneslutningar leder till skärpta krav.....	19
Även skador i inneslutningarnas tryckavlastningsfilter.....	20
Skadekänsliga material leder till fler utbyten.....	21
Fortsatt långsam ökning av skadade ånggeneratorrör.....	21
Fall av termisk utmattning.....	22
Nya utredningar av frågor om rörbrottskydd.....	22
Kontroll av dynamisk respons hos mätsystem.....	23
Ytterligare åtgärder för konsekvensledning.....	24
Åtgärder mot vätebränder vid haverier.....	25
<b>3. HÄRD- OCH BRÄNSLEFRÅGOR.....</b>	<b>26</b>
Främmande föremål ger bränsleskador.....	26
Uppföljning av böjt bränsle fortsätter.....	27
Ökad utbränning och anrikning.....	27
Höjning av anläggningarnas termiska effekt.....	28
<b>4. SÄKERHETSFÖRBÄTTRINGAR AV REAKTORERNA.....</b>	<b>31</b>
Nya föreskrifter om konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer.....	31
Moderniseringsprojekt.....	32
Uppdatering av säkerhetsredovisningar och de säkerhetstekniska driftförutsättningarna.....	32
Probabilistiska säkerhetsanalyser.....	33
<b>5. ORGANISATION OCH SÄKERHETSKULTUR.....</b>	<b>34</b>
Förändringar av organisation och hur verksamheter styrs och säkerhetsgranskas.....	34
Fortsatt utveckling av ledningssystem och internrevisioner.....	35
Avvecklingsituationen Barsebäck och Studsvik.....	36
Kompetens- och resurssäkring med fokus på driftpersonal.....	37
Fortsatt utveckling av säkerhetskulturen.....	37
<b>6. FYSISKT SKYDD OCH KÄRNÄMNEKONTROLL.....</b>	<b>39</b>
Anläggningarnas kärnämneskontroll är tillfredställande.....	40
<b>7. STRÅLSKYDDSLÄGET.....</b>	<b>41</b>
Sammanfattning och bedömning.....	41
Strålskyddsverksamheten vid kärnkraftverken.....	42
Miljöprovningar.....	45
Utsläpp till omgivningen.....	46
<b>8. AVFALLSHANTERINGEN.....</b>	<b>49</b>
Behandling, mellanlagring och slutförvaring av kärnavfall.....	49
Använt kärnbränsle.....	50
<b>9. HAVERIBEREDSKAP.....</b>	<b>51</b>



## Sammanfattning

Den säkerhetsfilosofi som Statens kärnkraftinspektion, SKI grundar sin tillsyn på förutsätter att det ska finnas flerfaldiga fysiska barriärer och ett till varje anläggning anpassat s.k. djupförsvaret och att tillståndshavaren tar det odelade ansvaret för säkerheten. De fysiska barriärerna är placerade mellan det radioaktiva materialet och en anläggnings personal och omgivning. För kärnkraftsreaktorer under drift består barriärerna av själva bränslet, bränslekapslingen, reaktorns tryckbärande primärsystem och reaktorinneslutningen. I djupförsvaret tillämpas flera nivåer av olika tekniska system liksom operationella åtgärder och administrativa rutiner för att skydda barriärerna och vidmakthålla deras effektivitet under normaldrift och under förutsedda driftstörningar och haverier. Om detta misslyckas ska förberedda åtgärder finnas i avsikt att begränsa och lindra konsekvenserna av en svårare olycka.

Ett effektivt djupförsvaret förutsätter att det vid anläggningen finns en god ledning och styrning av säkerheten, en organisation med tillräckliga ekonomiska och personella resurser och att personalen har nödvändig kompetens och ges rätta arbetsförutsättningar. Detta ger grunden till att skapa en god säkerhetskultur.

När en anläggning är i drift ska alla barriärer vara intakta. Detta betyder till exempel att ett läckage i reaktorinneslutningen normalt medför att en reaktor måste ställas av även om alla övriga barriärer är intakta och omgivningens säkerhet därmed inte hotas.

Djupförsvaret är utformat så att det kan klara brister under den tid som kan krävas för att vidta åtgärder. En kompetensanalys eller delar av en säkerhetsanalys kan till exempel saknas under viss tid utan att SKI för den delen kräver att en anläggning stängs. När det förekommer brister av detta slag talar SKI om säkerhetsmarginaler som minskat eller om att det finns förbättringsbehov.

### Inga allvarliga händelser inträffade under 2005

Under 2005 inträffade inga allvarliga händelser som utmanade säkerheten vid de svenska kärnkraftverken. Några händelser har dock fått speciell fokus.

Stormen ”Gudrun” i januari 2005 påverkade driften vid reaktorerna i Ringhals och Barsebäck 2. Vid Ringhals var det ställverken som fick saltbeläggningar och i Barsebäck var det 400kV-nätet som utsattes för störningar.

Två händelser klassades som nivå 1 på den 7-gradiga internationella INES-skalan. Händelserna berör läckage i skalventiler och risk för överhettning i pumpar, och beskrivs närmare i kapitlet ”Drifterfarenheter”.

### Skadeförebyggande åtgärder ger effekt

Under 2005 har förhållandevis få nya skador och brister upptäckts i reaktorernas barriärer och säkerhetssystem. Tidigare identifierade problemområden har följts upp och analyserats, och nya skador har åtgärdats. Utbyte till mindre skadekänsliga material har



gjorts i skadeförebyggande syfte vid vissa anläggningar. Detta innebär att SKI för närvarande inte ser några allvarliga tendenser till åldersrelaterade skador som försämrar säkerheten vid reaktorerna.

Den långsiktiga trenden är att totala antalet bränsleskador i de svenska reaktorerna minskar. De skador som numera förekommer har huvudsakligen orsakats av små föremål som kommer in i bränslet via kylvattnet och nöter hål på kapslingen. För att reducera antalet skador av denna typ införs successivt bränsle med filter som hindrar föremålen från att komma in i bränslepatronerna och cyklonfilter i anläggningen som renar kylvattnet. Det viktigaste är dock att det finns en större medvetenhet om vikten av att hålla reaktorkylvattnet fritt från främmande föremål som kan nöta hål på bränslekapslingen. Anläggningarna har program för att reducera risken att skadliga föremål kommer in i systemen.

Tryckvattenreaktorerna Ringhals 2, 3 och 4 har sedan mitten av 1990-talet haft problem med att bränslestavar böjer mer än vad som låg till grund för analyserna i säkerhetsredovisningen. Ringhals AB (RAB) har vidtagit åtgärder för att återställa rakheten hos bränslestavarna. Uppföljningarna visar att böjningen av bränslet fortsätter att minska.

Uppföljningen 2005 av skadade tuber i Ringhals 4 ånggeneratorer visar på fortsatt långsam skadetillväxt. Tuber med skador av så begränsad omfattning att det finns betryggande marginaler mot brott och uppfläkning har behållits i drift. Skadade tuber där marginalerna var otillräckliga har åtgärdats.

Under året har ett tidigare observerat mindre läckage från reaktorinneslutningen i Ringhals 2 undersökts mer ingående och åtgärdats. Undersökningarna visade på omfattande korrosionsangrepp som orsakats av brister i samband med att inneslutningen uppfördes.

Åldring av elkablar och annan utrustning i anläggningarnas styr- och reglersystem har uppmärksammats av SKI. Tillsynen hittills visar att dessa frågor i stort hanteras på ett tillfredställande sätt av tillståndshavarna men att vissa kompletterande utredningar och andra åtgärder behöver genomföras.

### **Höjning av reaktorernas termiska effekt**

I regeringens tillstånd för drift av en kärnkraftsreaktor anges som villkor för tillståndet den högsta termiska effekt som får tas ut av reaktorn. Tillståndet gäller alltså enbart för denna termiska effekt. För att höja denna termiska effekt krävs att regeringen beslutar om ett nytt tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet.

Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA) har ansökt om tillstånd att höja effekten vid reaktorerna Forsmark 1-3, OKG (OKG) har ansökt om tillstånd att höja effekten vid reaktor Oskarshamn 3 och RAB har ansökt om tillstånd att höja effekten vid reaktorerna Ringhals 1 och 3. SKI har granskat ansökningarna från OKG och RAB, och funnit att det finns förutsättningar för att genomföra de sökta effekthöjningarna. Regeringen har beslutat om tillstånd för effekthöjningar i Ringhals 1 och 3. SKI granskar för närvarande ansökningarna från FKA och ett yttrande kommer att överlämnas till regeringen under maj månad.

## **Krav på säkerhetsförbättringar leder till stora utmaningar**

SKI:s föreskrifter (SKIFS 2004:2) om konstruktion och utförande av kärnkraftreaktorer trädde med vissa övergångsbestämmelser i kraft den 1 januari 2005. SKI har genom dessa föreskrifter utvecklat och förtydligat säkerhetskraven för kärnkraftreaktorer.

Övergångsbestämmelserna innebär att berörda tillståndshavare ska kunna ges nödvändig tid att planera och genomföra de åtgärder i reaktorerna som krävs för att uppfylla föreskrifterna. Med utgångspunkt från övergångsbestämmelserna har berörda tillståndshavare till SKI redovisat de åtgärder som man anser behöver vidtas vid respektive reaktor och när i tiden åtgärderna ska vara genomförda. SKI har tagit ställning till och fattat beslut om åtgärderna vid reaktorerna Forsmark 1-3. Motsvarande ställningstagande till och beslut om åtgärder vid reaktorerna Oskarshamn 1-3 och Ringhals 1-4 beräknas föreligga vid halvårsskiftet 2006.

Föreskrifterna leder till att omfattande åtgärder behöver genomföras reaktorerna, speciellt i de äldre, för att därigenom ytterligare förbättra säkerheten till den moderna nivå som följer av kraven. Arbetet med säkerhetsförbättringarna kommer att pågå under en relativt lång tid. Det är under samma period som effekthöjningar planeras vid flera reaktorer. Kärnkraftindustrin går därmed in en mycket intensiv och resurskrävande period, kanske den mest intensiva sedan anläggningarna uppfördes och togs i drift under 1970- och 1980-talen.

SKI har under året också beslutat om nya föreskrifter (SKIFS 2005:1) för fysiskt skydd av kärntekniska anläggningar. Även dessa föreskrifter kommer att få omfattande konsekvenser för tillståndshavarna, bland annat genom skärpta krav på områdesskydd, skalskydd och tillträdeskontroll. Föreskrifterna träder i kraft den 1 januari 2007 då också huvuddelen av de föreskrivna åtgärderna ska vara genomförda. Vissa mer omfattande åtgärder ska vara genomförda den 1 januari respektive 1 oktober 2008.

Såväl tillståndshavarna som deras leverantörer står således inför stora utmaningar framöver. Även SKI kommer att ställas inför stora utmaningar med granskningar och andra tillsynsinsatser som kommer att behövas under perioden. Omprioriteringar har skett inom myndigheten och resurser har fokuserats på dessa frågor.

## **Fortsatt utveckling av ledningssystem, säkerhetsdokumentation och egenkontroll**

SKI har under året fortsatt att följa upp och driva på den vidare utvecklingen av tillståndshavarnas interna granskningsfunktioner, ledningssystem och kompetenssäkringsprocesser. SKI konstaterar att fortsatta förbättringar skett och att bland annat de fristående granskningsfunktionerna har stärkts. Ytterligare förstärkningar kan komma att behövas framöver i takt med att allt fler förändringar görs vid reaktorerna.

Aktuella och dokumenterade säkerhetsanalyser och säkerhetsredovisningar måste upprätthållas och aktivt ingå i både det förebyggande säkerhetsarbetet och i samband med förändringar av anläggningarna. Tillståndshavarna har bedrivit konstruktionsanalysprojekt under en längre tid och förtydligade och skärpta föreskrifter om säkerhetsanalyser och säkerhetsredovisningar har trätt i kraft under 2005. Som resultat finns i dag uppdaterade säkerhetsredovisningar för många av anläggningarna och

tidplaner finns för de kompletteringar som återstår att göra. SKI fortsätter följa upp och driva på så att tillståndshavarna fortlöpande håller denna centrala säkerhetsdokumentation aktuell efterhand som förändringar görs och ny kunskap kommer fram.

### **Stängning av reaktorerna Barsebäck och Studsvik**

SKI:s förstärkta tillsyn av Barsebäck 2 fortsatte fram till stängning av reaktorn den 31 maj 2005. SKI:s förstärkta tillsyn innebar större inspektörs närvaro än normalt och strängare rapporteringskrav. SKI bedömer att Barsebäck Kraft AB (BKAB) huvudsakligen hanterade den utdragna avvecklingsituationen på ett bra sätt.

I december 2004 beslutade Studsvik Nuclear AB att stänga de två reaktorerna i Studsvik. SKI inledde därför omedelbart förstärkt tillsyn av deras avvecklingsprocess. SKI bedömer att även Studsvik hanterade avvecklingsituationen på ett bra sätt.

### **Hanteringen av kärnavfall**

Hanteringen av kärnavfall vid kärnkraftanläggningarna har i huvudsak fungerat väl. Detsamma gäller driften av slutförvaret för låg- och medelaktivt driftavfall (SFR-1) och mellanlagret för använt kärnbränsle (CLAB).

Vissa hanteringsbrister har observerats och åtgärder har vidtagits för att förhindra upprepande. Organisatoriska förändringar förbereds vid CLAB. Dessa kommer att följas upp av SKI.

### **Kärnämneskontrollen tillfredställande**

Under 2005 har såväl SKI som IAEA och Euroatom genomfört inspektioner av hur kärnämneskontrollen hanteras vid kärnkraftverken. Totalt har 89 inspektioner genomförts. Vid inspektionerna har inget framkommit som tyder på brister i kärnämneskontrollen.

### **Strålskyddsläget är gott**

Statens strålskyddsinstitut, SSI, gör den övergripande bedömningen att strålskyddet vid de svenska kärnkraftverken har fungerat bra under år 2005 och kan inte se några tecken på att de resurser och den kompetens som krävs för att upprätthålla ett gott strålskydd har minskat. SSI vill dock poängtera att det är fortsatt angeläget att strålskyddsfrågor har en hög prioritet inom kärnkraftverkens driftledning för en framtida positiv utveckling. Som en följd av anläggningsändringar på grund av effekthöjningar och moderniseringar av anläggningarna kommer arbetsinsatserna vid olika block att variera från år till år. Detta kan komma att innebära högre kollektivdoser vid berörda reaktorer och även den totala stråldosen till personalen vid de svenska kärnkraftverken kommer att påverkas av detta.

Den totala stråldosen till personal vid svenska kärnkraftverk blev 9,2 manSv, vilket överensstämmer med medelvärdet av de totala stråldoserna de senaste fem åren (9 manSv). Ingen person har fått en stråldos över fastställda dosgränser och strålnivåerna i anläggningarna är i stort sett oförändrade jämfört med tidigare år.

Stråldoserna till allmänheten från de svenska kärnkraftsverken är fortsatt låga. SSI anser att även framöver behövs ett kontinuerligt arbete vid anläggningarna för att ytterligare reducera utsläppen av radioaktiva ämnen genom att bland annat använda bästa möjliga teknik (BAT). De kontrollmätningar som SSI gör på omgivningsprover runt kärnkraftanläggningarna samt på utsläppsvatten, visar god överensstämmelse med tillståndshavarnas egna mätningar.

### **Fortsatt utveckling av haveriberedskapen**

SKI och SSI har under året följt och drivit på utvecklingen av haveriberedskapen vid reaktorerna. De frågor som ägnats särskild uppmärksamhet är det första skedet efter inträffade händelser och kontakten med myndigheterna i samband med detta. Att förbereda och vidta skyddsåtgärder för omkringboende, om det skulle bli nödvändigt, tar också tid. Det är därför viktigt att det finns väl utvecklade, prövade och övade störnings- och haverihanteringsrutiner vid anläggningarna som säkerställer såväl hantering av uppkommen situation som att snabb och fullgod rapportering ges till berörda myndigheter.

## Utgångspunkter och bedömningsgrunder

I lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet föreskrivs att de som har tillstånd att bedriva kärnteknisk verksamhet har det fulla och odelade ansvaret för att vidta de åtgärder som behövs för att upprätthålla säkerheten. Det föreskrivs också att säkerheten ska upprätthållas genom att tillståndshavarna vidtar de åtgärder som krävs för att förebygga fel i eller felaktig funktion hos utrustning och felaktigt handlande hos personal samt andra omständigheter som kan leda till en radiologisk olycka.

Med detta som utgångspunkt ska SKI i sin tillsyn tydliggöra innebörden av detta ansvar och förvissa sig om att tillståndsinnehavarna efterlever uppställda krav och villkor för verksamheten samt uppnår hög kvalitet i sitt säkerhetsarbete. I förordningen (1988:523) med instruktion för SKI anges dessutom att SKI ska följa utvecklingen på kärnenergiområdet, i synnerhet beträffande säkerhetsfrågor, samt utreda frågor om och ta initiativ till åtgärder för att höja säkerheten hos kärntekniska anläggningar.

## Djupförsvaret och dess förutsättningar

Säkerheten vid de svenska kärnkraftanläggningarna ska bygga på den så kallade djupförsvarsprincipen för att skydda människor och miljö från skadeverkningar från en kärnteknisk anläggning. Djupförsvarsprincipen, se figur 1, är en internationellt vedertagen princip och är stadfäst i den internationella kärnsäkerhetskonventionen och i SKI:s föreskrifter likväl som i många andra nationella kärnsäkerhetsföreskrifter.

Djupförsvaret förutsätter att det finns ett antal särskilt anpassade fysiska barriärer placerade mellan det radioaktiva materialet och en anläggnings personal och omgivning. För kärnkraftsreaktorer under drift består barriärerna av själva bränslet, bränslekapslingen, reaktorns tryckbärande primärsystem och av reaktorinneslutningen.

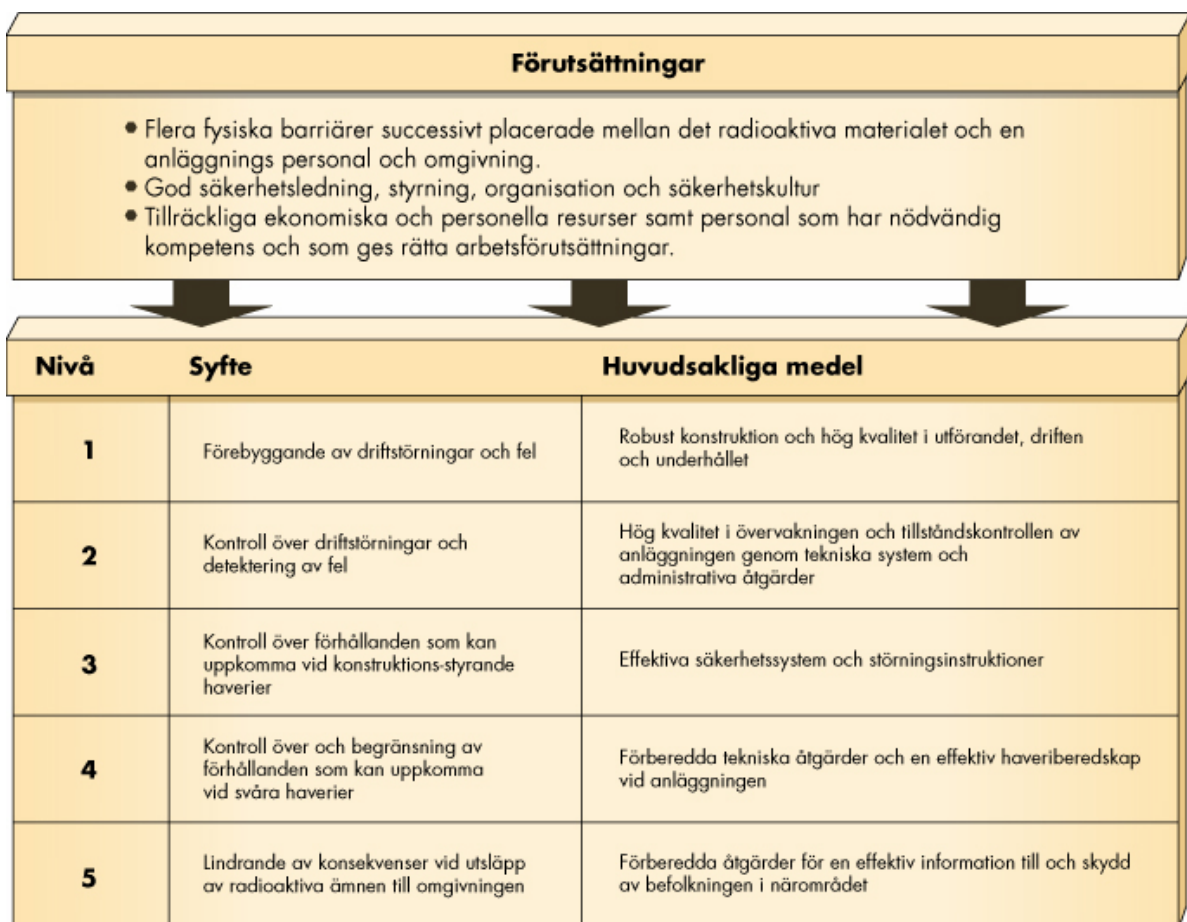
Dessutom förutsätter djupförsvaret att det vid anläggningen finns en god säkerhetsledning, styrning, organisation och säkerhetskultur samt tillräckliga ekonomiska och personella resurser samt personal som har nödvändig kompetens och som ges rätta arbetsförutsättningar.

I djupförsvaret tillämpas sedan ett antal olika typer av tekniska system liksom operationella åtgärder och administrativa rutiner för att skydda barriärerna och vidmakthålla deras effektivitet under normaldrift och under förutsedda driftstörningar och haverier. Om detta misslyckas ska förberedda åtgärder finnas i avsikt att begränsa och lindra konsekvenserna av en svårare olycka.

För att säkerheten som helhet ska vara betryggande i en anläggning, analyseras vilka barriärer som måste vara i funktion och vilka delar på olika nivåer i djupförsvaret som måste vara i funktion vid olika driftlägen. När en anläggning är i full drift ska samtliga barriärer och delar av djupförsvaret vara i funktion. När anläggningen är avställd för underhåll eller då någon barriär eller del av djupförsvaret måste försättas ur funktion av annat skäl, kompenseras detta genom andra åtgärder av teknisk, operativ eller administrativ natur.

Logiken i djupförsvaret är således att om en nivå i försvaret misslyckas träder nästa nivå in. Ett fel i en utrustning eller i handhavandet på en nivå, eller kombinationer av fel som samtidigt inträffar på olika nivåer, ska inte kunna äventyra funktionen hos efterföljande nivå. Oberoendet mellan de olika nivåerna i djupförsvaret är väsentligt för att kunna uppnå detta.

De krav som SKI ställer på barriärer och de olika leden i djupförsvaret preciseras i SKI:s föreskrifter och allmänna råd. På motsvarande sätt har SSI i föreskrifter preciserat strålskyddskraven. Tillsammans ger dessa rättsakter viktiga utgångspunkter och bedömningsgrunder för SKI:s och SSI:s överväganden i denna rapport.



Figur 1. Djupförsvarets förutsättningar och dess olika nivåer

# 1. DRIFTERFARENHETER

Detta kapitel behandlar driften vid de svenska kärnkraftverken under 2005. Här informerar SKI om de större arbeten som genomförts under året och redogör för de händelser och upptäckter som gjorts vid respektive reaktor. Mer detaljer om driften liksom siffror om tillgängligheten finns på företagets hemsidor samt i respektive kärnkraftverks årsrapport som enligt SKI:s föreskrifter ska lämnas till SKI. Vissa händelser och förhållanden redovisas mer detaljerat i andra avsnitt av denna rapport.

Två händelser har klassats som nivå 1 på den internationella INES-skalan under 2005. Dessa, som gällde anläggningarna vid Forsmark och Ringhals, beskrivs i texten under respektive anläggning. Ingen av händelserna har medfört hot mot säkerheten för omgivningen.

Stormen ”Gudrun”, som drog in över Sydsverige i januari, medförde störningar vid anläggningarna vid Barsebäck och Ringhals.

## **Barsebäck**

### *Barsebäck 1*

Barsebäck 1 är avställd sedan 1999. Huvuduppgifterna för den del av personalen som arbetar med Barsebäck 1 är att bygga upp avvecklingskunskap och dokumentera anläggningens status inför kommande rivning samt att vara ett resursstöd till Barsebäck 2.

### *Barsebäck 2*

I samband med stormen Gudrun den 8 januari uppkom störningar på 400kV-nätet vilket ledde till delsnabbstopp. Anläggningen hamnade i s.k. dumpningsdrift vid 54 % reaktoreffekt. Automatisk omkoppling skedde till 130kV-nätet. Tidigt på morgonen dagen efter kunde reaktorn återgå till normal drift och fasades åter till yttre nät. Till följd av regeringsbeslut stängde Barsebäck 2 den 31 maj. Den 10 juni var härden urladdad och allt bränsle placerat i bränslebassängerna.

Felaktiga driftomläggningar i kylsystem till bränslebassängerna den 20 juni resulterade i att bassängerna var utan kylning i cirka 17 timmar. Händelsen innebar dock inte att driften överskred de temperaturbegränsningar som anges i anläggningens säkerhetstekniska driftförutsättningar (STF).

Den 1 juli infördes en ny organisation som anpassats till avställningen av Barsebäck 2. Den stora skillnaden mot tidigare organisation är minskningen av personal. Principerna för ansvarsfördelning och säkerhetsledning är dock oförändrad. Driftåtgärder som pågått efter den slutliga avställningen är periodisk provning enligt STF och viss provning av icke kravställda system som BKAB önskar vidmakthålla god status på.

## **Forsmark**

### *Forsmark 1*

I oktober 2004 fick Forsmark 1 indikationer på en bränsleskada. Denna blev under hösten successivt större men förhindrade inte driften under vintern och våren 2005. I

maj ställdes dock anläggningen av för utbyte av det skadade bränsleelementet. Den 17 juli påbörjades revisionsavställningen som omfattade bland annat byte av lågtrycksturbiner, ombyggnadsarbete i reaktorns kylsystem samt stora byten i ställverket. Revisionen var den mest omfattande någonsin i Forsmark. Anläggningen startades igen den 27 augusti.

Forsmark 1 har under året i likhet med Forsmark 2 haft problem med neutronflödesmätningen. Byte av ett antal neutronflödesdetektorer skedde under revisionerna 2005 på både Forsmark 1 och Forsmark 2. Under årets sista månader har driften varit lugn.

#### *Forsmark 2*

Forsmark 2 hade lugn drift under det första halvåret 2005. Under månadsskiftet mars/april inträffade en händelse som Forsmark 2 klassade som en INES 1 på den internationella sjugradiga skalan för klassificering av händelser. Då upptäcktes att en inre skalventil i systemet för dränagevatten från inneslutningen inte tätade ordentligt. Ventilen hade ett internt läckage. Den bakomliggande orsaken tros vara att skräp kommit in i ventilen från sumpen i reaktorinneslutningen. Den i serie liggande yttre skalventilen var hela tiden tät.

Den 11 juni ställde Forsmark 2 av för en kort revision under 12 dygn. Både vid ner och uppgången hade man problem med neutronflödesmätningen.

Den 1 juli inträffade en brand i en likriktare. Med anledning av denna händelse genomförde SKI en s.k. RASK-utredning av FKA:s hantering av branden. SKI kunde med hjälp av utredningen konstatera att händelsen hanterades i enlighet med de instruktioner som finns för denna typ av händelse.

Den 28 juli inträffade ett fel på en ventillägesindikering på en skalventil i ångledningssystemet. Vid reparationen stängde ventilen, vilket gjorde att ytterligare en ångledning stängde. Följden av detta blev ett snabbstopp. Problemen åtgärdades och anläggningen kunde åter tas i drift kort därefter.

Den 29 september fick Forsmark 2 ett delsnabbstopp och nedstyrning, effekten sänktes automatiskt till 36 procent. Orsaken var att en säkring löste ut i samband med arbete. Uppgång mot full effekt inleddes samma dag. Under årets sista månader har driften varit lugn.

#### *Forsmark 3*

Forsmark 3 upptäckte i januari 2005 en bränsleskada. Skadan var en primärskada och så pass liten att driften kunde fortsätta obehindrat. Det skadade bränslet byttes under revisionsavställningen som pågick från den 28 maj till den 8 juni. Resterande del av året har driften varit lugn.

### **Oskarshamn**

#### *Oskarshamn 1*

Oskarshamn 1 hade lugn drift fram till 27 april då inträffade snabbstopp orsakat av ett fel i regleringen av turbinen. Den 14 maj ställdes verket av på grund av höga vibrationer i turbinen. Av denna anledning beslutade OKG den 23 maj att tidigarelägga revisionen vars ursprungliga start var planerad till början av juni. De höga vibrationerna



konstaterades komma från högtrycksturbinen och orsakades av att ett stödband till första turbinsteget hade lossnat. Under revisionen byttes rotorn i högtrycksturbinen.

Revisionen förlängdes något och efterföljdes av en provperiod för att balansera den nya högtrycksturbinen. I början av augusti genomfördes ett kortstopp under två dagar för åtgärd av ett ångläckage. Detta hade orsakats av en läckande packning i en fläns på ett dränagerör från högtrycksturbinen.

I slutet på augusti ökade mängden maneter i kylvattenintaget. Effekten reducerades och åtgärder vidtogs för att förbättra avskiljningen i intaget. Vid denna reduktion inträffade ett snabbstopp till följd av att turbinens pådragsventiler inte reglerade ångflödet tillräckligt snabbt. Den 8 december ställdes verket av för att åtgärda ett läckage i anslutning till en av huvudcirkulationspumparna.

I slutet på 2004 ansökte Oskarshamn 1 om att SKI:s särskilda tillsyn skulle upphöra. Denna särskilda tillsyn infördes efter de stora moderniseringsarbeten som genomfördes 2001 och 2002. SKI avslog ansökan med motiveringen att vissa kompletteringar av anläggningens säkerhetsredovisning (SAR) behövs, främst i analysavsnitten.

#### *Oskarshamn 2*

Driften fram till revisionsavställningen var i huvudsak lugn. Ett par mindre störningar inträffade som påverkade produktionen. I januari åtgärdades ett inläckage av saltvatten till turbinkondensorn. I februari reducerades effekten på nytt för åtgärd av en ventil i förvärmarsystemet. Under kortare perioder i juni reducerades effekten ett par procent på grund av höga spänningsnivåer i det svenska kraftnätet. Revisionen inleddes 31 juli och pågick under 24 dagar. Under revisionen genomfördes förutom rutinmässig service även byte av reaktorns effektregerings- och matarvattenregleringssystem.

Även driften efter revisionen var lugn. I slutet av augusti fick Oskarshamn 2, liksom i Oskarshamn 1, problem med maneter i kylvattenintaget. Av denna anledning reducerades effekten till 80 % och åtgärder vidtogs för att förbättra avskiljningen i intaget. I början av september inträffade en turbinnedstyrning till följd av hög nivå i dränagekärl på mellanöverhettaren. Orsaken var att en instrumentventil som inte var helt öppen.

Oskarshamn 2 har under året inte haft något oplanerat stopp.

#### *Oskarshamn 3*

I januari fick Oskarshamn 3 lastfrånslag med efterföljande delsnabbstopp orsakat av fel i magnetiseringsutrustning. I januari upptäcktes också ett inläckage av saltvatten till kondensorn samt en bränsleskada. I februari reducerades effekten för att göra rutinmässiga skalventilprov i ång- och matarvattensystemet. Ventilerna fungerade utan anmärkning men i samband med ventilprovet fick man delsnabbstopp vid upphävning av blockering av en mätpunkt för matarvattentemperatur.

Under revisionen som startade 1 maj genomfördes bränslebyte och förebyggande underhåll samt provningar. Vid återstart uppmärksammades ett ventilläckage på en klenledning i matarvattensystemet. Den 2 juni avslutades revisionen och anläggningen återstartades. Under kortare perioder i juni har effekten reducerats ett par procent på grund av höga spänningsnivåer på nätet.

I början på juli ställdes anläggningen av kortvarigt under ett par dagar för åtgärd av en felaktig styrventil i en huvudångledning. I september erhöles delsnabbstopp på grund av fel i en mätpunkt i matarvattensystemet.

I oktober genomfördes ett kort stopp under fem dagar för byte av skadat bränsle. Två bränsleelement byttes på grund av skador. Ytterligare ett bränsleelement byttes eftersom det hade blivit kontaminerat.

Den 1 november återkom indikation på en bränsleskada. Den primära bränsleskadan utvecklades till sekundärskada. Ett kort stopp gjordes under julhelgen för utbyte av det skadade bränsleelementet.

## **Ringhals**

### *Ringhals 1*

I samband med stormen Gudrun den 8 januari uppkom saltbeläggningar i ställverket som inte spolningssystemet klarade av att hålla borta. Båda generatorerna löste från nätet på grund av överslag i ställverket. Reaktorn var åter vid full effekt den 10 januari. Den 9 mars gick Ringhals 1 ner till kall avställning för utökad provning av ett läckage i reaktorvattnets reningssystem. Läckaget åtgärdades temporärt och reaktorn var åter vid full effekt den 15 mars. (Se vidare i avsnittet ”Teknik och åldrandefrågor”). Därefter hade man lugn drift vid full effekt fram till den 28 maj då reaktorn ställdes av för åtgärd av läckage inne i reaktorinneslutningen. Läckaget var i en fläns i systemet för sprinkling av reaktortankens fläns. Under återstarten upptäcks ett läckage från reaktortankens avblåsningssystem vilket åtgärdades innan återstarten fortsatte i början av juni. Under återstarten fick Ringhals 1 ett snabbstopp orsakat av turbinproblem.

Den 2 september inleddes revisionsavställning. Omfattande provningar och utbytesåtgärder genomfördes. Bland annat installerades nya högtrycksturbiner och nya blandare i matarvattensystemet. Isolering på reaktortankens botten byttes ut liksom de skadade rördelarna i reningssystemet. I kontrollrummet ersattes flaggreläsystemet, som är en del av larmsystemet, med ett datorbaserat larmsystem. Dessutom har förberedelser gjorts för kommande större moderniseringar. Revisionen fick förlängas på grund av flera olika problem vid återstart. Resten av året präglades av lugn drift.

### *Ringhals 2*

Ringhals 2 påverkades av stormen ”Gudrun” på samma sätt som Ringhals 1. Båda generatorerna löste från nätet på grund av överslag i ställverket. Reaktorn var åter vid full effekt den 11 januari.

Reaktorn drevs sedan vid full effekt fram till den 15 februari då den ställdes av för åtgärder av tidigare upptäckt läckage från botten av reaktorinneslutningen. Inledande undersökningar visade på omfattande korrosionsskador på de s.k. toroidplåtarna. Reparationsåtgärder inleddes och en tidigareläggning av revisionsavställningen beslutades.. (Se vidare i avsnittet ”Teknik och åldrandefrågor”). Denna pågick sedan till i början av maj.

Efter revisionen var det lugn drift fram till den 6 december. Ringhals 2 rapporterade då att det i samband med ett arbete dagen innan gjorts misstag som lett till att två

hjälpmatarvattenpumpar inte var driftklara. Pumparna hade täckts över med plast för att de inte skulle dammas ner i samband med arbeten. En tredje pump var dock tillgänglig. Denna pump har dubbel kapacitet jämfört med de två andra pumparna. Kapaciteten är tillräcklig för att ensam kunna spädmata två ånggeneratorer. Därmed skulle det vara möjligt att ta om hand resteffekten i samband med en eventuell störning. Vid en sådan störning skulle även de övertäckta pumparna fungerat som avsett en kortare tid. Händelsen bedömdes preliminärt som en INES 1 på den internationella sjugradiga skalan för klassificering av händelser.

### *Ringhals 3*

Även Ringhals 3 påverkades av stormen ”Gudrun”. Övergång till husturbindrift misslyckades. Reaktorn togs istället till varm beredskap. Den 10 januari var reaktorn åter vid full effekt. Den 26 januari blev det en obefogad nedstyrning på grund av fel i turbinreglerutrustningen. I samband med nedstyrningen havererade tätningar i två pumpar i kondensatsystemet på en av turbinerna. Felen var åtgärdade den 27 januari och reaktorn kunde drivas vid full effekt.

Därefter var det lugn drift fram till nedgången för revisionsavställningen, som påbörjades i slutet av maj. Revisionsavställningen varade i ungefär en månad. Bland de större arbeten som genomfördes kan nämnas utbyte av reaktortanklocket och ny utrustning för manöver av styrstavar.

Den 16 augusti snabbstoppade reaktorn på grund av obefogad stängning av en ventil i matarvattensystemet. Orsaken var fel i den nya styrutrustning som installerats under revisionen. Blocket återstartade och full effekt uppnåddes dagen efter.

I början av november månad uppkom ett internt läckage i den ena av mellanöverhettarna på en av turbinerna. Detta medförde att effekten reducerades något från den 8 till den 21 november då turbinen ställdes av för reparation. I samband med återstart av turbinen genomfördes ordinarie provning av turbinernas ventiler. Vid provningen upptäcktes ett fel på en av ventilerna som behövde åtgärdas. Anläggningen var åter i fulleffektsdrift den 27 november. Resten av året var det lugn drift vid Ringhals 3

### *Ringhals 4*

Liksom de övriga reaktorerna påverkades Ringhals 4 av stormen ”Gudrun”. Effekten reducerades till ca 25 % under några timmar. På morgonen den 9 januari var driften åter vid full effekt.

Den 20 maj gjordes en kort effektnedgång för åtgärd av en läckande lågtrycksförvärmardränagepump i kondensatsystemet på en av turbinerna. I övrigt var det lugn drift vid reaktorn fram till revisionsavställningen. Denna inleddes i början av augusti och pågick i ungefär en månad. I samband med återstart av reaktorn uppstod problem med turbinerna. Båda turbinerna ställdes av i olika perioder för att kunna åtgärda problemen. Resten av året var det lugn drift vid Ringhals 4 med undantag för tre tillfällen då effekten reducerades något i samband med stopp av en huvudkylvattenpump. Pumpen stoppades för att åtgärda vibrationer.

## 2. Teknik och åldrandefrågor

### Skärpta krav på åldringshantering

De svenska kärnkraftanläggningarna blir äldre. De konstruerades under 1960- och 1970-talen. Den äldsta anläggningen, Oskarshamn 1, togs i drift 1972 och de yngsta, Forsmark 3 och Oskarshamn 3, togs i drift 1985. Olika slag av åldringsaspekter måste därför beaktas och åldringsfenomen måste bevakas för att driften ska vara säker. Detta gäller även i dagens situation då tillståndshavarna planerar för omfattande ytterligare säkerhetsförbättringar och moderniseringar.

Med åldring av kärnkraftanläggningar avses vanligen åldring av sådana anordningar, komponenter och byggnadsstrukturer som ingår i barriärerna och i anläggningarnas djupförsvar. Med denna typ av åldring menas då en process där de fysiska egenskaperna förändras i något avseende med tiden eller under användningen. Det finns emellertid även andra åldringsaspekter som behöver beaktas av såväl tillståndshavarna som av SKI. The Committee on Nuclear Regulatory Activities, CNRA har pekat på att såväl kärnkraftindustrin som myndigheter behöver ha ett bredare perspektiv på åldringsfrågorna<sup>1</sup>. Utöver fysisk åldring av mekaniska och elektriska komponenter samt byggnadsstrukturer kan det gälla

- teknologisk åldring av t.ex. sådana styr- och kontrollutrustningar som visserligen fungerar men som kan vara svåra att reparera eller att hitta reservdelar till eftersom de inte längre tillverkas eller finns på marknaden.
- åldring av de detaljerade konstruktionskrav som tillämpades då anläggningarna uppfördes och som sedan förändrats efterhand som ny kunskap vunnits eller synen på säkerhet har skärpts. Det är inte ovanligt att dessa äldre konstruktionskrav fortfarande åberopas i anläggningarnas säkerhetsredovisningar och att ingen värdering gjorts av de nya kraven eller hur berörda anläggningsdelar uppfyller dessa.
- åldring av den personal som var med under konstruktions-, uppförande- och driftsättningsfaserna och vars breda erfarenhet kan vara svår att ersätta utan ett systematiskt arbete för kunskapsöverföring till nya generationer.
- åldring av formella eller informella organisationsstrukturer där organisationskulturen formats av den äldre personalen, men som inte accepteras av de yngre generationerna.

Dessa olika åldringsaspekter adresseras i SKI:s föreskrifter, och ingår således i tillsynen genom att kravuppfyllandet kontrolleras via inspektioner, granskningar och andra uppföljningar. I föreskrifterna (SKIFS 2004:1) om säkerhet i vissa kärntekniska anläggningar ställs det bl.a. krav på ändamålsenliga ledningssystem, på åtgärder för att säkra personella resurser och kompetens, på aktuella säkerhetsanalyser och säkerhetsredovisningar samt på bevarande av teknisk anläggningsdokumentation. SKI:s tillsyn och bedömning av tillståndshavarnas organisationer, ledningssystem och kompetenssäkringsåtgärder redovisas i kapitel 5 ”*Organisation och säkerhetskultur*”.

---

<sup>1</sup> Regulatory Aspects of Ageing Reactors. 1998 CNRA Special Issue Meeting. OECD Nuclear Energy Agency, Committee on Nuclear Regulatory Activities. NEA/CNRA/R(99)1.

Enligt krav i SKIFS 2004:1 gäller dessutom från den 31 december 2005 förtydligade krav på att det vid varje anläggning, utöver underhålls- och kontrollprogram, även ska finns ett dokumenterat program för hantering av åldersrelaterad degradering av system, anordningar, komponenter och byggnadsstrukturer. Syftet med sådana program ("Ageing Management Programs"), som även börjar tillämpas alltmer internationellt, är att genom en systematisk identifiering och värdering av alla de åldringsmekanismer som kan uppträda skapa bättre framförhållning i säkerhetsarbetet. Med dessa förtydligade krav underlättas också SKI:s tillsyn av hur anläggningarna hanterar åldringsfrågorna.

I SKI:s föreskrifter, SKIFS 2004:2, om konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer ställs det krav på ytterligare åtgärder för att upprätthålla och utveckla säkerheten. Dessa föreskrifter innebär att stora moderniseringar och säkerhetsförbättringar behöver genomföras under kommande år i flertalet reaktoranläggningar. Se vidare i kapitel 4 "*Säkerhetsförbättringar av reaktorerna*".

### **Fysisk åldring av mekaniska anordningar och byggnadsstrukturer**

Kärnkraftanläggningar i Sverige, likväl som i andra länder, konstruerades och uppfördes utifrån dåtidens krav och kunskaper, och med utgångspunkt från att tillämpa bästa möjliga teknik och höga kvalitetskrav. Målet var att få säkra anläggningar med ett bra djupförsvar, och som dessutom krävde lite underhåll, kontroll och provning. När det gäller tekniskt komplexa anläggningar är det emellertid inte möjligt att förutse och beakta alla de förhållanden och omständigheter som kan uppkomma. Redan efter ett par års drift började skador uppträda. Vibrationer och termiska belastningar hade underskattats under konstruktionsfasen. Konstruktionsgränser överskreds och sprickor uppstod. Trots väl utprovade och strikt styrda svetsprocesser uppkom större materialförändringar och egenspanningar än förväntat i en del anordningar under tillverknings- eller montagefasen, och som sedan gav upphov till spänningskorrosionsangrepp efter en tids drift. Det började i rostfria austenitiska rörledningar med förhållandevis små dimensioner och i ånggeneratorrör av nickelbaslegeringen Alloy 600. Ett antal år senare började spänningskorrosionsskador även uppträda i grövre rörledningar och andra komponenter tillverkade av rostfria austenitiska stål. Detsamma gällde komponenter och anordningar tillverkade av nickelbaslegeringen Alloy 600 och dess svetsvariant benämnd Alloy 182. Spänningskorrosionsskador har också uppkommit i material av typ X-750, som är ett höghållfast stål.

Termisk utmattning har under årens lopp fortsatt att vara ett problem. Det har visat sig vara svårt att förutse hur varmt och kallt vatten blandas i anläggningarnas processsystem. Dessutom har förändringar i anläggningarnas driftssätt givit upphov till sådana skador. De vedertagna dimensioneringsreglerna för att få tillräckliga säkerhetsmarginaler mot termisk utmattning har också börjat omprövas.

Erosionskorrosion är en annan skademekanism som har givit upphov till problem i många anläggningar världen över. Aggressiva strömningsförhållanden har underskattats med skador som följd.

I reaktorinneslutningarna är det främst de metalliska delarna som har drabbats av skador i form av korrosionsangrepp.

Efterhand som skador upptäckts i anläggningarna har åtgärder av olika slag vidtagits. Forskning har initierats för att få ökade kunskaper om de skadepåverkande faktorerna. På basis av dessa kunskaper har kontroll- och provningsprogrammen lagts om, ersättningsmaterial har utvecklats och stora systemdelar har bytts ut. Forskningen har också lett till förändringar av den kemiska miljön vid anläggningarna. Dessutom har både drifterfarenheter och forskning lett till krav på mer omfattande kvalificering av nya material och av de provningsförfaranden som ska säkerställa att skador upptäcks i tid.

### **De skadeförebyggande åtgärderna har haft effekt**

Under 2005 har förhållandevis få nya skador och brister upptäckts. Tidigare identifierade problemområden har följts upp och analyserats. SKI ser för närvarande inte några allvarliga tendenser till åldersrelaterade skador som försämrat säkerheten vid de svenska anläggningarna.

En samlad utvärdering, som omfattar alla skadefall<sup>2</sup> i mekaniska anordningar sedan den första anläggningen togs i drift, bekräftar att vidtagna skadeförebyggande och skadeavhjälpanande åtgärder har haft avsedd effekt. Denna slutsats gäller även när de skadefall som inträffat fram till utgången av år 2005 beaktas. Som framgår av figur *diagram 1 och 2* nedan finns ingen tendens till ökning av antalet skadefall i takt med att anläggningarna blir äldre<sup>3</sup>. Den samlade utvärderingen visar också att merparten av hittills inträffade skador har upptäckts i tid genom de återkommande kontrollerna innan säkerheten har påverkats. Endast en liten del av alla skador har lett till läckage eller andra allvarligare förhållanden till följd av sprickor och annan degradering som förblivit oupptäckta – se *diagram 3*.

Det är huvudsakligen olika slag av korrosionsmekanismer som givit upphov till de skadefall som inträffat, se *diagram 4*. Dessa står för ca 70 % av fallen med interkristallin spänningskorrosion som den vanligast förekommande skademekanismen följt av erosionskorrosion. Spänningskorrosionsskadorna har oftast uppträtt i primära rörsystem och i säkerhetssystem. Erosionskorrosion är vanligare i mer sekundära delar, såsom ång- och turbindelar. Termisk utmattning, som är den tredje vanligast skadeorsakande mekanismen, och svarar för ca. 10 % av fallen, har huvudsakligen uppträtt i primära rörsystem och i säkerhetssystem. Ytterligare fall av termisk utmattning har rapporterats under 2005. Detta fall beskrivs närmare nedan.

Den positiva utvecklingen där antalet skadefall i de mekaniska anordningarna inte ökar i takt med att anläggningarna blir äldre kräver fortsatt hög ambitionsnivå i det förebyggande underhålls- och utbytesarbetet. SKI kommer därför att fortsätta att driva på tillståndshavarna så att de bibehåller en hög ambitionsnivå och en god beredskap för att utvärdera och bedöma skador när de upptäcks. Detta är viktigt eftersom

---

<sup>2</sup> *Skadefall*: En eller flera sprickor eller andra defekter som upptäckts i en viss anordningsdel och vid en viss tidpunkt. Skadorna har haft olika allvarlighetsgrad och säkerhetsbetydelse.

<sup>3</sup> Notera att det stora antalet skadefall som inträffade 1986-87 (se diagram 2) efter 13-14 driftår (se diagram 3) var orsakade av spänningskorrosion i kallböckade rörböjar. Dessa ersattes sedan med böjar som inte var kallformade.

erfarenheterna visar att då det brustit i framförhållningen kan det bli betydande problem när skador uppträder och sedan ska säkerhetsbedömas.

SKI ser för närvarande heller inga generella tendenser till allvarliga åldersrelaterade skador som kan försämra reaktorinneslutningarnas och de andra byggnadsstrukturernas säkerhet. De skador och försämringar som inträffat visar att dessa huvudsakligen har orsakats av brister i samband med uppförandet eller vid senare anläggningsändringar. Denna typ av skador har observerats i bl.a. Barsebäck 2, Forsmark 1, Oskarshamn 1 och Ringhals 1. Under året har ytterligare skadefall av detta slag lett till omfattande reparationsåtgärder i Ringhals 2, vilket beskrivs vidare nedan. Med hänsyn till svårigheterna att tillförlitligt kontrollera reaktorinneslutningarna och andra vitala byggnadsstrukturer är det emellertid angeläget att tillståndshavarna fortsätter att studera möjliga åldrings- och skademekanismer som kan påverka delarnas integritet och säkerhet.

Till skillnad från mekaniska anordningar och byggnadsstrukturer kan tillståndet hos främst elkablar men även viss instrumentering och kontrollutrustning normalt inte följas upp genom återkommande kontroll och provning. I dessa fall gäller det istället att kvalificera kablar och utrustning genom särskilda utprovningprogram för att säkerställa att utrustningen fungerar som avsett under hela den tänkta användningstiden. Kvalificeringsprogrammen måste omfatta både normala driftsbetingelser och betingelser under haveriförhållanden, och då ta hänsyn till de mekanismer som kan påverka bl.a. använda polymera material.

Åldring av elkablar och annan utrustning i anläggningarnas styr- och reglersystem har uppmärksammats internationellt. En kartläggning av observerade och möjliga problem har genomförts och avrapporterats inom ramen för ett internationellt samarbetsprojekt med deltagande från såväl kärnkraftsindustrin som tillsynsmyndigheter. Syftet var att få en samlad internationell erfarenhet och bedömning av åldringsfenomen som underlag för fördjupade riskanalyser och analyser av åtgärdsbehov. När det gäller situationen i de svenska kärnkraftsreaktorerna har SKI tidigare krävt information om anläggningarnas hantering av åldringsfenomen och miljökvalificering. SKI:s granskning av hittills redovisat underlag visar att dessa frågor i stort hanteras på ett tillfredställande sätt av tillståndshavarna men att de behöver genomföra vissa kompletterande utredningar. Denna fortsatta hantering hos tillståndshavarna kommer att följas upp genom de föreskrivna åldringshanteringsprogram som nu tas fram. SKI har dessutom begärt särskilda redovisningar och utredningar av hur åldring kan påverka tillförlitligheten hos viss instrumentering. Se vidare nedan i avsnittet "*Kontroll av dynamisk respons hos mätsystem*".

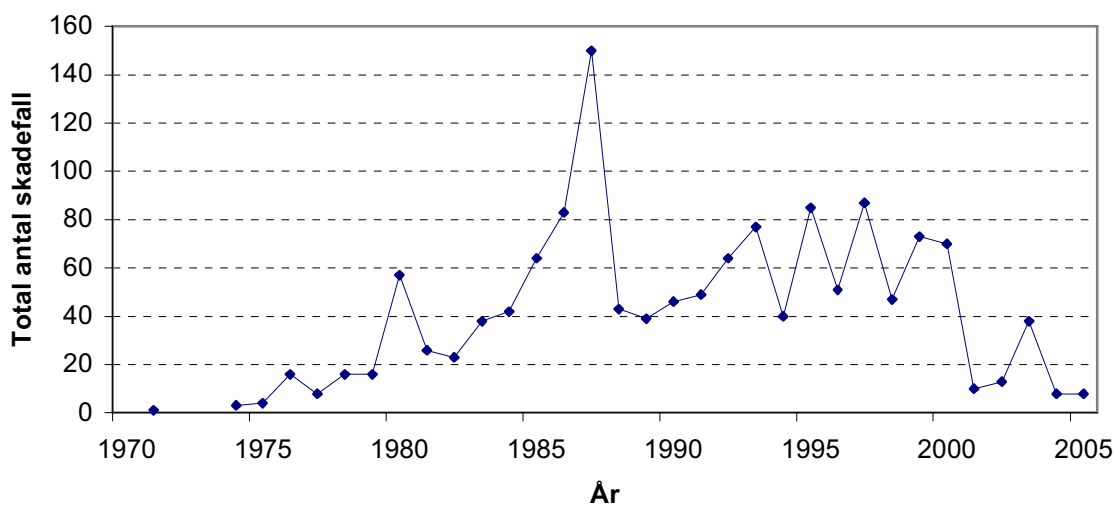


Diagram 1. Totalt antal rapporterade skadefall per år i de svenska kärnkraftsanläggningarna. Skador i ånggeneratortuber ingår inte.

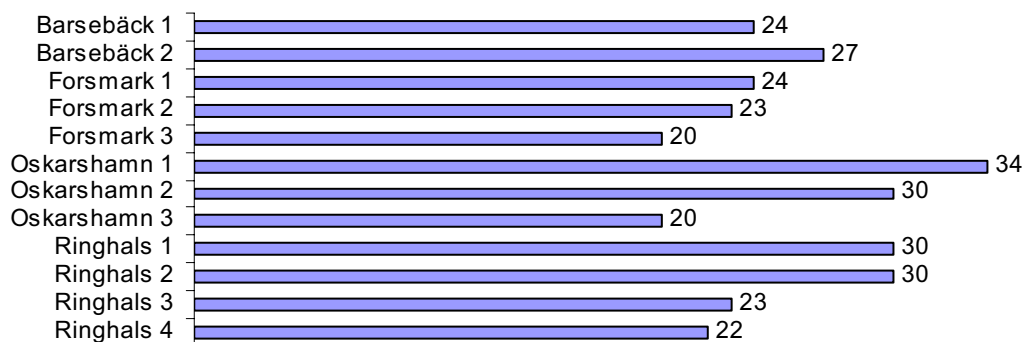
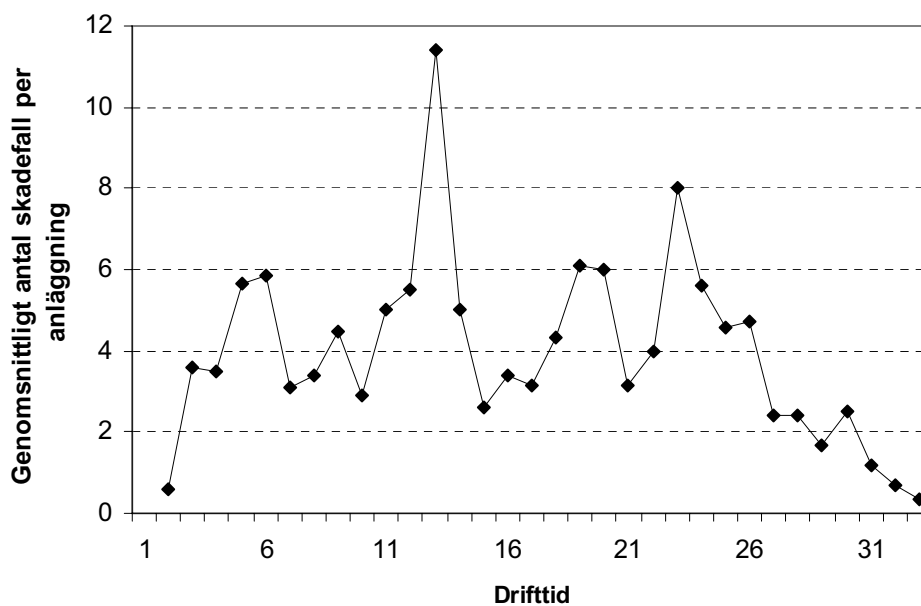


Diagram 2. Det övre av de två diagrammen visar det genomsnittliga antalet rapporterade skadefall per anläggning och driftår för samtliga svenska kärnkraftsanläggningar. Diagrammet omfattar skador i tryckkärl, rörledningar och andra mekaniska anordningar förutom ånggeneratortuber. Det undre diagrammet visar antalet driftår för de olika anläggningarna.



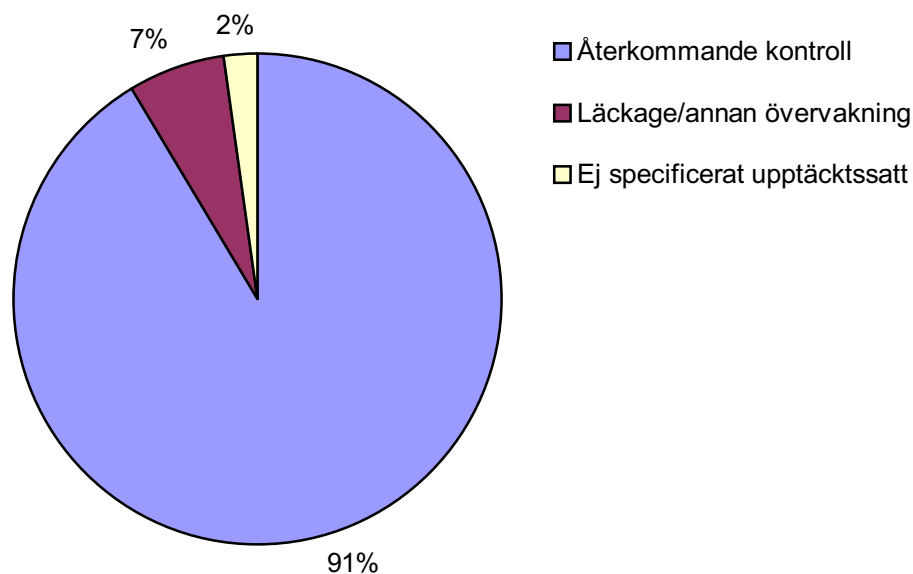


Diagram 3. Andel skadefall upptäckta genom återkommande kontroll och antal skadefall som lett till läckage eller har upptäckts på annat sätt.

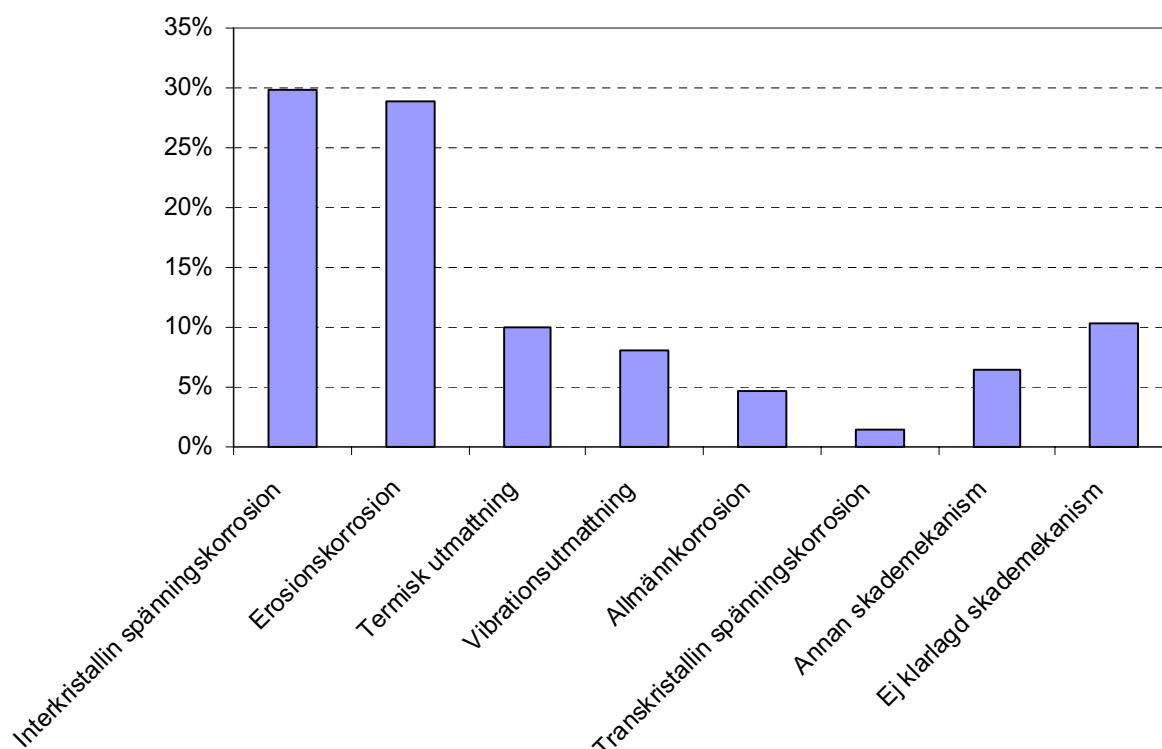


Diagram 4. Andelen skadefall fördelat på de olika bakomliggande skademekanismerna. (I "annan skademekanism" ingår skadefall som orsakats av korngränsangrepp korrosionsutmattning och mekaniska skador.)

## **Fler läckage från reaktorinneslutningar leder till skärpta krav**

Reaktorinneslutningen utgör den yttersta barriären mot utsläpp av radioaktiva ämnen från en kärnkraftsreaktor. Inneslutningens huvudsakliga uppgift, både för reaktorer av kok- och tryckvattentyp, är att

- vid maximalt antaget haveri innanför inneslutningen uppta det dimensionerande övertrycket och genom inbyggd tätplåt förhindra spridning av radioaktiva produkter till omgivningen
- innesluta reaktorns primärsystem
- utgöra ett skydd av reaktorns primärsystem mot påverkningar utifrån

Höga hållfasthets- och täthetskrav ställs därför på reaktorinneslutningarna. Tätheten ska återkommande kontrolleras genom bl.a. globala tryckprovningar. Dessutom görs vissa mer lokala undersökningar, kontroller och provningar.

I juli 2004 informerade RAB SKI om att Ringhals 2 funnit vad som var ett troligt läckage genom den s.k. toroiden i reaktorinneslutningen. Denna toroid utgör en tät förbindelse i övergången mellan den täta plåten i den cylindriska väggen och den täta plåten på bottenplattan. Toroiden är en ring som är konstruerad av en invändig och en utvändig plåt med ett mellanavdrag för läckageövervakning mellan plåtarna. Ett mindre läckage från den inre toroidplåten har funnits allt sedan anläggningen togs i drift. Vid täthetsprovningen år 2004 konstaterades även läckage från den yttre plåten.

RAB genomförde ett antal utredningar och läckageuppmätningar för att kunna verifiera reaktorinneslutningens driftklarhet. Det bedömdes att läckaget var inom de antaganden som gjorts i säkerhetsredovisningen för Ringhals 2. SKI medgav i september 2004, efter granskning av redovisat underlag och gjorda analyser, att Ringhals 2 fick behållas i drift fram till revisionsavställningen året därpå år under förutsättning att läckaget inte ökade i storlek. Dessutom ställde SKI krav på ytterligare undersökningar och utredningar samt regelbundna läckageundersökningar.

Under november 2004 och februari 2005 gjordes uppföljande läckagemätningar och kemianalyser av läckagevatten. Vissa mättekniska problem konstaterades i samband med mätningarna i november. I februari mättes sedan ett betydligt högre flöde än vad som legat till grund för SKI:s beslut om drift fram till revisionsavställningen. Enligt SKI:s bedömning kunde denna ökning inte hänföras till osäkerheter i mätningarna. Anläggningen ställdes därför av i slutet av februari för vidare undersökningar. Dessa visade på relativt allvarliga korrosionsangrepp, vilka uppkommit på grund av att byggnads- och monteringsritningar inte följts. Dessutom fanns skadliga föroreningar på den inre toroiden. Observationerna ledde till beslut om stora utbytes- och reparationsåtgärder. Såväl den inre som den yttre toroidplåten byttes ut. Utredningarna visade också på att det förelåg betydande osäkerheter i såväl gjorda läckagemätningar som kemiska analyser av läckagevattnet.

Ett flertal fall har rapporterats under den senaste femtonårsperioden, såväl från svenska anläggningar som från anläggningar i andra länder, där avvikelser från ritningar och byggnadsanvisningar har skapat förhållanden som lett till allvarliga korrosionsangrepp långt senare. Efter de första händelserna under mitten av 1990-talet begärde SKI att alla kärnkraftsanläggningar skulle göra systematiska genomgångar av inneslutningarna för att identifiera potentiella problemområden, även med beaktande av att ”icke

ritningsenligt” utförande kan förekomma. Dessa genomgångar ledde till att anläggningarna utökade sina kontrollprogram. SKI inledde också egna utredningar av frågor som rör såväl åldringsaspekter som kontroll- och säkerhetsvärderingsaspekter. Som stöd för utredningarna har SKI dessutom initierat och medverkat i forskningsprojekt om åldring av reaktorinneslutningar.

Resultaten hittills av utredningarna har lett till att SKI skärpt föreskrifterna (SKIFS 2005:2) om mekaniska anordningar med utökade krav på kontroll av inneslutningar. Även kraven på åtgärder när skador och läckage upptäcks har skärpts. Detta gäller i första hand de metalliska delarna. När mer resultat av de pågående utredningarna och forskningsprojekten finns framme förutses ytterligare kompletteringar av föreskrifterna så att de även täcker inneslutningarnas betongdelar. De inträffade händelserna har också lett till att SKI och SSI tillsammans beslutat utreda och se över täthetskraven som ska gälla för reaktorinneslutningar. Denna utredning beräknas vara klar vid halvårsskiftet 2006.

### **Även skador i inneslutningarnas tryckavlastningsfilter**

De svenska reaktorerna försågs under 1980-talet, efter reaktorhaveriet i Three Mile Island (TMI), med ett system för tryckavlastning och filtrering som ska träda i funktion vid svåra haveriförlopp. Vid till exempel ett stort rörbrott i inneslutningen och då säkerhetssystemen inte fungerar som avsett ska inneslutningen kunna tryckavlastas på ett kontrollerat sätt och utsläppen av radioaktiva ämnen till omgivningen ska begränsas till maximalt 0,1 % av härdinnehållet av cesiumisotoperna 134 och 137 i en reaktorhärd med 1800 MW termisk effekt, förutsatt att övriga nuklider av betydelse ur markanvändningssynpunkt avskiljs i motsvarande proportion som cesium. Filterutrustningen ska träda i funktion när trycket i reaktorinneslutningen överstiger det s.k. konstruktionstrycket.

Vid reaktorerna i Ringhals installerades och driftsattes 1989 ett passivt system, benämnt PMR (Post Mitra Ringhals). Tryckavlastningen sker automatiskt via ett sprängbleck. De radioaktiva gaserna fortsätter till en vattenskrubber där radioaktiva partiklar och jod binds. Vattenskrubbern är en rostfri konstruktion med totalavsaltat vatten till vilket natriumkarbonat och natriumtiosulfat har doserats i syfte att reagera med radioaktiv jod i en haverisituation.

Under revisionsavställningen av Ringhals 2 noterades tydliga spår av läckage på utsidan av PMR-byggnaden. Påföljande kontroller och provningar visade korrosionsskador och sprickor i vattenskrubbers botten. Läckagen hade också lett till degradering av betongdelar i PMR-byggnaden. Orsaken till skadorna var den aggressiva miljön i vattenskrubbern i kombination med vissa olämpliga tillverkningsmetoder som givit upphov till spänningskorrosion. De utförda skadeorsaksanalyserna har inte givit några entydiga svar på hur läckagen pågick. Observationerna i Ringhals 2 medförde utökade kontroller i flera anläggningar med liknande haverifilter. Dessa kontroller visade även på skador i Ringhals 3 och Ringhals 4.

Skadade delar av PMR-systemen i Ringhals 2, 3 och 4 åtgärdades under årets revisionsavställningar. Noggranna kemikontrollprogram har införts liksom bättre program för att återkommande kontrollera tillståndet hos berörda konstruktionsdelar.

Andra åtgärder kan också bli aktuella framöver för att säkerställa att haverifiltren förblir i ett fullgott skick.

### **Skadekänsliga material leder till fler utbyten**

Nickelbaslegeringar är ett relativt vanligt konstruktionsmaterial i kärnkraftsanläggningar som har visat sig vara känsligt för spänningskorrosion. Detta gäller speciellt legeringen Alloy 600 och svetsvarianten av materialet, benämnd Alloy 182.

Materialens känslighet och funna skador har bl.a. lett till byte av ånggeneratorer i Ringhals 2 och 3 samt nytt reaktortanklock i Ringhals 2. Det senare bytet gjordes på grund av spänningskorrosionssprickor i lockets drivdonsgenomföringsrör som var tillverkade av Alloy 600 och insvetsade med Alloy 182. Även genomföringsrören i locken till reaktortryckkärnen i Ringhals 3 och 4 hade sprickor av liknande slag. I dessa anläggningar har skadornas omfattning och tillväxt följts upp under många år genom återkommande kontroll. Resultaten från de senaste årens uppföljningar visar att skadorna där var begränsade till sin omfattning och att de utvecklats i långsam takt. RAB har emellertid nu bytt ut locken till reaktortryckkärnen i Ringhals 3 och 4 för att i likhet med Ringhals 2 undvika framtida problem. Bytet av locket i Ringhals 4 gjordes år 2004 och i Ringhals 3 år 2005.

### **Fortsatt långsam ökning av skadade ånggeneratorer**

Exempel på kvarvarande problem med spänningskorrosion i nickelbaslegeringar är ånggeneratorerna i Ringhals 4. Dessa tuber är tillverkade av Alloy 600 och utgör en stor del av det tryckbärande primärsystemet i dessa anläggningar. Skadeutvecklingen följs därför noga upp genom omfattande årliga provningar och andra undersökningar i enlighet med SKI:s krav. Årets kontroller har liksom tidigare bl.a. omfattat skadedrabbade delar vid tubplattan, stödplåtskorsningar, förvärmardelar och s.k. U-böjar. Ytterligare ett antal tuber med indikationer på spänningskorrosionssprickor vid tubplattan detekterades liksom mindre tillväxt av tidigare konstaterade sprickor. Under årets uppföljande kontroller upptäcktes två tuber med nya defekter i det s.k. U-böjsområdet.

Tuber med skador av så begränsad omfattning att det finns betryggande marginaler mot brott och uppfläkning har behållits i drift i Ringhals 4. Skadade tuber där marginalerna var otillräckliga åtgärdades genom att pluggar monterades in i tubändarna för att ta tuberna ur drift och därmed förhindra fortsatt spricktillväxt. Under året pluggades totalt 41 stycken tuber. Det totala antalet ånggeneratorer som är ur drift i Ringhals 4 har därmed ökat något och motsvarar nu 3,03 % av det totala antalet tuber. Resultaten från de senaste årens kontroller visar därmed att skadeökningstakten planat ut på en förhållandevis låg nivå.

Inom RAB diskuteras nu att byta ut de skadade ånggeneratorerna i Ringhals 4. Utöver de säkerhetsmässiga och underhållsmässiga vinsterna med ett sådant byte skulle åtgärden även ge förutsättningar för en höjning av den termiska effekten vid Ringhals 4.

Ringhals 2 och 3 har som framgått ovan bytt ånggeneratorer till nya av delvis annan konstruktion och med tuber tillverkade av mindre sprickkänsligt material. Vid de återkommande kontroller som gjorts har det inte observerats några tecken på miljöbetingade skador. Drifterfarenheterna hittills av de nya ånggeneratorerna, som installerades 1989 i Ringhals 2 och 1995 i Ringhals 3, är således fortfarande goda. Mindre nötningsskador har dock observerats på ett par tuber. Dessa nötningsskador tros ha orsakats av främmande föremål som funnits på sekundärsidan i ånggeneratorerna.

### **Fall av termisk utmattning**

Termisk utmattning uppstår när en anordning utsätts för mer eller mindre regelbunden temperaturcykling. Sådan temperaturcykling kan uppkomma i anläggningssystem där vattenflöden med olika temperatur möts. Termisk utmattning ger sprickbildning som under vissa förhållanden kan tillväxa förhållandevis snabbt. Merparten av hittills inträffade skadefall i svenska anläggningar har uppstått vid temperaturskillnader mellan flöden på 100° C eller större. I ett antal fall har temperaturskillnaderna dock varit mindre, ned till 55° C. Flera fall av termisk utmattning har uppkommit på grund av konstruktionsbrister av olika slag och en del efter driftändringar. Det finns även ett antal fall av termisk utmattning som uppkommit på grund av läckande ventiler.

Ett ytterligare fall av termisk utmattning inträffade i Ringhals 1 under början av året. Skadan var belägen i en högenergirörledning tillhörande ett av anläggningens reningssystem och upptäcktes vid en s.k. rondering som görs då anläggningen är i drift. Den läckande rördelen behölls i drift under övervakning och fram till dess att en temporär reparationsmetod tagits fram. Detta förhållande att en läckande högenergirörledning behölls i drift under viss tid ledde till särskilda tillsynsinsatser från SKI:s sida som bland annat berörde frågor om anläggningen egen säkerhetsvärdering och eventuella oklarheter i SKI:s föreskrifter. Den skadade rördelen byttes ut under anläggningens revisionsavställning och SKI:s föreskrifter har förtydligats med de förutsättningar som ska gälla för att under viss tid behålla skadade anordningar i drift.

### **Nya utredningar av frågor om rörbrottsskydd**

Synen på rörbrott och hur dess uppkomst förhindras samt hur man bör skydda sig mot konsekvenserna av rörbrott har varierat under årens lopp. Från början användes rörbrott på stora rörledningar som en rent hypotetiskt händelse för att beräkna den kylmedelsförlust som måste kunna ersättas med systemen för härtnödkylning. Brott på dessa rörledningar blev därmed en konstruktionsstyrande händelse för att dimensionera reaktorinneslutningen och system för härtnödkylning. I ett senare skede uppmärksammades möjligheten att plötsliga rörbrott faktiskt skulle kunna inträffa vilket ställde krav på konsekvenslindrande åtgärder. Det var främst rörslag (s.k. pipe whips) man var rädd för och som är exempel på en lokal dynamisk effekt av ett rörbrott. Det kom att innebära att ett stort antal rörbrottsförankringar monterades för att hålla eventuella brustna rörändar på plats.

Under senare delen av 1970-talet uppmärksammades i USA konsekvenserna av s.k. asymmetriska nedblåsningsslaster samt vissa nackdelar med rörbrottsförankringar, dels i form av ökad risk för fastlåsnings i vissa lastsituationer, dels svårigheter för återkommande kontroll och ökande stråldoser vid underhåll. Av dessa skäl genomfördes

analyser och stödjande rörbrottsexperiment som indikerade att sannolikheten för ett stort plötsligt rörbrott på en stor rörledning som saknar en aktiv skademekanism är mycket liten. Dessa analyser gav upphov till LBB-konceptet (Leak Before Break) som även formaliserades i de amerikanska regelverken för kärnkraftsreaktorer.

Frågor om rörbrottsskydd och tillämpning av LBB-konceptet har även diskuterats i Sverige under många år. SKI har tidigare genomfört ett antal utredningar av frågeställningar som är aktuella i sammanhanget. Dessa utredningar har bl.a. legat till grund för de krav på ett förstärkt rörbrottsskydd som numera ställs i SKI:s föreskrifter, SKIFS 2004:2, om konstruktion och utförande. Går det att demonstrera att LBB är uppfyllt kan det tjäna som ett alternativ till andra åtgärder som syftar till att skydda anläggningen mot lokala dynamiska effekter, t.ex. via rörbrottsförankringar och missilskydd. I föreskrifterna har SKI förtydligat att med LBB menas att rörsystemet i fråga har sådan utformning, drift- och miljöförhållanden att sannolikheten för brott är tillräckligt liten samt att åtgärder har vidtagits så att skador, som trots detta skulle kunna uppstå, med stor sannolikhet leder till ett detekterbart läckage långt innan brott inträffar.

Under 2005 har SKI genomfört en ny utredning som bl.a. har omfattat en inventering av synen på LBB mot bakgrund av den senaste utvecklingen inom brottmekanikområdet. Utredningen har resulterat i förslag till riktlinjer som främst ska användas som underlag för SKI:s ställningstaganden vid de granskningar av ansökningar om att få tillämpa LBB som förväntas inkomma till SKI under 2006.

En grundläggande förutsättning för att tillämpa LBB är att läckage ska kunna detekteras långt innan totalbrott inträffar. SKI har därför också genomfört en utredning av läckageövervakningssystemen, dess möjligheter och begränsningar. I LBB-sammanhang är det särskilt viktigt att uppmärksamma systemens pålitlighet, vilken osäkerhet mätningarna är behäftade med och att klara och dokumenterade driftklarhetskrav ställs på de åberopade systemen så att tillförlitlig mätning kan ske vid alla tillfällen. Även vilka läckagegränser och därtill hörande åtgärder (till exempel nedgångskrav) som ska gälla måste specificeras och dokumenteras. I de fall det råder osäkerhet om det uppmätta läckagets storlek korrekt avspeglar det verkliga läckageflödet från en skada i primärsystemet, t.ex. läckage som kan befaras stanna under rörisoleringen, bör installation av ett lokalt läckageövervakningssystem övervägas.

### **Kontroll av dynamisk respons hos mätsystem**

Mätsystemen i en kärnkraftsreaktor är nödvändiga för anläggningens drift och säkerhet. Mätsystemen ger insignaler till reaktorns säkerhetssystem, till larmsystemen, till reglersystemen samt för presentation i kontrollrummet. Det är därför av stor betydelse att mätsystemens ingående komponenter som t.ex. impulsledningar, transmittar, densitetsomvandlare, etc. är tillförlitliga, att de är tillräckligt noggranna samt att deras responstid är tillräckligt snabb.

Signalen från ett mätsystem består av en statisk och en dynamisk del. Den statiska delen av signalen undersöks noggrant i samband med kalibrering som sker vid varje årlig avställning av en kärnkraftsreaktor. Vad gäller den dynamiska delen, är SKI:s erfarenhet att den inte undersöks i samma utsträckning. I säkerhetsanalyserna ansätts en viss

dynamisk responstid. Denna responstid måste innehållas för att säkerhetsanalysernas resultat ska vara giltiga.

Tidigare prov i svenska kärnkraftsreaktorer har visat på brister i den dynamiska responsen hos mät punkter av betydelse för säkerheten, t.ex. nivå- och tryckmätning i reaktortryckkålet. Dessa brister hade inte uppdagats vid de statiska prov som utförs under revisionsavställning. Bristerna resulterade dels i praktiska åtgärder i anläggningen, dels i händelserapportering till SKI. Även internationella erfarenheter har visat på betydelsen av att åldersrelaterade försämringar som sensorer och mätsystem kan drabbas av följs upp på ett riktigt sätt. Dessa erfarenheter visar att sensorer och mätkedjor i högre grad än andra system kan drabbas av åldersrelaterade försämringar.

Utgående från hittills vunna erfarenheter har SKI påtalat för tillståndshavarna vikten av att det görs noggranna återkommande funktionskontroller, inte minst vad gäller dynamik. SKI har också begärt att tillståndshavarna vid anläggningarna vidtar ytterligare förbättringsåtgärder och genomför utredningar.

### **Ytterligare åtgärder för konsekvenslindring**

Det är sedan tidigare välkänt att jod svarar för en stor del av de radiologiska konsekvenserna vid utsläpp till omgivningen efter ett svårt haveri. På senare tid har det också blivit tydligt att pH i reaktorinneslutningens vattenfas kan ha en avgörande inverkan på jodkemin och därmed på utsläppsmängderna i samband med haveri.

Studier visar att löst jod vid sura pH-värden i ökad omfattning kan omvandlas till flyktig, elementär jod som kan frigöras till inneslutningens gasfas och läcka till omgivningen. Den elementära joden kan också reagera med organiska föreningar såsom metan och andra kolväten, både i gas- och vattenfas, och bilda flyktig, organisk jod, t.ex. metyljodid. Hastigheten för dessa reaktioner i vattenfas är starkt pH-beroende. Organisk jod är särskilt besvärlig att hantera, då den jämfört med elementär och partikulär jod avskiljs till en betydligt mindre del i skrubbern som ingår i de svenska reaktorernas haverifilter. Både SKI och SSI anser därför att det är betydelsefullt för beräkningen av omgivningskonsekvenserna av ett haveri hur mycket organisk jod som släpps ut.

Mot denna bakgrund har SKI begärt information från tillståndshavarna om dels hur den ökade kunskapen om bildandet av organisk jod har utvärderats, dels om tillståndshavarna avser att vidta åtgärder med avseende på pH-reglering och i så fall vilka. Av informationen har SKI dragit slutsatsen att om tillståndshavarna med väl underbyggda analyser av olika haverisituationer kan visa att pH i reaktorinneslutningens vattenfas kommer att förbli basiskt, behövs inga ytterligare pH-höjande åtgärder. Förutsättningen för detta är att eventuella osäkerheter har hanterats med tillbörlig konservatism och att en rimlig marginal till neutralt pH uppnås. SKI har emellertid också dragit slutsatsen att de divergerande resultaten från hittills utförda analyser av pH efter svåra haverier visar, om inte annat, på behovet av och fördelen med att göra en specifik studie av inneslutningens pH för varje anläggning. SKI har därför begärt sådana analyser från anläggningarna, och avser ta ställning till eventuella åtgärder under 2006.

### **Åtgärder mot vätgasdeflagrationer vid haverier i tryckvattenreaktorer**

Under kärnkraftsolyckan i TMI år 1979 genererades en stor mängd vätgas i samband med de härskador som uppstod. En plötslig tryckökning registrerades i inneslutningen vilket tyder på att vätgasen antändes och att en deflagration inträffade. Sedan TMI har mycket forskning inriktats på vätgasfrågan och fenomen som vätgasens produktion, fördelning i inneslutningen och förbränning har kartlagts. Dessutom har olika typer av motmedel mot vätgas utvecklats och installerats i flera anläggningar världen över.

SKI har fortlöpande följt forskningen och utvecklingen internationellt. I en nyligen genomförd utredning konstaterar SKI att det idag finns ett antal olika motmedel som teoretiskt skulle kunna användas mot den vätgas som kan ansamlas i tryckvattenreaktorers inneslutningar i svåra haverisituationer. De flesta har dock flera tydliga nackdelar och kan inte anses tillämpbara i praktiken. Den metod som experterna bedömer vara den bästa lösningen är passiva autokatalytiska rekombinatorer, PAR. SKI konstaterar också att inneslutningarna i de svenska tryckvattenreaktorerna vid Ringhals har stor volym och en öppen inre geometri. Konstruktionen skapar därmed goda förutsättningar för att undvika allvarliga vätgasdeflagrationer och lindra konsekvenserna om de ändå inträffar. I en analys från 1994, baserad på en tidigare probabilistisk säkerhetsanalys (PSA), uppskattades sannolikheten för brott på Ringhals 3 inneslutningen på grund av deflagration till under  $10^{-7}$  per år. Denna sannolikhet låg därmed inom det s.k. restriskområdet och då det inte krävs åtgärder. RAB har emellertid i en ny PSA-studie kommit till slutsatsen att sannolikheten kan vara något högre än  $10^{-7}$  och att vätgasbrand med efterföljande deflagration kan vara en dominerande orsak till stora, tidiga inneslutningsbrott om ett svårt haveri skulle inträffa. RAB har därför beslutat införa motmedel mot vätgas i sina tryckvattenreaktorer.



### 3. Härd- och bränslefrågor

#### Främmande föremål ger bränsleskador

Grundläggande för säkerheten mot utsläpp av radioaktiva ämnen i och från anläggningarna är en tät bränslekapsling. Vid tillverkningen av bränslekapslingen ställs därför strikta kvalitetskrav med låg acceptabel felfrekvens. Kvalitetskraven har medfört att antalet tillverkningsfel är i storleksordningen 1 stav på 100 000 bränslestavar. Stränga krav ställs också på att bränslekapslingen så långt det är möjligt och rimligt ska vara tålig mot den bestrålning och de andra miljöbetingelser som bränslet kan utsättas för. Dessutom krävs att konstruktionen i övrigt är väl utprovad och att det finns ändamålsenliga program för att följa upp och kontrollera kärnbränslets beteende efter att det har tagits i drift.

Under 1980-talet och en bit in på 1990-talet rapporterades en hel del skador till följd av spänningsskorrosion, och där bränslekapslingen inte svarade mot de miljötålighetskrav som ställts. Inga skador av detta slag har rapporterats under senare år genom att driftregler har införts och mer skaderesistent kapslingsmaterial har utvecklats. Den långsiktiga trenden är att totala antalet bränsleskador i de svenska reaktorerna minskar, se diagram 5. Alla reaktorer har haft enstaka skador under något år, men några reaktorer (Forsmark 1 och Oskarshamn 3) har haft mer än en skada under ett år vid flera tillfällen under den senaste tioårsperioden.

De skador som numera förekommer har huvudsakligen orsakats av små föremål som kommer in i bränslet via kylvattnet och nöter hål på kapslingen. För att reducera antalet skador av denna typ införs successivt bränsle med filter som hindrar föremålen från att komma in i bränslepatronerna och cyklonfilter i anläggningen som renar kylvattnet. Det viktigaste är dock att det finns en större medvetenhet om vikten av att hålla reaktorkylvattnet fritt från främmande föremål som kan nöta hål på bränslekapslingen. Anläggningarna har program för att reducera risken att skadliga föremål kommer in i systemen.

Allt fler anläggningar tillämpar numera också en strategi för att undvika att skadorna degraderar så att uran läcker till reaktorvattnet. Denna strategi innebär restriktioner i driften för att undvika att förvärra skadan och att stoppa reaktorn och ta ut skadat bränsle om det finns tecken på sådana uranläckage. På så sätt undviker anläggningarna att kontaminera primärsystemet med långlivade radioaktiva isotoper vilket försämrar strålningsmiljön som i sin tur försvårar underhållsarbete, kontroller och provningar.

Under den senaste femårsperioden har det rapporterats sammanlagt 3-9 nötnings-skador per år. Under 2005 rapporterades sammanlagt sex bränsleskador. De flesta reaktorerna har dock varit skadefria under 2005. Fem av de sex skadorna fanns i Oskarshamn 3 och den återstående i Forsmark 3. Skadefrekvensen de senaste fem åren har stabiliserat sig på en relativt låg nivå. Det är dock några få reaktorer som står för flera skador, vilket tyder på att det borde kunna vara möjligt att reducera skadefrekvensen ytterligare om samtliga reaktorer kommer till rätta skadorna genom verkningfulla åtgärder.

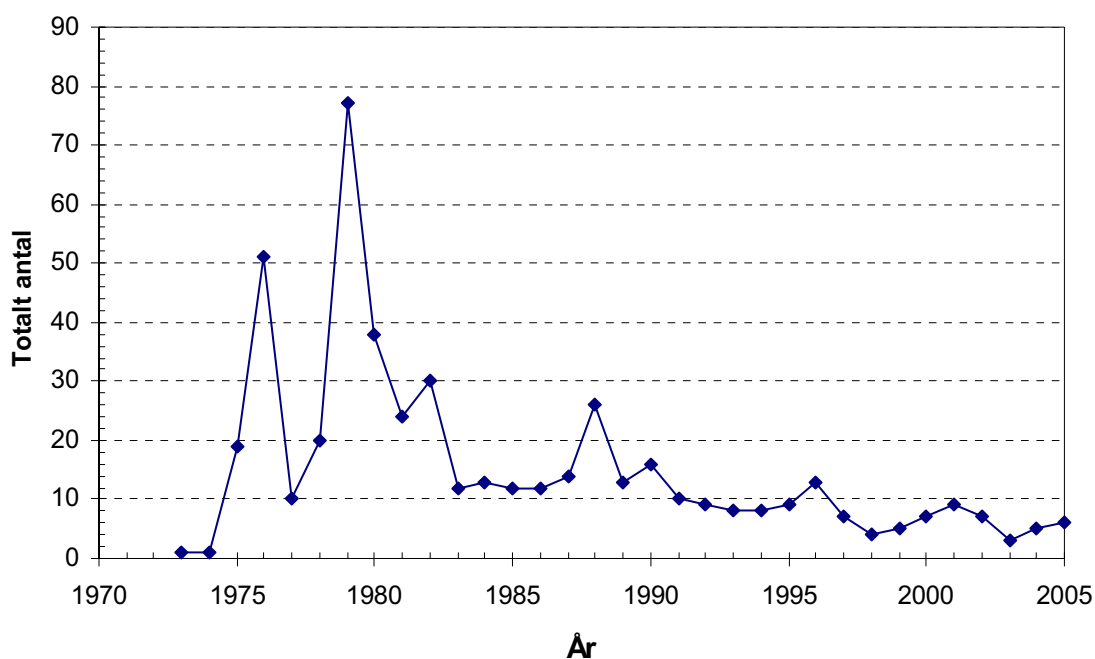


Diagram 5. Totalt antal rapporterade bränsleskadefall per år i de svenska kärnkraftsanläggningarna

### Uppföljning av böjt bränsle fortsätter

Tryckvattenreaktorerna Ringhals 2, 3 och 4 har sedan mitten av 1990-talet haft problem med att bränslestavar böjer mer än vad som låg till grund för analyserna i säkerhetsredovisningen. Säkerhetsaspekterna är att tillse att styrstavarna kan föras in vid behov och att de termiska gränsvärdena inte överskrids. RAB har vidtagit åtgärder för att återställa raketeten hos bränslestavarna samt utvecklat metoder för att mäta utböjning och analysera böjningens påverkan på de termiska marginalerna. SKI har granskat vidtagna åtgärder och använda uppföljningsmetoder, och följer därefter utvecklingen via årliga redovisningar där RAB redogör för böjningsstatus. Uppföljningarna visar att böjningen av bränslestavarna fortsätter att minska. Böjningsriktningen är oförändrad i övre delen av bränslepatronen medan den är mer diffus i patronens nedre del. Det verkar som att de konstruktiva åtgärder som vidtagits börjar ge effekt.

### Ökad utbränning och anrikning

Internationellt pågår sedan flera år en utveckling för att förbättra de ekonomiska marginalerna genom optimering av härden, bättre utnyttjande av bränslet, nya bränslekonstruktioner och ökad driftflexibilitet. Det finns en strävan att modernisera laddningsstrategierna så att färre färska bränsleknippen behöver laddas. Bränslets maximala utbränning är också en faktor som ingår i optimeringsarbetet.

I Sverige gäller enligt ett SKI-beslut från 1995 en generell gräns på 60 MWd/kgUO<sub>2</sub> för högsta lokala bränslekutsutbränning. Det har tidigare inte funnits något incitament att gå till höga bränsleutbränningar. Tillståndshavarna har emellertid reviderat sina kostnadsoptimeringar för bränslet och då funnit att en något högre utbränning bör

eftersträvas. Under 2004 fick BKAB och RAB SKI:s tillstånd att frångå denna generella gräns och öka den lokala kutsutbränningen i reaktorerna Barsebäck 2 och Ringhals 1, från 60 MWd/kgUO<sub>2</sub> till 65 MWd/kgUO<sub>2</sub>. Ytterligare ansökningar om att få öka utbränningsnivåerna kan förväntas. SKI följer därför dessa diskussioner ingående och förbereder kommande granskningar bl.a. genom att delta i forskning som ska ge underlag att verifiera säkerhetsgränser för bränsle med hög utbränning. Bland de frågor som är viktiga att bevaka i dessa sammanhang är hur existerande skademekanismer, som t.ex. spänningskorrosion, påverkas och om nya uppkommer när man går till högre utbränningar.

Genom planerna att höja den termiska effekten (se vidare nedan) vid flera reaktorer diskuteras även högre anrikning av klyvbart material (uran-235) per kärnbränsleknippe. När den termiska effekten höjs i en reaktor kommer kärnbränsleförbrukningen, om inga ytterligare åtgärder genomförs, att öka i samma utsträckning som effekthöjningen. Detta betyder att 1 % ökad termisk effekt medför att cirka 1 % mer kärnbränsle kommer att förbrukas. Genom att höja anrikningen av klyvbart material, kan man dock reducera eller t o m eliminera behovet av fler kärnbränsleknippen. Modifieringar i bränslekonstruktionen kan också tänkas att i begränsad utsträckning minska behovet av fler bränsleknippen.

Troligen kommer tillståndshavarna att använda sig av en kombination av ökad förbrukning och anrikningshöjning för att höja den termiska effekten. Valet av metod beror på en ekonomisk värdering där bl.a. kostnaden för ökad anrikning, större mängd uran och slutförvar påverkar.

### **Höjning av anläggningarnas termiska effekt**

I regeringens tillstånd för drift av en kärnkraftsreaktor anges som villkor för tillståndet den högsta termiska effekt som får tas ut av reaktorn. Tillståndet gäller alltså enbart för denna termiska effekt. För att höja denna termiska effekt krävs att regeringen beslutar om ett nytt tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet.

Den termiska effekten i en reaktor kan som framgått ovan höjas genom att ladda fler färska kärnbränsleknippen eller genom att ladda bränsle med högre anrikning eller genom att kombinera åtgärderna. Medelbelastningen för bränsleknippena kommer att öka. Effekten kan dock jämnas ut genom att kärnbränsleknippen som idag är lägre belastade får ta en större andel av den högre effekten än de mest belastade knippena.

I en kokvattenreaktor tas sedan den högre effekten i härden om hand genom ökat matarvattenflöde och ångflöde. Man kan välja att antingen bibehålla recirkulationsflödet vilket leder till en högre ånghalt i härden eller öka recirkulationsflödet med bibehållen ånghalt. En kombination av dessa möjligheter kan också användas.

I en tryckvattenreaktor tas den högre effekten i härden om hand antingen genom ett ökat vattenflöde i härden eller genom ett högre temperatursprång över härden. En kombination av dessa möjligheter kan också användas. Den högre producerade värmeenergin på primärsidan leder sedan till att mer ånga bildas i reaktorns sekundärsida. Det högre ångflödet transporteras vidare till turbinanläggningen där det tas om hand genom att bl.a. ytterligare öppna pådragsventiler vilket medför att generatoren kan alstra högre elektrisk effekt.

Vid ett flertal svenska kärnkraftsreaktorer har effektökningar gjorts under 1980-talet, se *tabell 1*. De flesta effekthöjningar som tidigare genomförts, har i huvudsak gjorts genom utnyttjande av existerande stora säkerhetsmarginaler, bättre analysmetoder och bättre bränsle. Dessa effekthöjningar har i flertalet fall kunnat göras utan större anläggningsändringar. Under de senaste åren har tillståndshavarna utrett möjligheterna till ytterligare effektökningar. Det gäller både större och mindre effektökningar. Incitamentet är att effekthöjningar är ett förhållandevis kostnadseffektivt sätt att skapa extra elproduktionskapacitet.

*Tabell 1. Sammanställning av effektökningar som genomförts i svenska anläggningar. Ur tabellen framgår att den totala höjningen i elektrisk effekt är 727 MWe.*

Reaktor	Ursprunglig termisk effekt (MW <sub>th</sub> )	Ny termisk effekt (MW <sub>th</sub> )	Höjning (%)	Ursprunglig elektrisk effekt (MW <sub>e</sub> )	Ny elektrisk effekt (MW <sub>e</sub> )	Höjning (%)	År för Höjning
Barsebäck 2	1700	1800	5.9	580	615	6.0	1985
Forsmark 1	2711	2928	8.0	900	1006	11.8	1986
Forsmark 2	2711	2928	8.0	900	1006	11.8	1986
Forsmark 3	3020	3300	9.3	1100	1200	9.1	1989
Oskarshamn 1	1375	-	-	460	490	6.5	2003
Oskarshamn 2	1700	1800	5.9	580	630	8.6	1982
Oskarshamn 3	3020	3300	9.3	1100	1200	9.1	1989
Ringhals 1	2270	2500	10.1	750	870	16.0	1989
Ringhals 2	2440	2660	9.0	820	910	11.0	1989
Ringhals 3	2783	-	-	-	-	-	-
Ringhals 4	2783	-	-	-	-	-	-

En effekthöjning kan påverka anläggningen på en rad olika sätt och i varierande grad beroende på höjningens storlek. De förhållanden och parametrar som kan påverka säkerheten måste därför identifieras och analyseras för att klargöra om säkerhetskraven uppfylls med nödvändiga säkerhetsmarginaler.

Ett antal komponenter och system i kraftverket måste kontrolleras ha kapacitet motsvarande den högre effekten. Inverkan på säkerheten sker principiellt genom att härden kommer att innehålla mer reaktivitet. Inventariet av radioaktiva ämnen i bränslet ökar. Neutronstrålningen på komponenter runt reaktorhärden ökar. Reaktorns resteffekt är proportionell mot drifeffekten och ökar därför också. De system som ska tillföra kylvatten till reaktor samt kyla bort resteffekten måste få ökad kapacitet. Eftersom den totala energiproduktionen från reaktor ökar kommer även förbrukningen av klyvbart material (U-235) att öka. Ökningen blir som mest i proportion till effekthöjningen. Den ökade resteffekten gör även att vissa förlopp i händelse av driftstörning eller haveri kommer att gå snabbare.

Tillstånd till drift med förhöjd effekt för en reaktor kan tillstyrkas från SKI:s sida under förutsättning att det genom analyser och andra åtgärder visas att anläggningarna kan drivas vid de högre effektnivåerna på ett sådant sätt att säkerhetskraven uppfylls. Därtill behöver eventuella kända brister eller öppna frågeställningar som berör säkerheten vara hanterade på ett acceptabelt sätt. I SKI:s tillsyn ligger även att verka för att möjligheter till säkerhetsförbättringar övervägs i samband med att förändringar av olika slag planeras.

SKI:s granskning av ett effekthöjningsärende omfattar flera steg. Inledningsvis gör SKI en första bred säkerhetsbedömning som också utgör underlag till yttrandet till regeringen inför dess beslut i fråga om tillstånd. Om tillstånd beslutas, inleds efterföljande steg med granskning av de fördjupade utredningar och analyser som sökanden redovisar för de förändringar som behövs i anläggningarna och i deras driftsätt. SKI följer sedan upp förändringar i anläggningen och beslutar i fråga om provdrift och rutinmässig drift vid den förhöjda effekten. SKI:s process för hantering av effekthöjningsärenden beskrivs närmare i promemorian ”*Granskning och annan tillsyn vid höjning av termisk effekt i kärnkraftsreaktorer*”<sup>4</sup>.

Följande effekthöjningsärenden är aktuella:

I december 2004 lämnade SKI yttrande över ansökningar från RAB om tillstånd enligt lagen om kärnteknisk verksamhet att höja den termiska effekten i Ringhals 1 och 3. Regeringen har den 20 oktober 2005 beslutat att RAB får höja den termiska effekten dels vid Ringhals 1 från 2500 MW till 2540 MW, dels vid Ringhals 3 från 2783 MW till 31600 MW. Som villkor för besluten gäller att SKI ska godkänna att reaktorerna tas i provdrift respektive rutinmässig drift vid de högre effekterna. RAB har inkommit med analyser och annat underlag samt en ansökan om provdrift av Ringhals 3 vid en högre effektnivå. SKI har inlett granskningar av dessa underlag.

Den 6 oktober 2004 inkom OKG med ansökan om tillstånd att höja den uttagbara termiska effekten vid Oskarshamn 3 från 3300 MW till 3 900 MW. SKI har efter granskning av ansökan med tillhörande underlag funnit att det finns förutsättningar för att höja den termiska effekten i Oskarshamn 3 och driva anläggningen vid den högre effektnivån på ett sådant sätt att säkerhetskraven uppfylls med nödvändiga säkerhetsmarginaler. SKI har därför i yttrande till regeringen föreslagit att regeringen beviljar OKG tillstånd enligt lagen om kärnteknisk verksamhet att driva reaktor Oskarshamn 3 vid den högre effektnivån. SKI har också föreslagit regeringen att tillstånden förenas med villkor av innebörden att reaktorerna inte får tas i provdrift eller rutinmässig drift med den nya högsta uttagbara termiska effekten utan SKI:s godkännande.

Den 29 september 2005 inkom FKA till SKI med en ansökan om tillstånd att höja den termiska effekten från 2928 MW till 3253 MW vid vardera reaktor Forsmark 1 och 2 och från 3300 MW till 3775 MW vid reaktor Forsmark 3. SKI har nu genomfört de huvudsakliga granskningarna av ärendet. Vissa frågor återstår att klarlägga. SKI räknar med att kunna överlämna ett yttrande över ansökan till regeringen under våren 2006.

I samtliga dessa ärenden görs det även en miljöprövning av berörda miljödomstolar.

---

<sup>4</sup> Granskning och annan tillsyn vid höjning av termisk effekt i kärnkraftsreaktorer. SKI-PM 04:11. Statens Kärnkraftinspektion 2004-11-01.

## 4. Säkerhetsförbättringar av reaktorerna

### Nya föreskrifter om konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer

Säkerhetsmässiga förbättringar av de svenska reaktorerna har hittills skett genom successiva anläggningsändringar och speciella insatser till följd av inträffade händelser och identifierade problem i anläggningarna. Till grund för dessa successiva ändringar har dessutom legat nya reaktorkonstruktioner som pekat på möjliga säkerhetsförbättringar och att det framkommit ny kunskap genom analyser och forskning.

Exempel på problem som lett till denna typ av anläggningsändringar är den s.k. silhändelsen i Barsebäck 1992 då det uppdagades att nödkylningssystemen i kokvattenreaktorerna med externa huvudcirkulationspumpar inte fungerade på det sätt som förutsattes i säkerhetsredovisningarna. Händelsen ledde till ombyggnader i övriga svenska anläggningar och omprövning av tidigare analyser.

Genom SKI:s föreskrifter (SKIFS 2004:2) om konstruktion och utförande av kärnkraftsreaktorer har situationen delvis förändrats. Med dessa föreskrifter har SKI utvecklat och förtydligat viktiga säkerhetskrav för kärnkraftreaktorerna. Kraven bygger på svenska och utländska drifterfarenheter, senare års säkerhetsanalyser, resultat från forsknings- och utvecklingsprojekt samt utvecklingen av IAEA<sup>5</sup>:s säkerhetsstandarder och de industristandarder som tillämpades vid uppförandet av anläggningarna. Kraven omfattar de konstruktionsprinciper som ska tillämpas, den förbättrade tålighet mot vissa felfunktioner och händelser som ska finnas, miljötålighet, vilka övervaknings- och manövermöjligheter från kontrollrum och reservövervakningsplats som ska finnas samt den säkerhetsklassning och händelseklassning som ska ligga till grund för bland annat analyser av olika slag. Dessutom ingår bestämmelser om reaktorhårdens konstruktion och drift.

Föreskrifterna trädde, med vissa övergångsbestämmelser, i kraft den 1 januari 2005. Övergångsbestämmelserna innebär att berörda tillståndshavare ska kunna ges nödvändig tid att planera och genomföra de åtgärder i reaktorerna som krävs för att uppfylla föreskrifterna. Med utgångspunkt från övergångsbestämmelserna har därför berörda tillståndshavare till SKI redovisat de åtgärder som behöver vidtas vid respektive reaktor och när i tiden åtgärderna ska vara genomförda. SKI har tagit ställning till och fattat beslut om åtgärderna vid reaktorerna Forsmark 1-3. Motsvarande ställningstagande till och beslut om åtgärder vid reaktorerna Oskarshamn 1-3 och Ringhals 1-4 beräknas föreligga vid halvårsskiftet 2006.

Föreskrifterna innebär att omfattande åtgärder behöver genomföras vid många reaktorer, speciellt i de äldre, för att därigenom ytterligare förbättra säkerheten till den moderna nivå som följer av de skärpta kraven. Arbetet med säkerhetsförbättringarna kommer att pågå under en relativt lång tid, framåt 2013. Under samma period planeras även effekthöjningar vid flera reaktorer. (Se avsnittet "*Härd- och bränslefrågor*"). Dessa arbeten sammantagna kommer att ställa såväl tillståndshavarna som deras leverantörer inför stora utmaningar framöver. Även SKI kommer att ställas inför stora utmaningar med granskningar och andra tillsynsinsatser som kommer att behövas under perioden.

---

<sup>5</sup> Internationella atomenergiorganet i Wien

## **Moderniseringsprojekt**

Tillståndshavarna har sedan tidigare identifierat behov av större genomgripande moderniseringar och Oskarshamn 1 var den första svenska reaktor att genomgå en mycket omfattande modernisering. Arbetet avslutades under 2002 och innebar bland annat en ny utformning av säkerhetssystemen, ny instrumenterings och kontrollutrustning samt ett nytt kontrollrum.

Även om många säkerhetsförbättringar och moderniseringar av reaktorerna fortsättningsvis kommer att styras av SKIFS 2004:2 finns det andra skäl till åtgärder. Det kan vara såväl driftsekonomiska överväganden som att äldre utrustning ställer ökade krav på underhåll och provning, att teknisk utrustning behöver bytas ut på grund av att den är föråldrad och svårigheter att hitta reservdelar eller kompetens för underhåll. Elektroniken och utrustning i kontrollrummet utgör exempel på det senare, där äldre utrustning kommer att ersättas med modernare utrustning, baserad på digitalteknik.

Tillståndshavarna har både långtgående moderniseringsplaner och pågående moderniseringsprojekt. Flertalet av dessa innebär etappvis modernisering som sträcker sig många år framåt i tiden. Exempelvis har Oskarshamn 2 presenterat moderniseringsplaner som sträcker sig fram till 2012. Planerna för Ringhals 2 har hittills berört ställverk och avfallssystem, och kommer under kommande år att omfatta modernisering av kontrollutrustning och kontrollrum. Ringhals 1 förbereder en ombyggnad och komplettering av kontrollutrustningen.

Vid Ringhals pågår ett projekt benämnt FIMP (Fire Improvement Project), i vilket alla anläggningarnas brandskydd moderniseras och effektiviseras för att möta moderna konstruktionskrav. I projektet ingår bland annat att installera helt nya redundanta dieseldrivna brandvattenpumpar, en ny ringledning för brandvatten med nya stigar- och fördelningsrör vid alla blocken.

SKI utövar tillsyn av de pågående moderniseringarna och planerar för fleråriga och mycket omfattande tillsynsinsatser av de framtida moderniseringarna.

## **Uppdatering av säkerhetsredovisningar och de säkerhetstekniska driftföresättningar**

Kraftföretagen påbörjade under mitten av 1990-talet genomgångar av de ursprungliga konstruktionsföresättningar och säkerhetsredovisningar för reaktorerna. Genomgångarna initierades efter silhändelsen i Barsebäck 1992 vilken uppdagade brister i konstruktionsföresättningar. Arbetsinsatserna har varit betydande, särskilt för de äldsta reaktortyperna. Genomgångarna har identifierat vissa punkter i de ursprungliga konstruktionerna, vilka har åtgärdats eller kommer att åtgärdas. Genom SKI:s ändrade föreskrifter (SKIFS 2004:1) om säkerhet i kärntekniska anläggningar förtydligades och skärptes även kraven på säkerhetsredovisningar och säkerhetsanalyser.

Som resultat finns i dag uppdaterade säkerhetsredovisningar för Barsebäck 2, Oskarshamn 2, Ringhals 1 och Ringhals 2. SKI:s granskning av ny säkerhetsredovisning för Ringhals 2 genomförs under hösten 2006. Oskarshamn 1 har efter sin modernisering

också inkommit med en reviderad säkerhetsredovisning. För de modernare reaktorerna Forsmark 1, Forsmark 2, Forsmark 3 och Oskarshamn 3 blir konsekvenserna av konstruktionsgenomgångarna och de skärpta kraven mindre.

Motsvarande genomgångar pågår för Ringhals 3 och 4. För Ringhals 3 inkom en preliminär säkerhetsredovisning (PSAR) i slutet av 2005 som en del i ansökan om effekthöjning. SKI:s granskning av denna genomförs under våren 2006.

RAB har genomfört ett projekt för tryckvattenreaktorerna, som syftat till att modernisera och förenkla respektive reaktors säkerhetstekniska driftförutsättningar, STF, efter en princip som kallas för MERITS. Principen har utvecklats i USA och bygger delvis på riskbaserade kriterier. SKI har granskat och godkände, med vissa förbehåll, att de nya STF regelverken kunde tas i bruk sommaren 2005. I slutet av 2005 och början av 2006, sker granskning av de redovisningar och kompletteringar som SKI begärt i nämnda beslut.

### **Probabilistiska säkerhetsanalyser**

Grunden för reaktorernas ursprungliga konstruktion och säkerhetsredovisningar har i allt väsentligt legat på deterministiska krav och analyser. Grunden till reaktorernas säkerhetsutveckling är, enligt SKI:s krav i SKIFS 2004:1, fortfarande deterministiska krav och säkerhetsanalyser. Krav ställs emellertid också på att probabilistiska säkerhetsanalyser, PSA, ska göras för att verifiera och utveckla säkerheten. Syftet är således att genom både deterministiska analyser och PSA få en så allsidig belysning som möjligt av risk och säkerhet. PSA utgör därmed ett viktigt verktyg för att identifiera eventuella svagheter och behov av säkerhetsförbättrande åtgärder. Detta gäller såväl reaktorernas konstruktion och utformning som deras säkerhetstekniska driftförutsättningar samt störnings- och haveriinstruktioner.

Både deterministiska analyser och PSA ska vara grundade på en systematisk inventering av de händelser och förhållanden som kan leda till radiologisk olycka. Detta innebär bland annat att en reaktors PSA behöver omfatta alla störningar och haveriförlopp som kan uppkomma under olika driftförhållanden inklusive upp- och nedgång samt revisionsavställning. Dessutom behöver det i en PSA ingå yttre påverkan såsom brand och översvämning.

Både i svenska och utländska anläggningar används PSA i ökad utsträckning, inte bara för säkerhetsutvecklingen utan också för optimeringsåtgärder av olika slag. Det kan t.ex. gälla optimering av underhålls-, kontroll- och provningsprogram. Dessa tillämpningar ställer nya och större krav på modellernas omfattning, täckningsgrad, kvalitet och validitet samt på använda ingångsdata och -parametervärden.

Tidigare framtagna PSA för de svenska reaktorerna har en del brister i dessa avseenden som successivt åtgärdas. SKI driver genom sin tillsyn på tillståndshavarnas arbete med att komplettera och färdigställa PSA som uppfyller gällande krav. SKI gör också bedömningen att heltäckande PSA är viktiga i arbetet med att analysera och utvärdera åtgärder som följer av kraven i SKIFS 2004:2.



## 5. Organisation och säkerhetskultur

Säkerhetsfrågor inom kärnkraftsindustrin kräver en förmåga att hantera ett komplext samspel mellan teknologi, människor, organisation och ekonomi för att upprätthålla och fortsatt förbättra säkerheten. Detta avsnitt behandlar hur kärnkraftverken enligt SKI:s bedömning arbetat med frågor kring bl.a. organisation, ledningssystem, utredning av händelser, kompetenssäkring och säkerhetskultur under 2005.

### **Förändringar av organisation och hur verksamheter styrs och säkerhetsgranskas**

Inga större organisationsändringar har genomförts under 2005. Studsvik AB har dock omorganiserats till följd av avvecklingen och den nya organisationen trädde i kraft den 1 juli 2005. Barsebäck 2 stängdes den 31 maj 2005, efter ett regeringsbeslut. Bemanningen har därefter reducerats och vid anläggningen (Barsebäck 1 och 2) bedrivs nu s.k. servicedrift.

SKI konstaterar för övrigt att rutiner för att hantera ändringar i organisation och verksamheter finns hos samtliga kärnkraftverk. Kärnkraftverken har rutiner så att säkerhetsaspekterna inom förändringsarbetet identifieras tidigt och att de omhändertas genom hela processen.

SKI genomförde en inspektion under hösten 2005 som en del i att följa upp hur OKG har utvärderat den större organisationsändringen som genomfördes under 2002. Vidare ingick i inspektionen att följa upp att OKG genomfört nödvändiga åtgärder och vidareutvecklat egenkontrollen av hanteringen av organisatoriska ändringar inklusive primär och fristående säkerhetsgranskning. SKI bedömer att OKG uppfyller kraven i SKI:s generella föreskrift (SKIFS 2004:1) på: en organisation utformad för att upprätthålla säkerheten; ett definierat och dokumenterat ansvar, befogenheter och samarbetsförhållanden för de nyckelbefattningar som var föremål för omorganisationen; att den kärntekniska verksamheten leds, styrs utvärderas och utvecklas med stöd av ett ledningssystem med inriktning på hanteringen av organisatoriska ändringar, samt inriktning, omfattning och dokumentation i den primära och fristående säkerhetsgranskningen avseende organisatoriska ändringar. SKI identifierade två mindre förbättringsbehov som bedöms ha en ringa säkerhetsbetydelse.

En förnyad granskning av de dokumenterade yrkestekniska kompetenskraven för den personal som utför fristående säkerhetsgranskning vid kärnkraftverken OKG och RAB har genomförts under 2005, efter en begäran om komplettering under 2004. SKI:s granskning resulterade i krav på ytterligare komplettering av de dokumenterade kompetenskraven. SKI begärde även en redovisning av kompetensläget i form av s.k. gap-analyser vid den fristående säkerhetsgranskningsfunktionen från OKG, RAB och FKA. Kompletteringen och redovisningen av kompetensläget har inkommit till SKI och en granskning pågår av genomförda åtgärder och kompetensläget. Vid en första anblick så kan SKI konstatera att innehållet i kompetenskravdokumenten hos industrin avsevärt har förbättrats.

SKI genomförde under året två inspektioner, vid Oskarshamn respektive Forsmark, med det övergripande syftet att göra bedömning av om dessa tillståndshavare har ett system för att säkerställa att uppdagade förhållanden säkerhetsvärderas utan onödigt dröjsmål. SKI avsåg bland annat att kartlägga hur uppmärksammade brister hanteras, hur informationskanaler och beslutsgång vid uppmärksammade brister ser ut samt om det finns rutiner som tillser att uppmärksammade brister behandlas på lämpligt sätt mot med gällande krav. SKI kunde konstatera Oskarshamn och Forsmark har ett system för hantering av oklara uppdagade förhållanden. De har rutiner för att detta behandlas enligt gällande krav genom olika mötesformer, informationskanaler, beslutsgångar samt dokumenterade instruktioner för dessa.

Vidare har SKI genomfört två inspektioner av utredning av händelser med avseende på MTO vid OKG och RAB under året. Det övergripande syftet med inspektionerna var att bedöma deras system för utredning av händelser dels genom att granska styrningen i kvalitetssystemet och dels genom stickprov. SKI identifierade inte några avvikelser från kraven i SKIFS 2004:1 varken på OKG eller RAB. Däremot har SKI identifierades förbättringsbehov inom samtliga inspekterade krav. Vid OKG fann SKI bl.a. att strukturen på kvalitetssystemet behövde förbättras. Både RAB och OKG saknade dokumenterade rutiner för hur de avser att följa upp att genomförda åtgärder fått avsedd effekt och hur de ska utvärdera verksamheten med utredning av händelser.

SKI har gjort anläggningsbevakningar på Forsmark samt Ringhals angående deras MTO-relaterade RO (Rapportvärda Omständigheter). SKI kunde konstatera att FKA på ett bra sätt arbetar med klassning och uppföljning av RO. SKI ansåg att FKA behövde förbättra kvaliteten på RO:na så att man utifrån texten kan utläsa och förstå den bakomliggande orsaken till varför händelsen har inträffat. För Ringhals del kan SKI konstatera att RAB i viss mån arbetar med klassning och uppföljning av RO, främst i samband med årsrapporten. SKI kan konstatera att klassningar av RO görs på olika håll men anser att Ringhals i större utsträckning borde systematisera klassning och trenduppföljning för att bättre kunna dra lärdom av inträffade händelser.

### **Fortsatt utveckling av ledningssystem och internrevisioner**

Under 2005 genomförde SKI en granskning av FKA:s ledningssystem. Granskningen visade att FKA har ett ledningssystem som är fastställt, dokumenterat och täcker samtliga verksamheter. SKI identifierade dock några mindre förbättringsbehov. SKI ansåg att FKA borde tydliggöra kopplingen mellan ledningssystemet och verksamhetsprogrammet och se över avdelningarnas styrning vad gäller generella chefsuppgifter så att dessa blir mer enhetliga. SKI menade, i granskningen, att dessa åtgärder tydliggör styrningen av verksamheten samt att indata till ledningens uppföljning blir bättre. FKA har i brev svarat på SKI:s granskning och förbättringsbehoven som SKI identifierat har omhändertagits på ett acceptabelt sätt. Vidare genomförde SKI en inspektion vid FKA med syftet att i praktiken verifiera den struktur, styrning och de rutiner och arbetssätt som är fastställt och finns dokumenterat i FKA:s ledningssystem. Vid inspektionen framkom det att FKA har säkerhetsmål och riktlinjer för hur säkerheten ska upprätthållas och utvecklas och att de som arbetar i verksamheten är väl förtrogna med målen och riktlinjerna. Vidare konstaterade SKI att säkerheten rutinmässigt övervakas och följs upp, avvikelser identifieras och hanteras så att säkerheten upprätthålls och fortlöpande utvecklas enligt de mål och riktlinjer som

gäller för verksamheten. SKI identifierade dock följande förbättringsbehov som FKA borde beakta för att tydliggöra styrningen av verksamheten. Dessa var:

- Tydligare koppling mellan FKA:s mål till respektive verksamhetsområde
- Tydligare målformulering så att uppföljningen kan göras bättre
- Tydligare handlingsplaner för att nå målen

SKI har under 2005 fortsatt att följa OKG:s arbetet med att utveckla ledningssystemet. OKG har tagit ett helhetsgrepp i arbetet med att omarbete ledningssystemet. Vilket innebär framtagning och implementering av ett processororienterat ledningssystem. Tidplanen har varit pressad vilket har inneburit att införandet av det nya processororienterade ledningssystemet har senarelagts och kommer att införas senast i juni 2006. De krav som SKI ställde i beslutet eftergranskningen av ledningssystemet 2004 har åtgärdats. Skiljaktigheten består i att åtgärderna har införts i det befintliga ledningssystemet och inte i det nya vilket uppgavs i åtgärdsplanen.

Inom Ringhalsgruppen fortsätter arbetet med att utveckla verksamhetsstyrssystemet samt den processutveckling som startades för några år sedan. Vid en uppföljning under 2005 presenterade Ringhals den övergripande processkartan. Vidare presenterade Ringhals på vilket sätt som arbetet med processutvecklingen bedrivs inom Ringhals. Ringhals pågående processutveckling gav ett gott intryck och bör kunna medföra ytterligare effektivitetshöjningar även inom säkerhetsarbetet.

SKI kan konstatera att tillståndshavarna vid kärnkraftsanläggningarna fortsätter att utveckla sin verksamhet genom att genomföra internrevisioner. En gång per år träffar SKI respektive tillståndshavare för att få en uppfattning om hur deras internrevisionsverksamhet fungerar, vilka internrevisioner som genomförts och vad dessa har gett för resultat. SKI kan konstatera att samtliga har en process för att genomföra internrevision i ledningssystemet samt att det finns en upparbetad praxis för att arbeta med internrevisioner. SKI bedömer att samtliga kärnkraftverk håller god kvalitet vad gäller styrning och arbetet med internrevisioner. Under 2005 kunde dock SKI konstatera att OKG inte klarat genomföra alla de internrevisioner som var planerat med anledning av att mycket resurser gått till arbetet med framtagningen av det nya processororienterade ledningssystemet.

### **Avvecklingssituationen Barsebäck och Studsvik**

Den förstärkta tillsynen av Barsebäck har fortsatt under året fram till och med Barsebäck 2:s stängning den 31 maj 2005. SKI:s tillsyn har inriktats på att följa upp om BKAB fram till stängningen av Barsebäck 2 vidtagit tillräckliga åtgärder för säker drift. SKI anser att BKAB huvudsakligen hanterat den utdragna avvecklingssituationen på ett förtjänstfullt sätt. BKAB har vidtagit många insatser för att behålla en kompetent och motiverad personal. Vissa problem har dock präglat tidsperioden från stoppet av Barsebäck 1. Främst avses de problem och brister som SKI uppdagade efter blandarhändelsen. SKI har därefter följt de åtgärder som BKAB vidtagit för att rätta till de brister som SKI då pekade på. I ett flertal inspektioner, granskningar och anläggningsbevakningar har SKI kunnat konstatera att många bra insatser har genomförts.

SKI har granskat Studsvik Nuclear AB:s bemanningsplan inför avvecklingen gällande drift av R2 och R2-0 t.o.m. 18 juni 2005. SKI bedömde att Studsvik hade förutsättningar att driva reaktorerna på ett säkert sätt utifrån den situation de befann sig i. SKI ansåg också att Studsvik hade en tydlig och genomtänkt plan för att motivera personalen men även för att hantera ovisshet och svåra frågor som kan uppstå i samband med en uppsägning. SKI ansåg dock att NQ borde ha en tydligare strategi och ta ställning till behovet av förstärkt granskning av verksamheter som har betydelse för säkerheten. SKI bedömde det som ytterst viktigt att ledningen var synlig i organisationen både för att lämna information men även för att fånga upp motivationen hos personalen och försäkra sig om att arbetet bedrivs med hög säkerhet.

### **Kompetens- och resurssäkring med fokus på driftpersonal**

SKI har under tidigare år följt upp verkens kompetenssäkringssystem och konstaterade då att samtliga anläggningar hade dokumenterade systematiska metoder för att tillse att det finns tillräckligt med personal och tillräckligt med kompetens nu och på flera års sikt. Med hänsyn till driftpersonalens ansvar och betydelse för den operativa säkerheten vid en reaktorläggning ställs särskilda krav på dessa. Föreskrifterna, SKIFS 2000:1, om kompetens hos driftpersonal vid reaktorläggningar har varit i kraft sedan januari 2001. SKI har efter detta datum genomfört inspektioner på Oskarshamn, Ringhals och Barsebäck för att bedöma hur kärnkraftverken uppfyller kraven i SKIFS 2000:1 och då konstaterat att åtgärder krävts. Under 2005 bedömde SKI att både Oskarshamn, Ringhals och Barsebäck genomfört tillräckliga åtgärder för att uppfylla SKI:s krav.

SKI genomförde en inspektion angående kompetens och bemanning hos driftpersonal på FKA i december 2005. Sammanställning av denna inspektion pågår för närvarande.

Ett annat område som är av stor vikt att se över är tillståndshavarnas kompetenssäkring av inhyrd personal. SKI genomförde under juni 2005 en inspektion på OKG inom områdena kompetenssäkring av inhyrd personal som ett led i tillsynen för att bedöma om OKG uppfyller SKI:s krav. SKI bedömde att OKG uppfyllde de grundläggande kraven men att OKG:s kompetenssäkringsprocess avseende inhyrd personal på samtliga områden som omfattades av inspektionen hade behov av förbättringsåtgärder i olika omfattning. Åtgärdsbehov gällde i huvudsak systematik i arbete, dokumentation samt tillämpning av styrande instruktioner och rutiner. OKG instämde i de bedömningar som SKI gjort samt redovisade hur de planerade för att åtgärda de identifierade förbättringsbehoven.

SKI kan konstatera att inspektionerna fungerat pådrivande då de kärnkraftverk som hunnit genomföra sina åtgärdsprogram redovisat stora förbättringar avseende alla driftledningsnivåer. Arbetet med kompetenssäkring har getts en hög prioritet på kärnkraftverken och att det finns en systematik i hur anläggningarna ser till att de har tillräckligt med kompetens och bemanning.

### **Fortsatt utveckling av säkerhetskulturen**

Tillståndshavarna har sedan några år en säkerhetskulturenkät med vilken man gör interna mätningar. SKI ser mycket positivt på att tillståndshavarna arbetar med

säkerhetskultur och konstaterar att det pågår en mängd insatser inom detta område såsom seminarier och tvärorganisatoriska diskussioner.

SKI har i ett pågående forskningsprojekt, Approaches to Safety Culture Enhancement, försökt att skapa ökad kunskap om metoder och möjligheter att stärka säkerhetskulturen hos tillståndshavarna. Fokus i projektet är lagt på ledningens syn på och förståelse för säkerhet och säkerhetskultur. Forskningsprojektet är uppbyggt kring en modell för att medvetandegöra olika syn på den egna organisationens säkerhet och arbete med säkerhet. Under året har Westinghouse Electric Sweden varit med i projektet. Tidigare har Oskarshamn och Ringhals deltagit i detta projekt.

Projektet genomförs som en form av aktionsforskning där de deltagande tillståndshavarna direkt får hjälp och möjlighet att finna metoder att gå vidare med sitt eget arbete med stärkande av sin specifika säkerhetskultur. Syftet med hela projektet är också att SKI ska få en övergripande och sammanvägd bild av statusen på säkerhetskulturen inom svensk kärnkraftindustri.

SKI har fortsatt under 2005 följt upp de åtgärder som BKAB genomfört med anledning av den s.k blandarhändelsen. BKAB har, fram till dess Barsebäck 2 stängdes den 31 maj 2005, redovisat erfarenheter av de organisatoriska och administrativa åtgärder som genomförts inom områdena att bringa reaktorn i säkert läge, konstruktionsstyrning och säkerhetsgranskning. Därutöver har BKAB redovisat de åtgärder som genomförts inom ramen för det säkerhetskulturprogram som tagits fram. SKI kan konstatera att många bra insatser har genomförts och bedömer att BKAB hanterat och utvecklat verksamheten på ett tillfredställande sätt.

## 6. Fysiskt skydd och Kärnämneskontroll

SKI bedömer att samtliga kärnkraftverk har ett fysiskt skydd som uppfyller gällande krav. Bedömningen grundas på tillsynsaktiviteter som anläggningsbevakning, händelserapportering, anmälningar om anläggningsändringar samt årsrapporter avseende det fysiska skyddet vid respektive anläggning.

Under året har nya föreskrifter (SKIFS 2005:1) för fysiskt skydd av kärntekniska anläggningar beslutats. De nya bestämmelserna kommer att få omfattande konsekvenser för tillståndshavarna bland annat genom skärpta krav på områdesskydd, skalskydd och tillträdeskontroll. Föreskrifterna träder i kraft den 1 januari 2007 då också huvuddelen av de föreskrivna åtgärderna ska vara genomförda. Vissa mer omfattande åtgärder ska vara genomförda den 1 januari respektive 1 oktober 2008. Med dessa införandebestämmelser ges tillståndshavarna nödvändig tid för att genomföra de åtgärder som behövs vid varje anläggning. SKI avser vidare att komplettera de nyligen fastställda föreskrifterna med bestämmelser om skydd av s.k. vitala och säkert tillslutna utrymmen i kärnkraftreaktorer.

Det koncept för fysiskt skydd som är etablerat och som förutsätts gälla även fortsättningsvis bygger på att anläggningsinnehavarna vidtar nödvändiga åtgärder för att förebygga att ett sabotage, angrepp eller annan liknande medveten handling leder till en radiologisk olycka. Vid brottsligt angrepp förutsätts dessutom polisen snabbt agera för att i samverkan med anläggningsinnehavaren skydda anläggningen och avvärja angreppet.

Under året har SKI intensifierat dialogen med Rikskriminalpolisen och polismyndigheterna i kärnkraftslänen samt tillståndshavarna för kärnkraftverken för att så långt möjligt förvissa sig om att insatsberedskapen är tillräcklig i händelse av ett angrepp eller en allvarlig hotsituation vid en kärnteknisk anläggning.

Bakgrunden är polismyndigheternas centrala roll i händelse av ett brottsligt angrepp på en kärnteknisk anläggning t.ex. ett kärnkraftverk. Polisen utgör då den beväpnade insatsstyrkan med uppgift att i första hand bistå anläggningsinnehavaren att upprätthålla reaktorsäkerheten och i händelse av en ockupation återta anläggningen och besätta nödvändiga operatörsutrymmen.

En arbetsgrupp bestående av representanter från lokala och centrala polismyndigheter samt tillståndshavare har i en rapport lämnat förslag till SKI på åtgärder för att förbättra insatsberedskapen i händelse av ett brottsligt angrepp på en kärnteknisk anläggning. SKI har ännu inte tagit ställning till rapporten.

Avslutningsvis kan nämnas att SKI i samråd med Säkerhetspolisen och Rikskriminalpolisen sett över den dimensionerande hotbilden som ligger till grund för SKI:s föreskrifter om fysiskt skydd av kärntekniska anläggningar. Översynen resulterade i en bedömning att den dimensionerande hotbilden är fortsatt relevant och därför inte behöver ändras.

## **Anläggningarnas kärnämneskontroll är tillfredställande**

Under 2005 har såväl SKI som IAEA och Euratom genomfört inspektioner av hur kärnämneskontrollen hanteras vid anläggningarna. 89 inspektioner har genomförts vid kärnkraftverken. De kriterier som IAEA och kommissionen arbetar efter innebär att tidsintervallet mellan två inspektioner vid en anläggning som har bestrålat kärnbränsle ej får överstiga tre månader. Vidare ska varje anläggning en gång årligen genomföra en fysisk inventering av sitt innehav. För kärnkraftverken sker detta i samband med den årliga revisionen. Resultatet av inventeringen verifieras då av SKI, IAEA och kommissionen. Vid inspektionerna under 2005 har inget framkommit som tyder på brister i kärnämneskontrollen vid kärnkraftverken.

Under 2005 har de till SKI inlämnade uppdateringarna av anläggningsbeskrivningarna för tilläggsprotokollet till safeguardavtalet med IAEA skickats till IAEA före den stipulerade tidpunkten 15 maj. Tilläggsprotokollet innebär att staten måste ge IAEA mer information än tidigare om kärnteknisk verksamhet och även om verksamhet relaterad till kärnbränslecykeln. IAEA begärde under sommaren komplettering och förtydligande av den under 2004 insända grunddeklarationen. Efter att underlag inkommit från kraftbolagen lämnades svar till IAEA under december månad. Tilläggsprotokollet ger dessutom IAEA en utökad inspektionsrätt. Detta har under 2005 utnyttjats för kompletterande tillträde av IAEA vid ett tillfälle vid en kärnkraftanläggning. En ny Euratomförordning om kärnämneskontroll trädde i kraft i mars 2005. Förordningen ger bland annat EU kommissionen rätt att kräva in information som kommissionen behöver för att kunna uppfylla kraven i tilläggsprotokollet samt innebär även krav på vissa förändringar i rapporteringen till EU-kommissionen.

## 7. Strålskyddsläget

### Sammanfattning och bedömning

SSI gör den övergripande bedömningen att strålskyddet vid de svenska kärnkraftverken har fungerat bra under år 2005 och kan inte se några tecken på att de resurser och den kompetens som krävs för att upprätthålla ett gott strålskydd har minskat. SSI vill dock poängtera att det är fortsatt angeläget att strålskyddsfrågor har en hög prioritet inom kärnkraftverkens driftledning för en framtida positiv utveckling.

Den totala stråldosen till personal vid svenska kärnkraftverk blev 9,2 manSv<sup>6</sup>, vilket överensstämmer med medelvärdet av de totala stråldoserna de senaste fem åren (9 manSv). Flera av blocken hade långa revisionsavställningar<sup>7</sup> till följd av stora renoverings- och moderniseringsarbeten medan andra block hade korta avställningar då de enbart utförde bränslebyten och visst underhåll. Ingen person har fått en stråldos över fastställda dosgränser, men tre personer fick en stråldos större än 20 mSv<sup>8</sup>.

Som en följd av anläggningsändringar på grund av effekthöjningar och moderniseringar av stationerna kommer arbetsinsatserna vid olika block att variera från år till år. Detta kan komma att innebära högre kollektivdoser vid berörda block och SSI vill notera att även den totala stråldosen till personalen vid de svenska kärnkraftverken kommer att påverkas av detta.

SSI följer de resurs- och kompetensfrågor som är kopplade till personalavgångar och kraftverkens användning av externa resurser. SSI anser att det finns utrymme att förbättra samarbetet mellan inhyrd och egen personal och därigenom även fortsättningsvis upprätthålla ett gott strålskydd.

Strålnivåerna i anläggningarna är i stort sett oförändrade jämfört med tidigare år. Ett fåtal bränsleskador inträffade under 2005 men de har inte gett upphov till några nämnvärda negativa strålskyddseffekter.

Stråldoserna till allmänheten från de svenska kärnkraftsverken är fortsatt låga. SSI kräver även i framtiden ett kontinuerligt arbete vid kärnkraftverken för att ytterligare reducera utsläppen av radioaktiva ämnen genom att bland annat använda bästa möjliga teknik<sup>9</sup> (BAT). De åtgärder som redovisats av kärnkraftverken för att uppnå målvärdena<sup>10</sup> visar att de planerade åtgärderna, i de flesta fall, visar en tillfredsställande ambitionsnivå. De kontrollmätningar som SSI gör på omgivningsprover runt kärnkraftverken samt på utsläppsvatten, visar god överensstämmelse med tillståndshavarnas egna mätningar.

---

<sup>6</sup> ManSv (mansievert) är enheten för total stråldos (kollektivdos) vilken beräknas som genomsnittlig stråldos till individen i en grupp, multiplicerat med antalet individer i gruppen.

<sup>7</sup> En revision är ett årligt stopp av en kärnkraftreaktor då reaktorinneslutningen och reaktortank öppnas. Under denna period utförs bränslebyte samt planerade kontroller och reparationer på reaktor-, service- och driftsystem.

<sup>8</sup> Värdet 20 mSv (millisievert) har sitt ursprung i att summan av en persons stråldoser högst får uppgå till 100 mSv under fem på varandra följande år.

<sup>9</sup> Med "Bästa möjliga teknik" (*Best Available Technique*) avses att man använder den mest effektiva metoden för att begränsa utsläpp av radioaktiva ämnen och utsläppens skadliga inverkan på människans hälsa och miljön, och som inte medför orimliga kostnader.

<sup>10</sup> Målvärdet ska ses som ett mått på den utsläppsnivå som kan uppnås under en viss tidsperiod.



## Strålskyddsverksamheten vid kärnkraftverken

Under år 2005 blev den sammanlagda stråldosen till personalen, inklusive entreprenörer, vid de svenska kärnkraftverken 9,2 manSv. Den totala stråldosen är därmed något större än under år 2004 (6,4 manSv) men överrensstämmer med medelvärdet, 9 manSv, för de senaste fem åren. Diagram 6 visar dosutvecklingen för personalen vid kärnkraftverken under perioden 1994 – 2005.

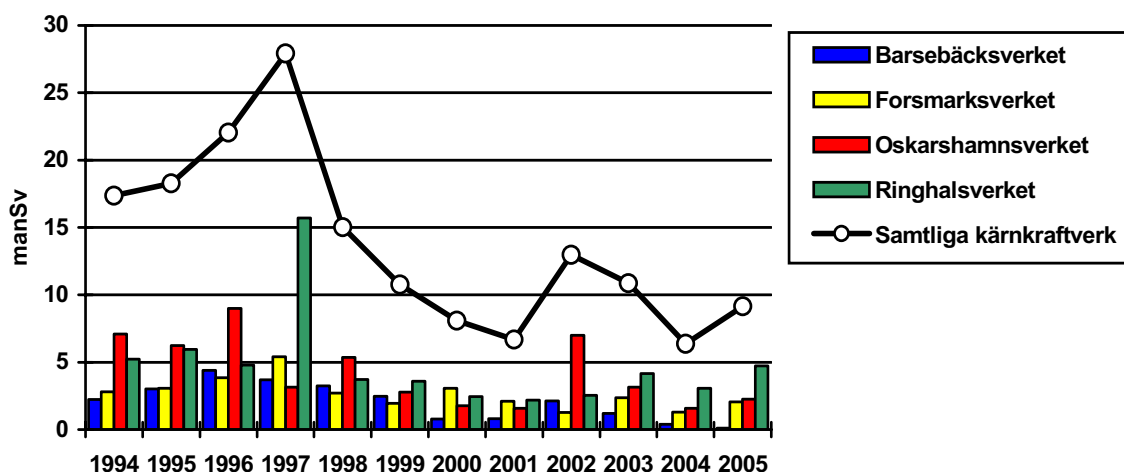


Diagram 6: Årlig total stråldos (manSv) till personalen vid de svenska kärnkraftverken.

Under året erhöll 4 195 personer en registrerad effektiv dos. Medeldosen för dessa personer blev 2,2 mSv vilket är något mer än motsvarande siffra föregående år (1,7 mSv). Den största registrerade individuella stråldosen blev 23,6 mSv. Dessa siffror bör relateras till att tre fjärdedelar av personalen fick stråldoser under 2,5 mSv. Ingen person har fått stråldoser över fastställda dosgränser<sup>11</sup>. Två personer blev internkontaminerade under året till följd av intag av radioaktiva ämnen. De intecknade effektiva doserna blev 0,8 mSv och 0,5 mSv. Rapporteringsgränsen är 0,25 mSv. I tabell 2 återges dosdata från de svenska kärnkraftverken för år 2005.

Tabell 2: Sammanställning av persondoser vid kärnkraftverken år 2005.

	Total stråldos (manSv)	Störst individdos (mSv)	Medeldos (mSv)	Antal personer <sup>1</sup> med registrerad dos > 0,1 mSv
Barsebäck	0,1	5,7	0,7	172
Forsmark	2,1	15,5	1,7	1 225
Oskarshamn	2,3	19,2	1,9	1 188
Ringhals	4,7	21,2	2,1	2 280

<sup>1)</sup> Eftersom en person under ett år kan arbeta vid flera olika verk så kan inte posterna i kolumnen summeras för att få fram det totala antalet personer som fått en registrerad dos.

<sup>11</sup> För ett enstaka år är dosgränsen 50 mSv. Under fem på varandra följande år får summan av en persons stråldoser högst uppgå till dosgränsen 100 mSv.

Kärnkraftverkens personal får den huvudsakliga delen av sin stråldos under revisionsavställningarna. Det är då personalen utför arbeten på områden nära reaktor- och turbinsystemen. Under drift är dessa områden normalt ej är tillgängliga på grund av den höga strålnivån. I SSI:s tillsynsarbete ingår därför att ta del av planeringen inför en revision, speciellt vad gäller strålskyddsoptimering, att inspektera verksamheten under revisionen och då speciellt arbeten som ger eller kan ge höga stråldoser samt att granska utvärderingen efter en revision. I följande text sammanfattas 2005 års strålskyddsverksamhet vid kärnkraftverken och speciellt utfallet av årets revisionsarbeten utifrån ett strålskyddsperspektiv.

#### *Barsebäcksverket*

Strålskyddsverksamheten vid Barsebäcksverket har förflutit väl under året. I och med regeringens beslut i december 2004 om att kärnreaktorn Barsebäck 2 skulle stoppas senast 31 maj 2005 förändrades situationen drastiskt för anläggningen. Den ursprungliga planeringen av en normal underhålls- och serviceavställning på Barsebäck 2 under 2005 ändrades till en förenklad revision för nödvändiga avställnings- och underhållsarbeten på blocket. SSI bevakar strålskyddsverksamheten under den avvecklingsfas som Barsebäck 1 respektive Barsebäck 2 nu befinner sig i.

Arbetsinsatserna på Barsebäck 2 under revisionen har huvudsakligen bestått av en slutlig bränsleurladdning, systemspolning samt underhåll av system som kommer att användas under den efterföljande avställnings- och servicedriften. Det använda bränslet vid Barsebäck 2 är placerat i blockets bränslebassäng tills transport får genomföras till centrallagret för använt bränsle (CLAB).

Stråldoserna på Barsebäcksverket har under år 2005 varit små. Den totala stråldosen till personalen blev 0,1 manSv och inga onormala individdoser har rapporterats.

#### *Forsmarksverket*

Strålskyddet vid Forsmarksverket har under år 2005 varit gott, utan olyckor eller allvarliga tillbud. Under driftåret upptäcktes en liten bränsleskada på Forsmark 3. Det skadade bränslet byttes ut under revisionen.

Under senhösten 2005 har en remiss kommit in till SSI från SKI om effekthöjningar vid Forsmark 1, Forsmark 2 och Forsmark 3. SSI följer arbetet med dessa planerade effekthöjningar och bevakar att verkens nuvarande strålskyddsverksamhet bibehålls och utvecklas i positiv riktning.

Den årliga revisionsavställningen på Forsmark 1 var lång och arbetsmässigt omfattande. Motsvarande avställningar på Forsmark 2 och Forsmark 3 var korta och innefattade bränslebyte och underhåll. Strålskyddsmässigt har avställningarna gått bra utan anmärkningsvärda avvikelser från uppgjorda planer.

Revisionen vid Forsmark 1 varade i knappt 41 dygn och kollektivdosen blev 1,3 manSv, vilket var något högre än förutsedd dos. Under revisionen genomfördes ett antal större anläggningsändringar, bland annat byte av lågtrycksturbiner. Vidare genomfördes omfattande provningar. Turbinbytesprojektet ledde till större doser än väntat på grund av att mängden persontid i områden med höga dosrater hade undervärderats.

Strålnivåerna i reaktorinneslutning och i turbinanläggning visade svagt sjunkande nivåer jämfört med tidigare år.

Revisionen vid Forsmark 2 pågick under 11 dygn och kollektivdosen blev 0,2 manSv, vilket var något lägre än förväntad dos. Strålnivåerna i anläggningen var något högre än nivåerna uppmätta under revisionen 2004.

Revisionen vid Forsmark 3 pågick under 10 dygn, och kollektivdosen blev, som förväntat, 0,13 manSv. Strålnivåerna i reaktorinneslutningen var oförändrade och strålnivåerna i turbinanläggningen visade på svagt sjunkande värden jämfört med föregående år.

#### *Oskarshamnsverket*

Under år 2005 har strålskyddet varit gott vid Oskarshamnsverket. Den totala stråldosen till personalen blev 2,3 manSv och inga allvarigare incidenter inträffade. Två personer blev internkontaminerade under året till följd av intag av radioaktiva ämnen. Under 2005 uppstod fem stycken mindre bränsleskador vid Oskarshamn 3 och arbetar nu aktivt för att minska skadefrekvensen.

SSI har under året granskat en ansökan om effekthöjning vid Oskarshamn 3 och därefter lämnat ett yttrande till SKI. Utifrån den information SSI hittills fått bedömer SSI att det från strålskyddssynpunkt finns förutsättningar för att höja effekten vid Oskarshamn 3.

Revisionsavställningen på Oskarshamn 1 pågick i 52 dygn istället för som planerat 29 dygn. Orsaken var att balanseringen av turbinen och utbytet samt reparationen av högtrycksturbinen tog längre tid än väntat. Förutom bränslebyte och underhåll gjordes arbeten på reaktorsystemen. Kollektivdosen för revisionen blev 1,0 manSv, vilket var något högre än prognostiserat 0,7 manSv och orsaken var förlängningen av revisionen. Strålnivåerna i anläggningen har ökat måttligt sedan dekontamineringen som genomfördes år 2003.

Revisionsavställningen på Oskarshamn 2 pågick i 24 dygn och kollektivdosen för personalen blev 0,34 manSv, vilket är något högre än beräknat på grund av ett flertal tillkommande arbeten. Dekontamineringen som gjordes under revisionsavställningen 2003 och zinkdoseringen som införts har påverkat dosraterna i anläggningen gynnsammare än väntat och strålnivåerna ökar mindre jämfört med tidigare år. Under revisionsavställningen bytte Oskarshamn 2 bränsle samt utförde underhåll och provningar. Vidare genomfördes arbeten på reaktorsystemen och lågtrycksturbinerna.

Revisionsavställningen på Oskarshamn 3 pågick i 32 dygn. Tyngdpunkten för revisionen låg på bränslebyte, förebyggande underhåll och provningar. Kollektivdosen för personalen blev 0,6 manSv, något högre än förutsedd dos på grund av tillkommande arbeten. Strålnivåerna i anläggningen är oförändrade jämfört med tidigare år.

#### *Ringhalsverket*

Strålskyddsarbetet vid Ringhalsverket har under år 2005 fungerat väl, utan olyckor eller allvarliga tillbud. Den sammanlagda stråldosen till personalen under året blev 4,7 manSv vilket var högre än för år 2004 (3,1 manSv). Orsaken var omfattande arbeten under revisionerna, framförallt vid Ringhals 1. I samband med att en anställd vid en entreprenörsfirma rapporterade att hon var gravid uppdagade RAB brister i rutinerna för

att minimera strålningsrisker för foster, vilket ledde till ändring i rutinerna och information till berörda.

Regeringen gav under förra året Ringhals 1 och Ringhals 3 tillstånd att höja effekten. SSI har ställt ytterligare frågor om strålskyddet under normaldrift, revisionsavställningar och haverier efter en effekthöjning vid Ringhals 3 och Ringhalsverket har svarat tillfredsställande på dessa frågor. SSI fortsätter att bevaka att verkens nuvarande strålskyddsverksamhet bibehålls och utvecklas i positiv riktning.

Under revisionen vid Ringhals 1 genomfördes omfattande arbeten, till exempel provning av reaktortank, reaktorlock och byte av högtrycksturbiner och arbetet pågick i 46 dygn. Stabila eller lägre strålnivåer och ett bra strålskyddsarbete inom flera delprojekt ledde till en kollektivdos för revisionen på 2,5 manSv mot förutsedda 3,5 manSv. SSI bedömer att ytterligare insatser hade varit möjliga för att bättre ta emot det stora antalet inhyrda personer och för att erhålla god ordning och reda på arbetsplatsen.

Ringhals 2 ställdes av redan den 15 februari för reparationer av reaktorinneslutningen. Revisionsstarten flyttades fram och varade sedan i 77 dygn som en följd av det komplicerade reparationsarbetet. Kollektivdosen för revisionen blev 0,8 manSv. Trots att reaktorn drevs med bränsleläckage under del av driftåret visade mätningar på lägre strålnivåer.

Vid Ringhals 3 varade revisionen i 27 dygn och kollektivdosen blev 0,4 manSv. Under årets revision fick reaktorn ett nytt reaktortanklock, underhåll utfördes på ånggeneratorer och intagssilar (vatten) till vissa säkerhetssystem byttes ut. Strålnivåerna vid Ringhals 3 är låga. Återkommande mätningar visar lägre eller samma värden som år 2003 och 2004.

Dosutfall från revisionen vid Ringhals 4 blev 0,5 manSv. Utvändiga mätningar visar lägre eller oförändrade strålnivåer sedan år 2004. Under revisionen, som varade i 29 dygn, utfördes bland annat underhåll på ånggeneratorerna, förbättring av avblåsningsledningar och ombyggnad av intagssilar i vissa säkerhetssystem.

## **Miljöprövningar**

Ringhals kärnkraftverk var först med en ansökan om tillstånd enligt miljöbalken för befintlig och utökad verksamhet. Huvudförhandlingen ägde rum i februari 2005. Användning av bästa möjliga teknik (BAT) som är central i miljöbalken och i SSI:s föreskrifter om utsläpp från kärntekniska anläggningar, var en viktig fråga vid förhandlingen. Med de utsläppsreduceringar som RAB under huvudförhandlingen åtog sig att successivt göra under en femårsperiod drog SSI slutsatsen att BAT kommer att vara uppfyllt. I april 2005 lämnade miljödomstolen i Vänersborg sitt yttrande vilket innebar att domstolen överlämnade målet till regeringen för att avgöra tillåtligheten med verksamheten i fråga om det använda kärnbränslet, kärnsäkerheten och energihushållningen. I oktober meddelade regeringen sitt beslut att befintlig och utökad verksamhet vid Ringhals kärnkraftverk är tillåtlig. Deldom i målet meddelades av Vänersborgs tingsrätt den 22 mars. Domen innebär att under en provotid av fem år ska de åtaganden om utsläppsreduceringar som Ringhals gjorde under huvudförhandlingen gälla som en provisorisk föreskrift. Miljödomstolen skjuter därmed under en provotid av fem år upp avgörandet om villkor i fråga om strålskydd.

Under 2005 har ansökan från OKG om tillstånd enligt miljöbalken för befintlig och utökad verksamhet behandlats som skriftligt förfarande. SSI har lämnat ett antal yttranden bland annat med avseende på användande av BAT för utsläpp av radioaktiva ämnen. Detta innebar att SSI vid inledningen av huvudförhandlingen i februari 2006 kunde tillstyrka OKG:s ansökan i sin helhet.

För FKA har ansökningsförfarandet enligt miljöbalken påbörjats under 2005. Också för BKAB pågår miljöprövningsprocessen med inriktning på avställning av kärnkraftverket.

### **Utsläpp till omgivningen**

Kärnkraftverken släpper under kontrollerade former ut små mängder radioaktiva ämnen till både luft och vatten. Dessa utsläpp mäts kontinuerligt. Stråldosen räknas fram med hjälp av modeller som anpassats till respektive anläggning där hänsyn tas till bland annat meteorologiska förhållanden och den lokala land- och vattenmiljön. Mätning och rapportering av utsläpp ska utföras i enlighet med föreskrifter fastställda av SSI, *Statens strålskyddsinstitutets föreskrifter om skydd av människors hälsa och miljön vid utsläpp av radioaktiva ämnen från vissa kärntekniska anläggningar* (SSI FS 2000:12).

I föreskrifterna ställs krav på att tillståndshavare av kärnkraftsreaktorer ska redovisa referensvärden avseende utsläpp av enskilda eller grupper av radionuklider. Avsikten är att dessa värden ska visa den normala, optimerade utsläppsnivån som är möjlig att uppnå under drift för respektive reaktor. Referensvärdet är ett mått på olika reaktors utsläppsbegränsande förmåga under drift. Avgörande faktorer för bestämning av referensvärden är drifterfarenheter och kännedom om utsläppens storlek i ett historiskt perspektiv.

Under år 2005 har referensvärdena i några fall överskridits. Detta innebär inte att allmänheten fått förhöjda stråldoser av betydelse, utan att kärnkraftverkets utsläppsbegränsande system av en eller annan orsak inte fungerat optimalt. Överskridande av referensvärden kan också bero på underhållsarbeten som medför högre utsläpp. I föreskrifterna finns även krav på att redovisa målvärden.

Målvärdet är den nivå som utsläppen av radioaktiva ämnen från en kärnkraftsreaktor kan reduceras till under en viss given tid, under normala driftförhållanden. Arbetet med utsläppsreducering styrs därför av uppsatta mål. Föreskrifterna ställer krav på att tillståndshavarna ska redovisa sina ambitioner och strategier för att såväl kort- som långsiktigt begränsa aktivitetsutsläppen.

Skillnaden mellan referensvärde och målvärde är att referensvärdet visar hur situationen är i dagsläget medan målvärden indikerar vad som är möjligt att uppnå i framtiden. I den årliga rapporteringen till SSI sker en redovisning av åtgärder som vidtagits eller planerats när det gäller att uppnå målvärdet. Dessa åtgärder består bland annat av:

#### *Barsebäck*

- insatser för att i samband med bränslehantering och bassängsanering minska luftburen aktivitet,
- minska aktivitetsnivåer i utsläppsvatten efter omfattande rening av rörsystem,
- minska mängden utsläppt vatten.

- *Forsmark*
- minskade vattenutsläpp från Forsmark 1 och Forsmark 2 vilket betyder minskad totalförbrukning av vatten, utsläppta vattenmängder samt utsläppta aktivitetsmängder,
- renovering av indunstare, separator och centrifug för att öka kapacitet att ta hand om vatten,
- förhindra att främmande föremål hamnar i primärsystemet och orsakar bränsleskador.

#### *Oskarshamn*

- reducerad aktivitet på systemytor genom bland annat dosering av utarmad zink,
- låg hårdkontamination och undvika bränsleskador,
- finna källor och skapa rutiner som främjar renhet i system,
- lågt offgasflöde, bland annat med hjälp av syredosering,
- modernisering av avfallsanläggningen,
- administrativa insatser i syfte att reducera aktivitetsutsläppen till vatten,
- sänka belastningen av vattenflödet till avfallsanläggningarna genom att leda om vatten och laga läckage,
- tagit beslut om att införa rekombinator i Oskarshamn 1 (2007) och för Oskarshamn 2 ändrats från 2006 till 2007 på grund av tekniska svårigheter,
- reducera utsläpp av I-131 genom kontroll av driftfilter utan dosering av I-131.

#### *Ringhals*

- skadefria härdar,
- nya reningssteg för utsläppen från tvättstugan,
- ny vattenreduceringsteknik kombinerat med metoder för att ta hand om restprodukter från reningsstegen,
- förebyggande slamsugning,
- frekvent byte av förfilter för rening av processvatten,
- partiell källsortering av vatten till rening och direktutsläpp samt omdirigering av vatten från PWR till avfallsstationen vid R1.

Under 2006 kommer den första 4-årsperiodens mål- och referensvärden att utvärderas av anläggningarna. I vissa fall kan man förvänta sig att dessa därefter ändras för att bättre spegla verkligheten. De ska därefter redovisas till SSI.

I diagram 7 redovisas de stråldoser som utsläppen av radioaktiva ämnen från kärnkraftverken gav upphov till under år 2005. För jämförelse inkluderas även år 2002-2004. Stråldoser (angivna i mSv) avser de personer som bor nära kärnkraftverken och som beräknas få högst dos, dvs kritisk grupp. Gällande dosgräns till en person i kritisk grupp är 0,1 mSv per år. Stråldoserna var i samtliga fall mindre än en hundradel av dosgränsen och visar också i flera fall en nedåtgående trend under de redovisade åren.

Anläggningarna utför omgivningskontrollprogram enligt instruktioner utfärdade av SSI. Ett begränsat urval av de omgivningsprover som tas, mäts också av SSI. Cesium-137 från olyckan i Tjernobyl år 1986, dominerar fortfarande i de prover som tas inom kontrollprogrammet. I de prover som tas från vattenmiljön i kraftverkens närområden kan även ett antal andra radioaktiva ämnen detekteras bland annat i prover av alger och bottensediment.

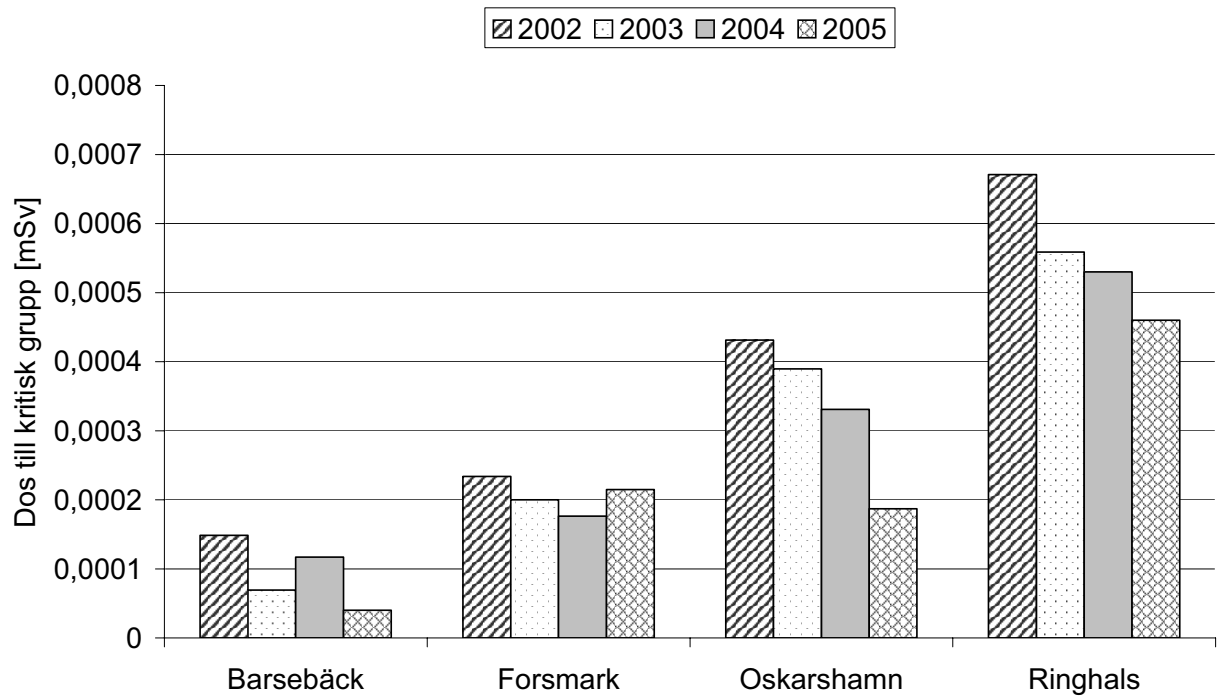


Diagram 7: Utsläpp av radioaktiva ämnen till luft och vatten från kärnkraftverken år 2005 redovisade som dos till kritisk grupp.

## 8. Avfallshanteringen

### Behandling, mellanlagring och slutförvaring av kärnavfall

Vid kärnkraftanläggningarna sker olika former av behandling av radioaktivt driftavfall för att detta ska kunna slutförvaras eller mellanlagras i avvaktan på slutförvaring. Lågaktivt avfall deponeras i lokala markförvar vid Forsmark, Oskarshamn och Ringhals eller skickas till anläggningarna i Studsvik för behandling. Avfall med högre aktivitet deponeras vid slutförvaret för radioaktivt driftavfall, SFR-1, som är beläget vid Forsmarksverket. Avfall med mycket låg aktivitet kan undantas från strålskyddslagens och kärntekniklagens bestämmelser (friklassas) och därefter användas fritt, förbrännas eller deponeras på kommunalt avfallsupplag. Avfall med långlivad aktivitet mellanlagras vid kärnkraftverken eller CLAB i avvaktan på ett lämpligt slutförvar.

Utöver behandlingen av normalt driftavfall kan följande noteras för 2005:

Vid Barsebäck har provningjutning med cementingjutning av avfall avsett att deponeras i SFR-1 avslutats. Provresultaten är redovisade till SKI och SSI. Arbeta pågår vid BKAB att i samarbete med SKB ta fram en typbeskrivning som, efter myndighetsgodkännande, ska utgöra en del av den omarbetade säkerhetsredovisning (SAR) som ska gälla för Barsebäck 1 och 2 efter stängning. Även om dessa reaktorer har stängts behöver avfallsanläggningen vara i drift, bland annat med tanke på kommande systemdekontamineringar av anläggningen.

Vid Forsmark har ca 115 m<sup>3</sup> turbinolja från block 3 förts ut från kontrollerat område utan att kontrollmätning har skett. Detta är i strid med SSI:s föreskrifter om utförsel av gods och olja från zonindelade områden, SSI FS 1996:2. SSI har bedömt risken för kontamination av oljan som låg, men har förelagt FKA att redovisa händelsen och åtgärder mot eventuellt upprepande. Det saknades även tillstånd från SKI för att föra ut oljan från kontrollerat område. Ansökan om undantag från kärntekniklagens bestämmelser hade dock dessförinnan inkommit till SKI, men SKI hade inte hunnit fatta beslut i frågan. FKA har därefter utrett och till SKI redovisat den inträffade händelsen.

Vid Oskarshamn har en liknande händelse inträffat. Utförsel av 57,5 m<sup>3</sup> olja från reaktor Oskarshamn 1 fördes ut trots att omfattningen av utförseln på årsbasis var begränsad till 35 m<sup>3</sup>. Förhållandet att mängden olja överskred tillåtlig mängd uppdagades i samband med att OKG sammanställde årsrapporten över utförsel av undantagna mängder kärnavfall. OKG har därefter sett över rutinerna för att förhindra att liknade händelser inträffar. Noteras kan att avfallet har friklassats enligt kraven i SSI:s föreskrifter, 1996:2, om utförsel av gods och olja från zonindelade områden vid kärntekniska anläggningar.

Vid Ringhals har en ånggeneratorer från reaktor Ringhals 3, som tidigare mellanlagrats vid kraftverket, skickats till Studsvik för avfallshandling i form av dekontaminering, smältning och återcyklning av material. Ringhals har i detta sammanhang tagit fram en handlingsplan som syftar till att beskriva transport och hantering av dessa avfallstyper.



Under året har ingen deponering av avfall skett vid markförvaren vid anläggningarna. En kampanj vid Ringhals har skjutits upp till senare år på grund av kravet att redovisa vissa svårsmätbara nuklider.

Under 2005 har avfallskollin motsvarande en volym av 486 m<sup>3</sup> deponerats i SFR-1. Sedan SFR-1 togs i drift har nu totalt 30930 m<sup>3</sup> deponerats. Under året upptäcktes en svag aktivitetshöjning i dränagevattnet i mellanförvar BMA. En utredning från Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) konstaterade att ett aktivitetsläckage från avfallstunnor hade skett. Aktivitetsnivån låg emellertid långt under tillåtliga nivåer för utsläpp av aktivitet. SKB har genomfört åtgärder för att förhindra en upprepning. Läckaget hade ingen säkerhetsmässig påverkan.

Övrig behandling, mellanlagring och slutförvaring av kärnavfall vid de kärntekniska anläggningarna har genomförts på ett tillfredsställande sätt under året.

### **Använt kärnbränsle**

Använt kärnbränsle och rester från interna delar från reaktorer, som hänförs till långlivat avfall, mellanlagras i CLAB vilket är beläget i anslutning till Oskarshamns kärnkraftverk. OKG sköter för närvarande den dagliga driften på uppdrag av SKB, som är tillståndshavare för anläggningen. SKB:s styrelse har under 2005 tagit ett inriktningsbeslut att SKB ska överta bl. a. driften för CLAB i egen regi från och med den 1 oktober 2006. Ett omfattande arbete har inletts vid SKB med detta syfte och en ny säkerhetsavdelning håller på att etableras.

Under året har 89 transportbehållare med totalt 92,2 ton uran i form av utbränt bränsle och 21 transportbehållare med hårdkomponenter från kärnkraftverken tagits emot vid CLAB.

SKB har konstaterat brister i konstruktionen av en fog i transportkanalen mellan befintlig och utbyggd del av CLAB. För närvarande sker inlagring av bränsle i reservpositionerna vid befintlig del av CLAB eftersom SKI ej lämnat SKB drifttillstånd för att ta utbyggnaden av CLAB etapp två i nukleär drift (dvs. hantering av bränsle).

## 9. Haveriberedskap

Myndigheterna har under året följt och drivit på utvecklingen av haveriberedskapen vid kärnkraftverken. De frågor som ägnats särskild uppmärksamhet är det första skedet efter inträffade händelser och kontakten med myndigheterna i samband med detta. Att förbereda och vidta skyddsåtgärder för omkringboende, om det skulle bli nödvändigt tar också tid. Därför är det väsentligt att det finns väl utvecklade och övade rutiner på kärnkraftverket för det första skedet efter en inträffad händelse.

Under 2005 genomförde SKI granskning och anläggningsbevakningar mot samtliga kärnkraftverk för att bedöma om tillståndshavarna uppfyller kraven i Statens kärnkraftinspektions föreskrifter, SKIFS 2004:1, om säkerhet i kärntekniska anläggningar med avseende på haveriberedskapsplaneringen och informationsöverföring till SKI. Tillsynsinsatserna gjordes bland annat mot bakgrund av de förtydligade krav inom beredskapsområdet som införts i SKIFS 2004:1. SKI bedömer att alla kärnkraftverken uppfyllde de krav som bedömdes. Det finns dock förbättringsmöjligheter för samtliga tillståndshavare. De åtgärder som nu ska vidtas med anledning av SKI:s förelägganden som blev resultatet av granskningarna kommer att följas upp under 2006 och 2007.

Arbetet med att ta fram SSI föreskrifter för haveriberedskapen vid vissa kärntekniska anläggningar har fortgått enligt plan under året. Föreskrifterna beslutades i april 2005. Under hösten besöktes samtliga kärntekniska anläggningar i syfte att verifiera tillämpning av föreskrifterna samt att granska planerna för införande av de åtgärder som behövs vidtas vid anläggningarna.

Kärnkraftanläggningar är klassade till hotkategori I enligt IAEA:s normer, vilket medför utökade strålskydds krav vid nödsituationer vad avser bland annat kontinuerlig strålningsövervakning på anläggningsområdet samt hanteringen av meteorologidata.

SKI och SSI har även deltagit i mindre övningar vid kärnkraftverken, och medverkat vid utbildningar. Vidare har myndigheterna deltagit i en samverkansövning med länsstyrelsen i Umeå, där ett av inslagen var en radiologisk händelse på Kolahalvön. Representanter för SKI och SSI har även deltagit i en övning med regeringskansliet samt en övning med länsstyrelsen i Malmö och ett antal kommuner i Skåne.

Tre stabsövningar har genomförts under året. Vid en av övningarna utgjordes scenariot av ett haveri vid ett svenskt kärnkraftverk. Övningen hade planerats gemensamt av SSI och SKI med syfte att testa stabsarbetsmetodik samt att klarställa samverkansformer mellan SKI och SSI där SKI:s krisorganisation är etablerad i SSI:s ledningscentral. Övningen hade föregåtts av en SSI/SKI gemensam tredagarsutbildning i stabsarbetsmetodik.

Utöver stabsövningarna har tjänstgörande strålskyddsinspektör (TSI) och vakthavande beslutsfattare (VB) deltagit i ett flertal mindre övningar vid kraftverken. Övningarna syftade till att träna kontakttagande och utbyte av en första information mellan vakthavande ingenjör (VHI) och TSI.

Krisinformationssystemet Generalen, som används av SSI, SKI och län med kärnkraftverk för dokumentation och utbyte av operativ information, har vidareutvecklats under året och en ny version har tagits fram. Den nya versionen är uppbyggd med senaste webbt teknik och följer aktuella standards inom området. Detta medför bl.a information kan utbytas mellan Generalen och andra informationssystem som följer gällande standards. Den nya Generalen kommer att tas i operativ drift i mitten av 2006.

Inom konceptet Generalen har även ny webbplats för krisinformation till allmänheten färdigställts och tagits i drift. Webbssidorna är verifierade enligt s.k. W3C standard.

Samverkan mellan myndigheterna inom samverkansområdena Spridning av farliga ämnen, Skydd undsättning och vård och Teknisk infrastruktur har vidareutvecklats. Inom samverkansområdet Spridning av farliga ämnen har en arbetsrapport som grund för risk- och sårbarhetsanalyser tagits fram, och prioriteringar av det fortsatta arbetet tydliggjorts. Myndigheterna har även var för sig tagit fram risk- och sårbarhetsanalyser.

Även detta år har SSI och SKI i samverkan med övriga aktörer inom beredskapsområdet fortsatt arbetet med att effektivisera och utveckla beredskapen i händelse av nukleära olyckor. En av utgångspunkterna för detta arbete har varit IAEA:s rekommendationer inom beredskapsområdet. Dessa rekommendationer har även varit föremål för nordiskt samarbete. Inom det nordiska samarbetet har de ömsesidiga avtalen om information vid inträffade händelser stått i fokus.

[www.ski.se](http://www.ski.se)  
[www.ssi.se](http://www.ssi.se)

**STATENS KÄRNKRAFTINSPEKTION**  
Swedish Nuclear Power Inspectorate

**POST/POSTAL ADDRESS** SE-106 58 Stockholm  
**BESÖK/OFFICE** Klarabergsviadukten 90  
**TELEFON/TELEPHONE** +46 (0)8 698 84 00  
**TELEFAX** +46 (0)8 661 90 86  
**E-POST/E-MAIL** [ski@ski.se](mailto:ski@ski.se)  
**WEBBPLATS/WEB SITE** [www.ski.se](http://www.ski.se)

**STATENS STRÅLSKYDDSIINSTITUT**  
Swedish Radiation Protection Authority

**POST/POSTAL ADDRESS** SE-171 16 Stockholm  
**BESÖK/OFFICE** Solna Strandväg 96  
**TELEFON/TELEPHONE** +46 (0)8 729 71 00  
**TELEFAX** +46 (0)8 729 71 08  
**E-POST/E-MAIL** [ssi@ssi.se](mailto:ssi@ssi.se)  
**WEBBPLATS/WEB SITE** [www.ssi.se](http://www.ssi.se)