

SKI-Rapport 2003:21
SSI-Rapport 2003:06

Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 2002

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

SAMMANFATTNING	1
UTGÅNGSPUNKTER OCH BEDÖMNINGSGRUNDER.....	4
1. DRIFTERFARENHETER.....	6
2. TEKNIK OCH ÅLDRANDEFRÅGOR.....	8
STUTSANSLUTNINGAR FÖLJS UPP OCH ÅTGÄRDAS	11
NYA REAKTORTANKLOCK	12
FORTSATT LÅNGSAM ÖKNING AV SKADADE ÅNGGENERATOR TUBER	12
HÄRDSTRILAR KONTROLLERAS OCH BYTS UT.....	13
PROBLEM MED NY BLANDARKONSTRUKTION	14
HÅL I INNESLUTNINGENS TÄTPLÅT	14
3. HÄRD- OCH BRÄNSLEFRÅGOR	15
SKRÄP I REAKTORVATTNET GER BRÄNSLESKADOR.....	15
UPPFÖLJNINGARNA AV BÖJT BRÄNSLE FORTSÄTTER.....	16
YTTERLIGARE DRIFTOPTIMERINGAR OCH EFFEKTÖKNINGAR UTREDS.....	16
BEHOVET AV HÄRDSTRILNING I INTERNPUMPSREAKTORER IFRÅGASÄTTS	17
4. SÄKERHETS FÖRBÄTTRINGAR AV REAKTORERNA.....	18
MODERNISERINGSPROJEKT	18
PROBABILISTISKA SÄKERHETSANALYSER.....	18
<i>Barsebäck 2</i>	19
<i>Forsmark 1-3</i>	19
<i>Oskarshamn 1-3</i>	19
<i>Ringhals 1-4</i>	20
UPPDATERING AV SÄKERHETSREDOVISNINGAR OCH DE SÄKERHETSSTEKNISKA DRIFTFÖRUTSÄTTNINGARNA.....	20
5. ORGANISATION OCH SÄKERHETSKULTUR	21
FÖRÄNDRINGAR AV ORGANISATION OCH VERKSAMHETER STYRS OCH SÄKERHETSGRANSKAS	21
FORTSATT UTVECKLING AV KVALITETSSYSTEM OCH REVISIONER	22
OSÄKERHETEN KVARSTÅR VID BARSEBÄCK.....	23
BÄTTRE KOMPETENS- OCH RESURSSÄKRING	23
KARTLÄGGNINGAR AV SÄKERHETSKULTUR/SÄKERHETSKLIMAT	24
RISK FÖR SÄMRE ERFARENHETSÅTERFÖRING	24
6. KÄRNÄMNESKONTROLL OCH FYSISKT SKYDD	25
KÄRNÄMNESKONTROLL	25
FYSISKT SKYDD	25
7. STRÅLSKYDDSLÄGET	26
STRÅLSKYDDSLÄGET UNDER ÅR 2002.....	26
SSI:S BEDÖMNING	26
STRÅLSKYDDSVERKSAMHETEN VID KÄRNKRAFTVERKEN	27
STRÅLDOSER TILL PERSONAL	29
UTSLÄPP TILL OMGIVNINGEN	30
8. AVFALLSHANTERINGEN.....	32
BEHANDLING MELLANLAGRING OCH SLUTFÖRVARING AV KÄRNAVFALL	32
ANVÄNT KÄRNBRÄNSLE.....	33
9. HAVERIBEREDSKAP	33

Sammanfattning

Under 2002 förekom inte några allvarliga driftstörningar vid de svenska kärnkraftverken som innebar att säkerheten var hotad. Inga händelser inträffade som medförde onormala stråldoser eller doser över dosgränserna vare sig till personal eller allmänhet.

Statens kärnkraftinspektion, SKI, har ändå haft anledning att i olika sammanhang rikta krav mot tillståndshavarna där brister i det förebyggande säkerhetsarbetet konstaterats eller för att driva på i säkerhetsarbetet.

SKI:s krav föranleder bl.a. tillståndshavarna att upprätthålla aktiva kontroll- och utbytesprogram för att upptäcka och motverka eventuell skadlig åldring av komponenter. SKI ser för närvarande inte några allvarliga tendenser till åldersrelaterade skador som försämrat säkerheten vid anläggningarna. Under året har få nya skador och brister upptäckts. Tidigare identifierade problemområden har följts upp och analyserats. SKI bedömer att de återkommande kontrollerna när det gäller rör och komponenter är effektiva. Däremot anser SKI att programmen för återkommande kontroll av reaktorinneslutningar och andra säkerhetsmässigt vitala byggnadsstrukturer behöver ses över. Detta gäller både med utgångspunkt från att ej ritningsenligt utförande kan förekomma och att andra brister kan uppkomma på grund av åldring.

Sex fall av bränsleskador orsakade av främmande föremål inträffade under 2002 i fem av reaktorerna. Dessutom observerades en skada som var orsakad av ett fel i tillverkningen av bränsleelement. Även om anläggningarna har ambitiösa program för att förebygga bränsleskador krävs fortsatta åtgärder för att ytterligare minska risken för skador på bränslet.

SKI bedömer att samtliga tillståndshavare strävar efter att utveckla säkerheten. Nya förbättrade säkerhetsanalyser görs och förbättringar av anläggningarna och de organisationer som driver anläggningarna införs. Samtidigt noterar SKI att det finns en stark strävan efter effektiviseringar och resursoptimeringar, vilket kan försvåra säkerhetsarbetet och sätta organisationerna under stark press. Tillsynsarbetet har därför blivit mer krävande och SKI måste aktivt se till att säkerhetsprogrammen genomförs samt driva på tillståndshavarna för att tidplaner och ambitioner ska innehållas.

Moderniseringen av Oskarshamn 1 har inneburit att säkerhetssystemen vid reaktorn idag har en större tillförlitlighet än tidigare. Reaktorns tålighet mot inre och yttre påfrestningar har ökat. Lärdomar från många års reaktordrift i Sverige och internationellt har tagits tillvara. SKI:s medgivande att återstarta reaktorn efter ett stillestånd på ca ett år föregicks av en omfattande säkerhetsredovisning från OKG och granskning hos SKI.

SKI bedömer att större moderniseringar vid de övriga reaktorerna också är nödvändiga speciellt i ljuset av eventuell drift efter 2010 då en ny säkerhetsprövning av många av reaktorerna ska ske. Det är därför viktigt att kraftföretagen i en nära framtid gör noggranna förberedelser för de kommande moderniseringarna och att de då tar hänsyn till den omfattande säkerhetsprövning som SKI kommer att göra för drift efter 2010. Detta kommer att ställa höga krav på kompetens och resurser inom tillståndshavarnas organisationer, speciellt för säkerhetsgranskning. SKI avser att särskilt prioritera sina resurser för att se till att eventuella effekter av åldring i anläggningarnas system och

byggnader tas om hand och att de nya säkerhetskrav som SKI för närvarande förbereder implementeras.

SKI har tidigare uppmärksammat kraftföretagen på att kärntekniklagen ställer krav på att SKI och i vissa fall regeringen ska godkänna organisatoriska lösningar där en tillståndshavare uppdrar åt någon annan att vidta åtgärder som enligt lagen ska utföras av tillståndshavaren. Samgåendet mellan Barsebäck Kraft AB (BKAB) och Ringhals AB (RAB) samt BKAB:s beslut att uppdra åt RAB att vidta vissa åtgärder som enligt kärntekniklagen ska utföras av tillståndshavaren aktualiserade frågor om vilka dessa åtgärder är, deras omfattning och styrning. SKI avser att ytterligare precisera villkoren för sådana uppdrag i syfte att säkerställa att tillståndshavarens ansvar för säkerheten inte urholkas. Enligt SKI är det av största vikt för säkerheten vid anläggningarna att ansvaret är väl definierat och sammanhållet till tillståndshavaren.

SKI fortsätter att driva på tillståndshavarna att vidareutveckla och i vissa fall komplettera kompetensen inom den interna fristående säkerhetsgranskningen vid anläggningarna. SKI:s tillsynsstrategi förutsätter nämligen att samtliga tillståndshavare upprätthåller en resursstark och kompetent egenkontroll av verksamheten.

SKI avser att fortsätta med den förstärkta tillsynen av Barsebäck Kraft AB pga osäkerheterna kring avvecklingen. SKI:s bedömning är att Barsebäck Kraft AB alltjämt hanterar situationen tillfredsställande. Ett stort engagemang krävs dock även fortsättningsvis av ledning och personal för att hantera den osäkra situationen och samtidigt målmedvetet fortsätta arbetet med att utveckla säkerheten.

SKI anser det föredömligt att man på alla kärnkraftsanläggningar mäter hur personalen bedömer säkerhetskulturen/säkerhetsklimatet inom organisationen. Mätningar som gjordes i slutet av 2002 gav i vissa fall en splittrad bild av läget. Det är enligt SKI:s bedömning viktigt att mätningarna fortsätter och att resultaten återförs och diskuteras inom organisationerna för att åstadkomma förbättringar. Inställningen att ständigt bli bättre och ledningens aktiva engagemang för att åstadkomma detta är viktiga faktorer i säkerhetsarbetet.

SKI har under flera år drivit på tillståndshavarna att de fortlöpande ska ta tillvara erfarenheter från egen och andras verksamheter. SKI observerar att vissa typer av händelser återkommer, vilket kan tyda på att erfarenhetsåterföringen inte varit effektiv. SKI kommer att bevaka denna fråga i fortsättningen.

Under 2002 har såväl SKI som IAEA och Europeiska kommissionen genomfört inspektioner av hur kärnämneskontrollen hanteras vid anläggningarna. Vid inspektionerna under 2002 har inget framkommit som tyder på brister i kärnämneskontrollen vid kärnkraftverken.

SKI bedömer att alla kärnkraftverk har ett fungerande fysiskt skydd, dvs. skydd mot olaga intrång och mot stöld av kärnämne. Bedömningen grundas på anläggningsbevakning, händelserapportering samt granskning av årsrapporter avseende det fysiska skyddet vid respektive anläggning.

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

Under år 2002 bröts de senaste årens trend med sjunkande stråldoser till personalen vid de svenska kärnkraftverken. Orsaken till detta var främst genomförandet av den stora moderniseringen av Oskarshamn 1, vilken pågick under hela året. SSI gör ändå bedömningen att strålskyddsläget är gott. Det är dock viktigt att det även fortsättningsvis finns resurser tillgängliga, såväl ekonomiska som personella, för att bibehålla och utveckla de goda strålskyddsförhållandena.

Stråldoser till allmänheten på grund av utsläpp av radioaktiva ämnen från de svenska kärnkraftverken är fortsatt låga. SSI ställer dock krav på fortsatta reduceringar av utsläppen.

SKI anser att beredskapen vid kärnkraftanläggningarna upprätthålls på en godtagbar nivå, men att fortsatt utveckling är nödvändig. Grundberedskapen för att hantera olyckor, liksom övningar och samverkan såväl internt som med externa aktörer måste utvecklas så att prognoser om eventuella olycksförlopp kan ges snabbt, säkert och enligt övade rutiner. Det är viktigt att det vid alla anläggningar görs systematiska kompetens- och bemanningsanalyser för beredskapsfunktionen.

Utgångspunkter och bedömningsgrunder

Lagen om kärnteknisk verksamhet föreskriver 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. SKI skall i sin tillsyn tydliggöra den närmare innebörden av detta ansvar och förvissa sig om att tillståndsinnehavarna följer uppställda krav och villkor för verksamheten samt uppnår hög kvalitet i sitt säkerhets- och icke-spridningsarbete.

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 är internationellt vedertagen och stadfäst i den internationella kärnsäkerhetskonventionen.

Djupförsvaret förutsätter att det finns flera fysiska barriärer 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.

I djupförsvaret (se tabell 1) tillämpas olika antal och typer av tekniska system, 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. Andra viktiga förutsättningar för att uppnå ett effektivt djupförsvaret är:

- En god säkerhetsledning, styrning, organisation och säkerhetskultur samt att personalen ges rätta arbetsförutsättningar
- Tillräckligt med personal med rätt kompetens

De krav som SKI ställer på de olika leden i djupförsvaret preciseras i SKI:s föreskrifter och allmänna råd samt i de villkor regeringen och SKI ställt upp i tillstånden för att bedriva kärnteknisk verksamhet.

På motsvarande sätt har SSI i föreskrifter preciserat strålskyddskraven. Tillsammans anger dessa rättsakter viktiga utgångspunkter och bedömningsgrunder för SKI:s och SSI:s överväganden i denna rapport.

Tabell 1. Djupförsvarets fem nivåer.

Nivå	Syfte	Huvudsakliga medel
1	Förebyggande av driftstörningar och fel	Robust konstruktion och hög kvalitet i utförandet, driften och underhållet
2	Kontroll över driftstörningar och detektering av fel	Hög kvalitet i övervakningen och tillståndskontrollen av anläggningen genom tekniska system och administrativa åtgärder
3	Kontroll över förhållanden som kan uppkomma vid konstruktionsstyrande haverier	Effektiva säkerhetssystem och störningsinstruktioner
4	Kontroll över och begränsning av förhållanden som kan uppkomma vid svåra haverier	Förberedda tekniska åtgärder och en effektiv haveriberedskap vid anläggningen
5	Lindrande av konsekvenser vid utsläpp av radioaktiva ämnen till omgivningen	Förberedda åtgärder för en effektiv information till och skydd av befolkningen i närområdet

1. Drifterfarenheter

Driften vid de svenska kärnkraftverken förlöpte under året enligt uppgjorda planer. Inga alarmerande händelser rapporterades till SKI under året. Dock föranledde vissa rapporter om avvikelser SKI att ställa krav på kompletterande utredningar. De årliga revisionerna präglades av underhållsåtgärder och bränslebyten. Under revisionen vid Ringhals 4 genomfördes utbyte av sprickkänsligt material i huvudkylkretsarna efter att sprickor tidigare identifierats. Motsvarande utbyte kommer att göras vid Ringhals 3 under nästa år. Vid Barsebäck 2 genomfördes ett omfattande utbyte av rörsystem och komponenter i skadeförebyggande syfte. Vid några av reaktorerna genomfördes förnyade kontroller inom områden där brister konstaterats tidigare.

Säkerhetsförbättringar vidtogs vid flera anläggningar. Under året slutförde OKG arbetet med moderniseringen av Oskarshamn 1 och SKI medgav att driften fick återupptas genom beslut i november 2002. I Ringhals fortgick moderniseringen av reaktor 2. Moderniseringen görs i etapper och kommer att pågå under ytterligare fyra revisionsavställningar för att slutföras 2006.

Kärnkraftföretagen genomförde flera förändringar i sina kvalitets- och ledningssystem. Vid OKG genomfördes en omfattande omorganisation. En sammanslagning genomfördes av BKAB:s och RAB:s organisationer. Denna trädde i kraft den 1 april. Ca 125 personer blev kvar i sin anställning vid BKAB, övriga ca 230 personer bytte formell arbetsgivare till RAB men behåller sin stationeringsort vid Barsebäcksverket.

Beträffande driften vid reaktorerna kan följande nämnas.

Barsebäcksverket

Barsebäck 1. Reaktorn är stängd och allt bränsle borttransporterat.

Barsebäck 2. Reaktorn ställdes av för årlig revision den 18 juli. Revisionen var en av de största i reaktorns historia. De stora ändringar som genomfördes var utbyte av rörledningar och komponenter i flera av reaktorns primära system. Reaktorn fasades in mot nätet igen den 6 oktober (ca 13 dagar försenat). Vid prov av brandsprinklersystemet upptäcktes att rostflagor täppt igen sprinklerdysorna. Problemen åtgärdades och planer för att ta hand om problemet på lång sikt har tagits fram.

SKI genomförde flera anläggningsbevakningar vid Barsebäcksverket. En del av tiden ägnades åt avvecklingsproblematiken, bl. a hur säkerheten påverkas av en situation med en avställd reaktor samtidigt som den andra reaktorn står inför beslut om stängning.

Forsmarksverket

Forsmark 1. Bränsleskador förekom under året vilket medförde att reaktorn stoppades två gånger för åtgärder. Reaktorn ställdes av för årlig revision mellan den 7 juli och den 26 juli då förutom bränslebyte reaktortanksprovning genomfördes.

Forsmark 2. Reaktorn var avställd för revision mellan den 4 augusti och den 24 augusti. Under en effektreducering uppkom oväntat hårdsvängningar under en kortare tid, en preliminär bedömning är att detta orsakades av att fyra styrestavar var inkörda pga av problem med drivdon vid inledningen av effektreduceringen. Detta skapade en ojämn effektfördelning vilket underbyggde svängningarna. Händelsen har utretts av Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA).

Forsmark 3. En bränsleskada förekom under året. Reaktorn ställdes av för årlig revision mellan den 1 juni och den 13 juni.

Under årets första kvartal genomförde SKI ett antal anläggningsbevakningar, inkluderande driftmöten med produktionsenheterna, frågan om samordning mellan produktions- och underhållsenheten efter FKA:s omorganisation, bränsleskador samt angående uppföljning av FKA:s arbete med kompetens- och bemanningsanalyser. Dessutom har anläggningsbevakning skett avseende probabilistisk säkerhetsanalys (PSA) och kvalitetsrevisionsverksamheten.

Oskarshamnsverket

Oskarshamn 1. Den 7 december 2001 ställdes anläggningen av för att genomföra slutfasen i den större moderniseringen. Reaktorn återstartade den 2 januari 2003.

Oskarshamn 2. Den 19 maj stoppades anläggningen för årlig översyn. Stoppet innebar underhållsarbete, rutinmässigt bränslebyte och planenliga inspektioner. Utöver dessa arbeten genomfördes även modernisering av enskilda system. En bränsleskada rapporterades till SKI under året. Reaktorn återstartade den 18 juni.

Oskarshamn 3. Ett tre veckor långt produktionsstopp för årlig översyn inleddes den 7 juli. Stoppet innebar underhållsarbete, rutinmässigt bränslebyte och planenliga inspektioner. En bränsleskada rapporterades till SKI under året.

Anläggningsbevakningar har genomförts inom områdena drift och inträffade händelser, aktuella säkerhetsfrågor samt moderniseringen av Oskarshamn 1. En uppföljande inspektion gjordes under januari för att kontrollera att tidigare identifierade avvikelser åtgärdats med avseende på OKG:s system för att säkerställa personalens kompetens. SKI genomförde även en inspektion av hur OKG uppfyller de kompetenskrav som gäller för operatörer och driftledning.

Ringhalsverket

Ringhals 1. I februari erhöles lastfrånslag på turbingeneratorerna, troligen förorsakade av att kraftledningslinorna pga stark vind kom i kortvarig kontakt med varandra, vilket automatiken uppfattar som en kortslutning mellan faserna. Vid en sådan kortslutning ska alla anslutningar till linjen slås ifrån, vilket helt följdriktigt skedde i detta fall. Revisionen påbörjades den 27 juli och varade i 36 dagar. Revisionen genomfördes i stort enligt plan men förlängdes för reparation av läckande drivdon i samband med uppstarten.

Ringhals 2. Den 17 maj ställdes reaktorn av för den årliga revisionen. Efter en revision på ca 25 dygn avslutades revisionen den 12 juni. Omfattningen på revisionsarbetena var begränsad. Nämnas kan en rengöring av reaktortanklocket från bor och undersökning av eventuella skador. Locket vid Ringhals 2 befanns vara i det närmaste skadefritt. Se vidare avsnitt 2.

Ringhals 3. Reaktorn ställdes av den 14 juni för den årliga revisionen som pågick till den 16 juli. Större arbeten under årets revision var kontroll av de tidigare upptäckta sprickorna i primärsystemens rörledningar. SKI har godkänt drift fram till nästa revisionsavställning i april 2004 då utbyte av det sprickkänsliga materialet ska ske.

Ringhals 4. Den 22 augusti togs reaktorn ur drift för revisionsavställning. Under revisionen genomfördes utbyte av sprickkänsligt material i huvudkylkretsarna efter att tidigare sprickor indikerats (se Ringhals 3 där utbytet sker nästa år). Under revisionen identifierade man det bränsleelement som under driftsäsongen läckt. En undersökning kommer att göras för att ta reda på orsaken till att bränsleläckan uppstått. Reaktorn återstartades den 31 oktober.

Anläggningsbevakningar har genomförts inom områdena drift och inträffade händelser, aktuella säkerhetsfrågor samt större projekt. Flera möten har också hållits med företrädare för Ringhals beträffande den omorganisation som genomfördes i april.

Omorganisationen har även granskats av SKI. Vidare genomförde SKI en större inspektion som resulterat i ett föreläggande till RAB att vidta åtgärder främst för att förbättra sitt ledningssystem. SKI har riktat särskild uppmärksamhet mot tanklockens status i R2, R3 och R4 mot bakgrund av en händelse i USA då läckande bor förorsakade allvarliga angrepp på reaktortanklockets ovansida.

2. Teknik och åldrandefrågor

Skadeutvecklingen i stort

De svenska kärntekniska anläggningarna blir allt äldre. I Oskarshamn 1, som är Sveriges äldsta kärnkraftreaktor inleddes driften år 1972. De yngsta reaktorerna, Oskarshamn 3 och Forsmark 3 startades 1985. Åldersrelaterad degradering måste hållas under ständig uppsikt. En god framförhållning krävs av tillståndshavarna med förebyggande åtgärder för att så långt möjligt undvika att skador uppkommer. Dessutom krävs ändamålsenliga kontroll- och övervakningsprogram som fångar upp skador och annan degradering i tid innan säkerheten påverkas.

Omfattande utbyten av delar som visat sig vara skadekänsliga har genomförts vid de svenska anläggningarna. Många av dessa utbytesprogram har gjorts i förebyggande syfte efterhand som fördjupade kunskaper byggts upp genom utredning av skadeorsaker och forskning kring skademekanismer. I andra fall har utbyten skett när skador inträffat. Dessa åtgärder har sammantagna lett till att SKI för närvarande inte ser några allvarliga tendenser till åldersrelaterad skador som försämrat säkerheten vid anläggningarna. Under året har förhållandevis få nya skador och brister upptäckts. Tidigare identifierade problemområden har följts upp och analyserats.

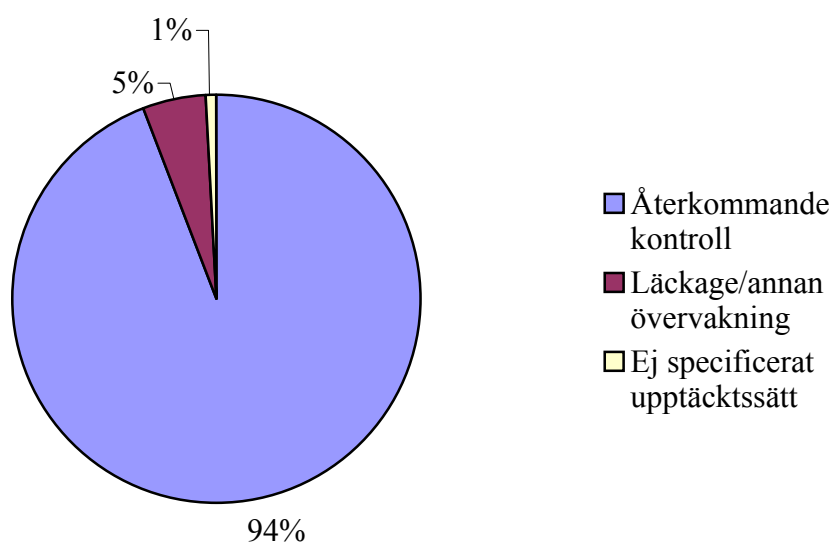
SKI har under året gjort en samlad utvärdering¹ av skadeutvecklingen i de mekaniska anordningar som ingår i barriärer och djupförsvar. Denna samlade utvärdering, som omfattar alla skador sedan den första anläggningen togs i drift 1972, visar att merparten av hittills inträffade skador har upptäckts i tid genom de återkommande kontrollerna innan säkerheten 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 *Figur 1*. Utvärderingen pekar också på att hittills vidtagna skadeförebyggande och skadeavhjälpande åtgärder har haft avsedd effekt. Trots att anläggningarna blir äldre finns det idag inga påtagliga tecken på att antalet åldersrelaterade skador ökar. Som framgår av *Figur 2* har det genomsnittliga antalet skadefall per anläggning och driftår varit relativt konstant med ett par undantag.

Det är huvudsakligen olika slag av korrosionsmekanismer som givit upphov till de skadefall som inträffat, se *Figur 3*. Dessa står för ca 70% av fallen med interkristallin spänningskorrosion som den vanligast förekommande skademekanismen följt av erosionskorrosion. Spänningskorrosion är en mekanism som främst uppträder i rostfria austenitiska stål och nickelbaslegeringar då de utsätts för dragspänningar och korrosiva miljöer. Materialens känslighet för skador beror dels på deras kemiska sammansättning, dels vilka värmebehandlings- och bearbetningsoperationer som skett under tillverkning och installation i anläggningen. Trots att det under de senaste årtiondena byggts upp

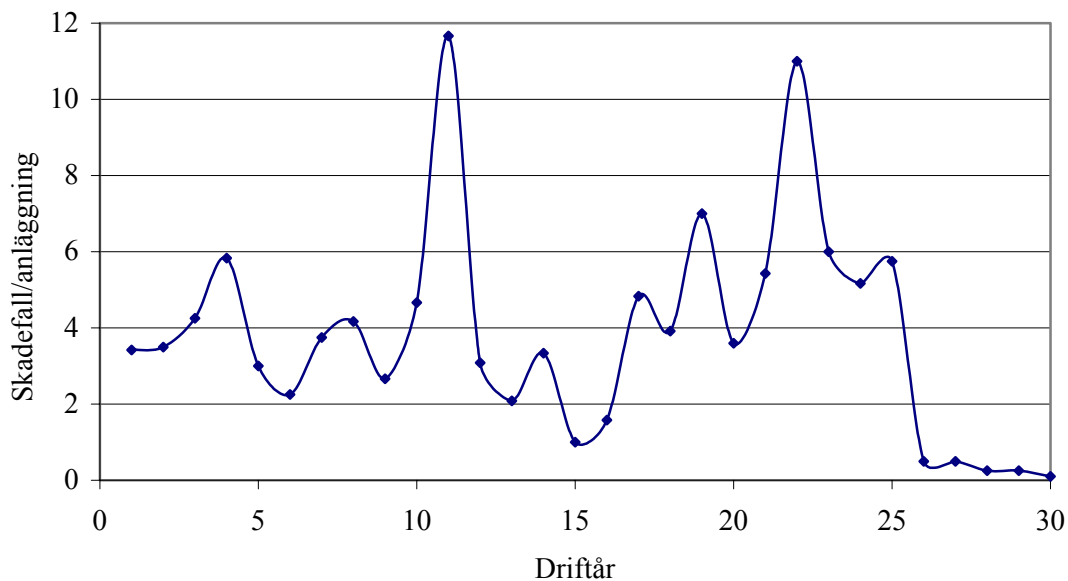
¹ Skador i svenska kärnkraftanläggningars mekaniska anordningar 1992-2000. SKI-Rapport 02:50. Statens kärnkraftinspektion, december 2002.

betydande kunskaper om hur dessa tre faktorer samverkar är kunskaperna ännu inte tillräckligt ingående för att helt undvika problemen eller fullt ut kunna förutse vilka av de befintliga anläggningsdelarna som kan skadas.

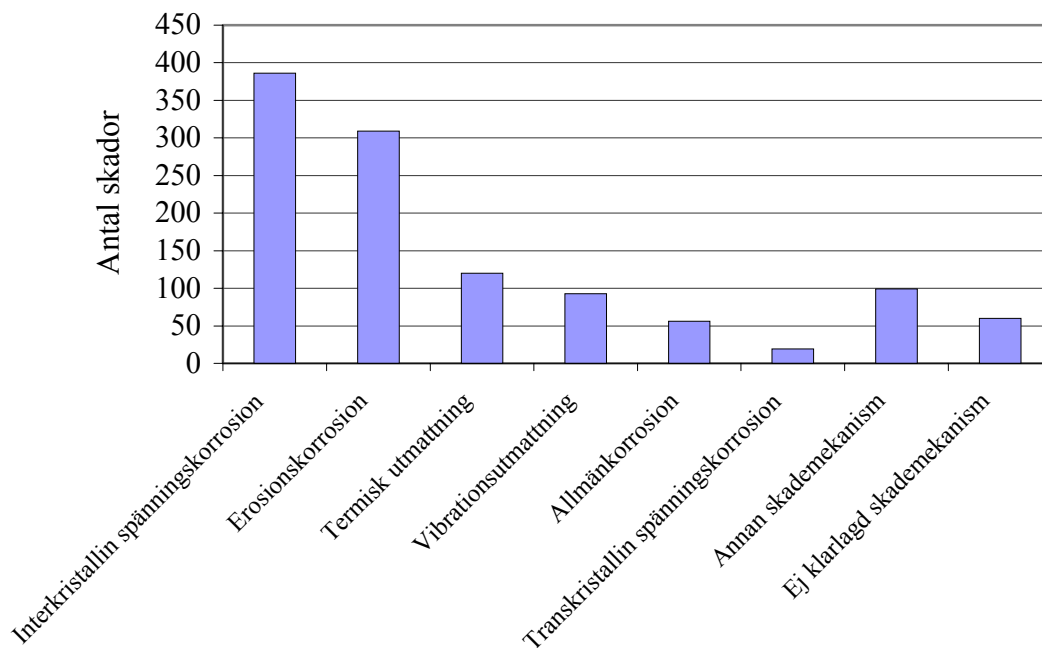
Medan spänningskorrosionsskadorna oftast uppträtt i primära rörsystem och i säkerhetssystem förekommer erosionskorrosion vanligen i mer sekundära delar, såsom ång- och turbindelar. Termisk utmatning som är den tredje vanligast skadeorsakande mekanismen (ca. 10 % av fallen), har också uppträtt i primära rörsystem och i säkerhetssystem. Ytterligare fall orsakade av denna mekanism observerades under slutet av 2002 och början av 2003. Dessa fall beskrivs närmare nedan.



Figur 1. Andel skadefall upptäckta genom återkommande kontroll och antal skadefall som lett till läckage eller har upptäckts på annat sätt



Figur 2. Genomsnittligt antal rapporterade skadefall per anläggning och driftår för samtliga svenska kärnkraftanläggningar. Figuren omfattar skador i tryckkärl, rörledningar och andra mekaniska anordningar förutom ånggeneratorrör. Den äldsta anläggningen har varit i drift ca. 30 år och de yngsta ca 18 år.



Figur 3. Antalet skadefall fördelat på de olika bakomliggande skademekanismerna

För att det nuvarande läget ska bestå, med en skadeutveckling som inte ökar i takt med att anläggningarna blir äldre, krävs fortsatt hög ambitionsnivå i det förebyggande underhålls- och utbytesarbetet. SKI kommer därför att fortsätta driva på tillståndshavarna. Ytterligare skäl till detta är de erfarenheter som visar att då det brustit i framförhållningen kan det bli betydande problem när skador uppträder och sedan ska säkerhetsbedömas. Brist på data, ändamålsenliga analys- och provningsmetoder ger osäkerheter om marginaler, och därmed om skadornas säkerhetsbetydelse. Dessutom kan degraderingen bli mycket omfattande innan den upptäcks.

Som ett led i detta pådrivande arbete bedriver SKI också en ingående utredning av skador och annan degradering som kan påverka reaktorinneslutningarna på sikt samt vilka kontrollprogram och kontrollmetoder som behöver utvecklas för att möta eventuella hot mot inneslutningarnas täthet och integritet i tid. Även om det för närvarande inte finns några allvarliga tendenser till åldersrelaterade skador som kan försämra reaktorinneslutningarnas säkerhet visar den första fasen av utredningen² att kontrollprogrammen behöver ses över. Utredningen visar också att brister i samband med uppförandet är den vanligaste orsaken till skador eller försämringar, såväl i svenska anläggningar som i utländska anläggningar, vilka upptäcks först efter en längre tids drift. Sådana skador eller försämringar har tidigare observerats i bl.a. Barsebäck 2 och Forsmark 1, och nu senast under 2002 även i Oskarshamn 1.

Stutsanslutningar följs upp och åtgärdas

Ringhals AB har under det gångna året följt upp och åtgärdat en del av de anslutningar mellan reaktortryckkärlsstutsar i Ringhals 3 och 4 och anslutande rör där spänningskorrosionsskador upptäcktes under revisionsavställningarna år 2000. Anslutningarna är svetsade med en nickelbaslegering benämnd Alloy 182. Detta svetsmaterial är känt för att vara spänningskorrosionskänsligt i kokvattenreaktormiljöer. I dessa miljöer har flera skadefall konstaterats tidigare. I tryckvattenreaktormiljöer däremot hade drifterfarenheterna varit goda, i både svenska och utländska anläggningar, utan några allvarliga skador rapporterade.

I Ringhals 4 avlägsnades de observerade sprickorna genom s.k. båtprov utan efterföljande reparation innan anläggningen åter togs i drift efter avställningen 2000. Detta gjordes dels i syfte att få bättre kunskaper om möjliga skadeorsaker, dels för att förhindra fortsatt tillväxt. I Ringhals 3 lämnades ett antal sprickindikationer kvar efter ingående säkerhetsanalyser. Uppföljningarna under år 2001 visade tecken på tillväxt av de kvarlämnade sprickorna varför Ringhals AB beslöt att avlägsna också dessa utan efterföljande reparationsåtgärder. Både Ringhals 3 och 4 fick, baserat på genomförd kontroll och redovisade säkerhetsanalyser, SKI:s tillstånd att driva anläggningarna vidare fram till revisionsavställningarna år 2002.

Uppföljningarna i Ringhals 3 under 2002 visade tecken på att mindre sprickor uppkommit i botten på de gropar som bildats efter båtprovstuttagen. Orsakerna har ännu inte kunnat klarläggas men efter ingående säkerhetsanalyser med försiktiga antaganden kunde SKI ge tillstånd till ytterligare ett års drift utan reparationsåtgärder. Sådana utfördes däremot i Ringhals 4 där sprickkänsligt material som var exponerat mot

² Utredning kring reaktorinneslutningar – Konstruktion, skador samt kontroller och provningar. SKI-Rapport 02:58. Statens kärnkraftinspektion, februari 2003.

reaktorvattnet bearbetades bort och ersattes med mindre sprickkänsligt material. Motsvarande reparationsåtgärder planeras att utföras i Ringhals 3 under 2003.

Nya reaktortanklock

Vikten av att återkommande kontrollera lock till tryckvattenreaktorerna fick under året ökad aktualitet genom rapporterna från den amerikanska tryckvattenreaktoranläggningen Davis-Besse där det i början av mars månad upptäcktes skador. Skadorna var bland de mest omfattande som hittills drabbat ett reaktortryckkärl och upptäcktes i samband med att utfällningar av borsyrakristaller avlägsnades från lockets ovansida. Påföljande kartläggning visade att de mycket kraftiga korrosionsskadorna hade orsakats av borsyraangrepp. Läckage av reaktorvattnet, som innehåller bor, genom sprickor i ett av genomföringsrören hade skapat förutsättningar för koncentration av borsyra i spalten mellan rör och lock, och därigenom en mycket aggressiv miljö. Sprickorna i genomföringsrören hade orsakats av spänningskorrosion. Dessa drivdonsgenomföringar är tillverkade av nickelbaslegeringen Alloy 600 som är känd för att vara spänningskorrosionskänslig i tryckvattenreaktormiljö.

Även i Ringhals 3 och 4 är drivdonsgenomföringarna tillverkade av denna nickelbaslegering och uppföljande kontroller har gjorts sedan de första skadorna rapporterades första gången 1991 från den franska reaktorn Bugey 3. Som en följd av dessa rapporter ställde SKI krav på att motsvarande genomföringar i Ringhals 2, 3 och 4 skulle kontrolleras. Dessa kontroller visade att mindre sprickor fanns i ett par av genomföringsrören i Ringhals 2 och 4. För att undvika framtida problem bytte Ringhals AB 1996 ut locket i Ringhals 2 till ett nytt av samma konstruktion men med mindre sprickkänsliga material i genomföringarna. I Ringhals 3 och 4 gjordes inga utbytes- eller reparationsåtgärder varför uppföljningar sedan fortsatt som en del i anläggningarnas program för återkommande kontroll. Resultaten från de senaste årens uppföljningar i Ringhals 3 och 4 visar att skadorna där är begränsade till sin omfattning och att de har utvecklats i långsam takt. Trots detta har Ringhals AB nu beställt nya lock till reaktortryckkärnen Ringhals 3 och 4 för att i likhet med Ringhals 2 undvika framtida problem. Bytet av locket i Ringhals 4 görs år 2004 och i Ringhals 3 år 2005. Till dess fortsätter de årliga uppföljningarna.

Fortsatt långsam ökning av skadade ånggeneratorer

Tuberna i tryckvattenreaktorernas ånggeneratorer utgör en stor del av de primära tryckbarriärerna i dessa anläggningar. Noggrann kontroll och uppföljning av tillståndet hos dessa tuber är därför nödvändig, inte minst mot bakgrund av att många anläggningar runt om i världen har eller har haft stora problem med olika mekanismer som givit upphov till skador. Detta har även gällt ånggeneratorerna i Ringhals. I Ringhals 2 och 3 blev skadorna så omfattande att de bytte ut ånggeneratorerna till nya av annan konstruktion och med mindre skadekänsligt material i tuberna. I Ringhals 4 behölls däremot ånggeneratorerna med dess tuber av den spänningskorrosionskänsliga nickelbaslegeringen Alloy 600.

Skadeutvecklingen i Ringhals 4 följs därför 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 och s.k.

U-böjar. Ytterligare ett 50-tal tuber³ med indikationer på spänningskorrosionssprickor vid tubplattan detekterades liksom mindre tillväxt av tidigare konstaterade sprickor. Antalet tuber med sprickor i dessa områden har i genomsnitt ökat med 0,5 % per år. Under årets uppföljande kontroller upptäcktes dessutom nio tuber med 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. Skadade tuber där marginalerna var otillräckliga åtgärdades genom att pluggar monterades in i tubändarna för att förhindra fortsatt spricktillväxt. Under året åtgärdades inga tuber genom att montera in innerrör (s.k. sleeving) i syfte att både förhindra fortsatt tillväxt av sprickorna och återställa tubernas hållfasthet. Det totala antalet ånggeneratorertuber som är ur drift i Ringhals 4 har därmed ökat något och motsvarar nu drygt 2% av tuberna.

I Ringhals 2 och 3 har det inte observerats några tecken på miljöbetingade skador av motsvarande slag som i Ringhals 4. Drifterfarenheterna hittills av de nya ånggeneratorerna, som installerades 1989 i Ringhals 2 och 1995 i Ringhals 3, är således fortfarande goda. Mindre nötnings-skador har dock observerats på ett par tuber. Dessa nötnings-skador tros ha orsakats av främmande föremål som funnits på sekundärsida i ånggeneratorerna.

Härdstrilar kontrolleras och byts ut

Under 1999 års revisionsavställningar observerades omfattande spänningskorrosionssprickning i konsoler och stag till härdstrilarna i Barsebäck 1 och 2 samt Oskarshamn 2. Liknande skador men av mindre omfattning observerades även i Ringhals 1. De skadade konsolerna och stagen var tillverkade av en nickelbaslegering benämnd X-750. I vissa värmebehandlingstillstånd är denna legering mycket känslig för spänningskorrosion.

Merparten av de skadade stagen byttes ut innan de berörda anläggningarna återgick i drift. Enstaka svårreparerade skadade stag kunde dock lämnas kvar utan åtgärder efter ingående analyser av deras påverkan på strilarnas hållfasthet och stabilitet. I samband med SKI:s granskning av dessa utredningar konstaterades också att det funnits stora brister i kvaliteten hos tidigare års återkommande kontroller. SKI ställde därför krav på utredning av varför tidigare kontroller brustit och mer ingående undersökningar av skadeorsakerna samt att uppföljande kontroll skulle utföras under de kommande revisionsavställningarna. Vid de uppföljningar som gjordes år 2000 observerades ett antal ytterligare skadade stag i de olika strilarna. Dessa skadors säkerhetsbetydelse analyserades ingående som grund för beslutet om fortsatt drift ännu en driftsäsong. Under 2001 och 2002 har uppföljande kontroller gjorts. Dessa visar att inga nya skador har tillkommit och att kvarlämnade sprickor tillväxer i den takt som förutsetts i de analyser som ligger till grund för SKI:s tillstånd att driva anläggningarna vidare med skadade stag.

I Ringhals 1 skulle härdstrilen ha bytts ut till en ny av annan konstruktion under 2002. Problem med tillverkning ledde till förseningar varför bytet har skjutits upp till 2003. Som grund för beslutet att acceptera denna senareläggning gjordes en ny säkerhetsanalys. Även OKG Aktiebolag kommer att byta ut den skadade härdstrilen i

³ Totala antalet tuber i en ånggenerator är c:a 4700.

Oskarshamn 2 under 2003. För Barsebäck 2 är planerna, utöver årlig uppföljande kontroll kommande avställningar, oklara.

Problem med ny blandarkonstruktion

I Barsebäck 2 genomfördes under sommaren 2002 stora anläggningsändringar med bl.a. byte av spänningsskorrosionskänsliga rördelar och komponenter. Dessutom byttes tre s.k. T-stycken där varm och kallt vatten blandas i matarvatten- och hjälpmatarvatten-systemet. Syftet med detta byte var att få en bättre blandarkonstruktion med mindre risk för uppkomst av termisk utmattning. Ett annat syfte var att förbättra möjligheterna för återkommande kontroll.

Från början av september 2002 fram till årsskiftet observeras ett stigande differenstryck mellan stråk 1 och 2 i matarvattensystemet. Dessutom noterades ett ökande mottryck efter matarvattenpumparna. BKAB beslöt därför att ställa av reaktorn och undersöka orsakerna till gjorda observationer. Dessa visade att de termiska fodren, som ska skydda tryckbärande rördelar mot termiska belastningar, hade släppt från sina fästen, spruckit och deformerats, och i ett av matarvattenstråken dessutom partiellt flödet.

Preliminära skadeorsaksanalyser visar att infästningskonstruktionen varit för svag och att belastningarnas storlek missbedömts. Dessa förhållanden pekar på att den konstruktionskontroll som ska ske inför anläggningsändringar inte fungerat som avsett i det aktuella fallet. SKI kommer därför att noga följa upp de vidare utredningarna och bedöma om kontrollsystemet behöver skärpas i något avseende vid Barsebäck eller generellt vid alla anläggningar.

Hål i inneslutningens tätplåt

Oskarshamn 1 har vid de årens senaste täthetsprovningar av reaktorinneslutningen varit i närheten av tillåtet gränsvärde för gasläckage. Noggrannare undersökningar under 1999 visade att ca. 20 % av det totala läckaget kom från ett område i inneslutningstaket. I samband med den omfattande renoveringen av anläggningen under 2002 togs betong bort för att frilägga den tätande plåten i detta område och ett runt hål (ca. 70 mm i diameter) observerades. Detta hål i plåten hade tagits upp i samband med ingjutning av plåten då inneslutningen uppfördes och sedan inte återsvetsats. Även en spricka (ca. 15 mm lång) identifierades i en av plåtarnas svetsskarvar. Dessa brister åtgärdades och betongen återgöts innan anläggningen togs i drift under slutet av året.

Även om hålet och sprickan skulle ha haft liten betydelse i händelse av en haverisituation är det en avvikelse från gällande krav på reaktorinneslutningen eftersom plåten ska vara tät och förhindra utsläpp av radioaktiva ämnen till omgivningen. Dessutom visar observationerna i Oskarshamn 1 återigen att det kan kvarstå mindre brister i anläggningarnas reaktorinneslutningar som uppkommit redan då de byggdes. Flera sådana fall där man inte följt gällande ritningar och andra krav under byggnationen har uppdagats tidigare.

Som framgått i avsnittet ”Skadeutvecklingen i stort” ovan gör SKI mot bakgrund av dessa händelser bedömningen att programmen för återkommande kontroll av reaktorinneslutningar och andra säkerhetsmässigt vitala byggnadsstrukturer behöver ses

över. Detta gäller både med utgångspunkt från att ej ritningsenligt utförande kan förekomma och att andra brister kan uppkomma på grund av åldring. Vissa översyner har dock redan gjorts vid anläggningarna, bl.a. efter krav från SKI.

3. Härd- och bränslefrågor

Skräp i reaktorvattnet ger bränsleskador

Grundläggande för säkerheten mot utsläpp av radioaktiva ämnen i och från anläggningarna är en tät bränslekapsling. Vid tillverkningen ställs därför strikta kvalitetskrav med låg acceptabel felfrekvens. Kvalitetskraven har medfört att antalet tillverkningsfel är i storleksordningen 1 stav på 100 000 bränslestavar⁴. Stränga krav ställs också på att bränslekapslingen så långt 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 spänningskorrosion, och där bränslekapslingen inte svarade mot de miljötålighetskrav som ställs. Utvecklingen har sedan gått mot allt tåligare kapslingsmaterial och inga skador av detta slag har rapporterats under senare år. Den långsiktiga trenden är att totala antalet bränsleskador i de svenska reaktorerna minskar. Dock har några reaktorer (Forsmark 1 och 3 samt Oskarshamn 3) en högre skadefrekvens med cirka en bränsleskada per år 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 minska denna typ av skador införs successivt bränsle med s.k. skräpfilter. Det finns också en större medvetenhet om vikten av att hålla reaktorkylvattnet fritt från föremål som kan nöta hål på bränslekapslingen.

Trots detta inträffade under 2002 sex bränsleskador orsakade av främmande föremål i fem av reaktorerna. Dessutom observerades en skada som var orsakad av ett fel i tillverkningen, vilket är relativt ovanligt. Även om anläggningarna har ett ambitiöst program för att förebygga bränsleskador finns det enligt SKI:s bedömning således utrymme för förbättringar, både när det gäller att hålla kylvattnet fritt från föremål och att få fram effektivare skräpfilter samt kapslingsmaterial som är tåligare mot nötning. Det finns också utrymme för förbättringar när det gäller omfattningen av de utredningar som görs för att fastställa orsaken till inträffade bränsleskador.

En positiv utveckling är att allt fler anläggningar tillämpar en strategi för att undvika att en kapslingsskada leder till skador som medför läckage av uran till reaktorvattnet, så kallade sekundära skador. Denna strategi innebär att så snabbt som möjligt stoppa reaktorn och ta ut skadat bränsle när tecken på sådana observeras. Därigenom undviks kontamination av primärsystemet vilket i sin tur kan försvåra underhållsarbete, kontroller och provningar.

⁴ En reaktor innehåller 40.000-70.000 stavar.

Uppföljningarna av böjt bränsle fortsätter

Tryckvattenreaktorerna Ringhals 2, 3 och 4 har sedan mitten av 1990-talet haft problem med att bränslet böjer. Utböjningen är större än vad som ligger till grund för analyserna i säkerhetsredovisningen. Säkerhetsaspekterna som behöver följas upp i detta sammanhang är att tillse att styrstavarna kan föras in vid behov och att de vattengap som härigenom uppstår mellan patronerna inte påverkar effektbelastningarna i bränslestavarna så att de termiska gränsvärdena överskrids. Ringhals har vidtagit åtgärder för att avhjälpa böjningen hos bränslet samt utvecklat metoder för att mäta utböjning och analysera böjningens påverkan på de termiska marginalerna. SKI har granskat vidtagna åtgärder och använda uppföljningsmetoder. SKI följer kontinuerligt utvecklingen av det böjda bränslets status via årliga redovisningar från Ringhals. Uppföljningarna visar hittills att böjningen minskar, men i en långsammare takt än förväntat. I Ringhals 2 har bränsleböjningen dock ökat något under året.

Ytterligare driftoptimeringar och effektökningar utreds

Internationellt pågår sedan flera år en utveckling för att förbättra de ekonomiska marginalerna genom optimering av härden, bättre utnyttjande av bränslet, nya bränslekonstruktioner och utökad 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 har det hittills inte funnits något incitament att gå till höga bränsleutbränningar eftersom kostnaderna för utbränt bränsle inte har baserats på antalet bränslepatroner. Tillståndshavarna har emellertid nu reviderat sina kostnads-optimeringar för bränslet och då funnit att en något högre utbränning bör eftersträvas. 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.

I tillståndet för drift av en reaktor anges en maximal termisk effekt som får tas ut av reaktorn. För att ändra på den maximala termiska effekten behövs således en ny säkerhetsprövning. För ett flertal svenska kokarreaktorer har sådana gjorts under 1980-talet. Den tekniska bakgrunden för att man kan höja effekten jämfört med ursprungseffekten kan hänföras till utökad drifterfarenhet, väl tilltagna säkerhetsmarginaler i ursprungskonstruktionen, bättre analysmetodik och optimering av kärnbränslets prestanda.

Mindre höjningar i alstrad elektrisk effekt kan åstadkommas utan att höja reaktorns termiska effekt, och sådana möjligheter utnyttjas ofta om det är fråga om mindre investeringar och om det ryms inom det underhåll som ändå ska göras. Detta kan innebära justeringar i reaktorns verkningsgrad genom ingrepp på turbinsidan, t.ex. genom byten av lågtrycksrotorer, och noggrannare mätning av reaktorns effekt. Med mindre osäkerhet i effektmätningen kan man ligga närmare tillåten effekt. Ändringar av denna typ kan uppgå till någon eller ett par procent.

De flesta effekthöjningar som hittills genomförts i Sverige är att kategorisera som förbättrat utnyttjande av existerande säkerhetsmarginaler, förbättrade analysmetoder och

bättre bränsle. Man har ännu inte bytt stora komponenter med motivering att höja effekten.

Möjligheterna till större effektökningar utreds nu vid ett par av de svenska anläggningarna. Vid sådana större effekthöjningar, som bl.a. gjorts i vissa finska anläggningar, krävs mer omfattande anläggningsändringar. Dessutom måste vissa fenomen beaktas. Ångflödet till turbinerna, och därmed också tryckfallet i ångledningarna, kommer att öka. Man kan få problem med reglering av pådragsventilerna till turbinen, ångledningssvängningar och fukthalt i ångan. Värmen som måste kylas bort efter att kedjereaktionen har avstannat är proportionell mot reaktorns effekt under drift. Detta kan innebära att reaktorns tryckavsäkring och kylning måste modifieras. Vidare krävs bättre analysmetoder för att genom minskad osäkerhet kunna ligga närmare gränsvärden med bibehållen säkerhet. SKI följer diskussionerna om eventuella kommande större effektökningar och förbereder kommande granskningar.

Behovet av hårdstrilning i internpumpsreaktorer ifrågasätts

Erfarenheterna från händelserna under 1999 då skador observerades i konsoler och stag till hårdstrilarna i fyra av externpumpsreaktorerna och de stora resurser som därefter lagts på provning och reparationer har lett till att Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA) väckt frågan om behovet att ha kvar hårdstrilar i deras reaktorer som är av internpumpsmodell. Skälet är att internpumpsreaktorerna inte har röranslutningar under hårdnivå som kan leda till så stora kylmedelsförluster som i externpumpsreaktorerna. FKA har därför inlett utredningar av möjligheterna att ta bort strilarna och anmält till SKI sin avsikt att ta bort strilarna i Formark 1, 2 och 3.

SKI har också genomfört en egen utredning⁵ som underlag för kommande granskningar. Denna utredning visar att det sannolikt är möjligt att ersätta hårdstrilen i en internpumpsreaktor med en annan lösning som ger bibehållen säkerhet. En flödesfördelare i moderatortanken är troligtvis likvärdig med en hårdstril eftersom det har visats att internpumpsreaktorer inte behöver jämn strilfördelning. Denna lösning har använts i de finska anläggningarna Olkiluoto 1 och 2. I förstudien som FKA genomfört förordas dock en lösning med nödkylningsinpumpning i fallspalten. Denna utformning finns redan idag i fem tyska kokvattenreaktorer. I andra jämförbara reaktorer, befintliga liksom planerade, finns dock hårdstril eller flödesfördelare över hårdnen.

SKI:s arbete med att granska de olika tekniskt komplicerade frågeställningar som berörs av FKA:s framställan är inne i sitt slutskede och ett beslut beräknas kunna fattas inom kort.

⁵ Förstudie av möjligheten att förändra hårdstrilfunktionen i internpumpsreaktorer. SKI-PM 01:27. Statens kärnkraftinspektion 2001-01-27.

4. Säkerhetsförbättringar av reaktorerna

Moderniseringsprojekt

Kraftföretagen har, baserat på genomförda konstruktionsgenomgångar och mer ingående säkerhetsanalyser samt driftsekonomiska överväganden, identifierat behov av moderniseringar. Det är framför allt de äldsta anläggningarna som behöver förnyas och moderniseras för att leva upp till högre krav på tillförlitlighet och säkerhet. SKI förbereder för närvarande nya föreskrifter om konstruktion och utförande av kärnkraftreaktorer vilket kommer att innebära omfattande behov av förbättringar. Förbättringsbehoven är olika för de olika reaktorerna.

Ökade krav på underhåll och provning ligger också bakom behoven av förnyelse. I vissa fall kan teknisk utrustning behöva bytas ut på grund av att den är föråldrad och att man har svårigheter att hitta reservdelar eller kompetens för underhåll. Elektroniken utgör ett sådant exempel där äldre utrustning kommer att ersättas med modernare utrustning, baserad på digitalteknik. Den nya tekniken ställer nya och andra krav på kraftbolagens säkerhetsarbete, vilket också har noterats under tidigare år.

Flera kärnkraftanläggningar har pågående eller planerade moderniseringar av sina kontrollrum. Det är framför allt i de äldre anläggningarna som de större förändringarna görs. SKI har i dessa sammanhang ställt krav på kraftföretagen att de integrerar aspekter relaterade till människa-teknik-organisation redan i planeringsstadiet och sedan genom hela utvecklingsprocessen. Kraftföretagen måste kunna visa att operatörerna kommer att kunna arbeta på ett säkert sätt med de lösningar som tas fram.

Oskarshamn 1 har genomgått en omfattande modernisering under 2002. Moderniseringen har inneburit en ny utformning av säkerhetssystemen, ny instrumentering och kontrollutrustning, nytt kontrollrum och förbättrat skydd mot yttre nätbortfall genom installation av ytterligare två reservdieselaggregat. Anläggningen återstartades i december 2002 och har nu en påtagligt förbättrad säkerhet. Några säkerhetsanalyser återstår för OKG att genomföra innan moderniseringen kan anses helt avslutad.

Arbetena vid Ringhals 2 har hittills berört ställverk och avfallssystem men kommer under kommande år att omfatta all kontrollutrustning inklusive kontrollrum. SKI planerar att genomföra omfattande granskningar av dessa anläggningsförändringar. Den av RAB nu planerade färdigställandetidpunkten är under reaktoravställningen år 2006.

Probabilistiska säkerhetsanalyser

Ett grundläggande villkor för drift av kärntekniska anläggningar är att det finns aktuella analyser av alla förhållanden som har betydelse för säkerheten. Både deterministiska och probabilistiska säkerhetsanalyser (PSA) är nödvändiga för att få en så allsidig belysning som möjligt av risk och säkerhet. De deterministiska analyserna har i allt väsentligt legat till grund för anläggningarnas ursprungliga konstruktion och säkerhetsredovisningar medan de probabilistiska säkerhetsanalyserna är ett sätt att verifiera de ursprungliga deterministiska kraven. PSA utgör ett väsentligt verktyg för att identifiera eventuella behov av säkerhetsförbättrande åtgärder och ska även användas för att

värdera andra förändringar i en anläggnings konstruktion, driftförutsättningar samt störnings- och haveriinstruktioner.

PSA har genomförts i Sverige sedan mitten av 1970-talet, och användningen av probabilistiska analyser ökade sedan under 1980 och 1990-talen. Resultaten har varit ett av de viktigaste underlagen för det kontinuerliga säkerhetsförbättringsarbete som bedrivits på kraftverken. Under hela denna tid har området varit under intensiv utveckling, både i Sverige och internationellt. Genom SKI:s föreskrifter om säkerhet i kärntekniska anläggningar, SKIFS 1998:1, har kraven på genomförande och användning av PSA formaliserats ytterligare. En fullständig PSA ska omfatta alla störningar och haverier samt yttre påverkan på systemen såsom brand och översvämning. Den ska även omfatta samtliga drifttillstånd, dvs. även upp- och nedgång samt revision hos en anläggning.

En ökad användning av PSA för optimering av t.ex. anläggningsändringar, underhåll, kontroll och provning ställer emellertid ökade krav på modellernas omfattning, täckningsgrad, kvalitet och validitet samt på använda ingångsdata. Tidigare framtagna PSA-analyser för de svenska anläggningarna har en del brister i dessa avseenden som successivt åtgärdas. SKI har under året därför följt upp kraftföretagens arbete med vidareutveckling av PSA-analyserna och hur brister man identifierat åtgärdas. Arbetsläget är sammanfattningsvis följande:

Barsebäck 2

Barsebäck Kraft AB har tagit fram en uppdaterad nivå-1⁶ analys för Barsebäck 2. Analysen behöver dock kompletteras i vissa avseenden. Detta arbete pågår, liksom att ta fram en ny nivå-2 analys. Arbetet är emellertid starkt försenat, varför SKI beslutat om tidpunkter då analyserna ska vara framtagna. Studierna kommer att inrapporteras till SKI vid halvårsskiftet 2003.

Forsmark 1-3

Forsmarks Kraftgrupp har tagit fram uppdaterade analyser på både nivå 1 och 2 för Forsmark 1 och 2. Dessa analyser täcker alla driftlägen. SKI:s granskning av analyserna avslutades under år 2002. SKI:s granskning har resulterat i ett omfattande åtgärdsprogram avseende PSA-studierna för Forsmark 1 och 2 och även en uppdaterad plan för färdigställande av analyserna för Forsmark 3. Utvärdering av tidsplanerna pågår hos SKI.

Oskarshamn 1-3

OKG Aktiebolag håller på att ta fram nya analyser för Oskarshamn 1 som ska representera anläggningen efter den omfattande modernisering som slutfördes under 2002. Studien skulle ursprungligen ha varit klar inför återstarten av O1 men är försenad och ska redovisas innan halvårsskiftet 2003.

Oskarshamn 2 nivå-1 och nivå-2 analyserna inrapporterades till SKI år 2002. SKI:s granskning av dessa avslutades under år 2002. Vissa kompletteringar återstår för att analyserna ska täcka alla driftlägen. För Oskarshamn 2 är nya nivå-1 och nivå-2-analyser framtagna som nu avser anläggningsändringar genomförda år 2001, bl.a. de förbättringar som gjort inom elkraftsdelen.

⁶ PSA-analyser delas upp i tre steg. I det första steget, nivå 1, analyseras händelseförloppen fram till att en eventuell hårdskada inträffar. I nästa steg, nivå 2, fortsätter analyserna tills omfattningen av eventuella utsläpp av radioaktiva ämnen till omgivningen kan bedömas. Nivå 3 omfattar även konsekvenserna av utsläppen för tredje man.

Oskarshamn 3 aviserade i slutet av år 2002 ytterligare förseningar i sitt PSA program, eftersom av OKG tidigare meddelade tidsplaner inte kunnat hållas.

Ringhals 1-4

Ringhals ser över PSA-analyserna för alla reaktorerna och beräknar kunna färdigställa dessa nya analyser successivt fram till och med år 2003. Identifierade brister i studierna ska då vara åtgärdade och analyserna ska täcka alla driftlägen. Ingen avrapportering har skett under 2002 för Ringhals 2-4. För Ringhals 1 har RAB färdigställt nya rörbrotts- och transientanalyser vilka redovisats till SKI.

Uppdatering av säkerhetsredovisningar och de säkerhetstekniska driftförutsättningarna

Kraftföretagen påbörjade under mitten av 1990-talet genomgångar av de ursprungliga konstruktionsförutsättningarna och säkerhetsredovisningarna för reaktorerna. Genomgångarna initierades efter silhändelsen i Barsebäck 1992 vilken uppdagade brister i konstruktionsförutsättningarna. Arbetsinsatserna har varit betydande, särskilt för de äldsta reaktortyperna. Som resultat föreligger i dag uppdaterade säkerhetsredovisningar för Barsebäck 2, Oskarshamn 2 och Ringhals 1. Genomgångarna har identifierat en del svaga punkter i de ursprungliga konstruktionerna, vilka har åtgärdats eller kommer att åtgärdas.

Motsvarande genomgångar har inletts för tryckvattenreaktorerna i Ringhals. Arbetet där är dock försenat, men beräknas vara genomfört under första halvåret 2004. För Forsmark 1-2 är nu ett delprojekt klart, medan fortsättningsprojekt för kontroll av analyser pågår och beräknas vara klara 2004. För Forsmark 3 och Oskarshamn 3 har inga nya förseningar i projekten aviserats, utan dessa planeras vara klara under 2004. Oskarshamn 1 har inför återstarten efter sin modernisering O1 MOD, inkommit med en reviderad säkerhetsredovisning. Dock finns krav på ytterligare kompletterande redovisning.

SKI har fortlöpande följt kraftföretagens arbete med konstruktionsgenomgångarna. SKI har också genom stickprov granskat de moderniserade säkerhetsredovisningarna för Oskarshamn 2 och Barsebäck 2. SKI gör bedömningen att de redovisningar som hittills lämnats in innebär en väsentlig förbättring av dokumentationen och en bättre verifiering av konstruktionsförutsättningarna. Identifierade svagheter i anläggningarna och i analysunderlagen har åtgärdats eller planeras att åtgärdas.

Utvärdering av anläggningarna mot nyare kunskap har emellertid hittills genomförts i varierande omfattning. Säkerhetsredovisningarna svarar heller inte fullt ut mot de krav som numera ställs på sådana redovisningar i SKI:s föreskrifter (SKIFS 1998:1) om säkerhet i kärntekniska anläggningar. Detta gäller bl. a redovisningarnas innehåll, omfattning och djup. SKI avser därför att fortsätta med fördjupade granskningar och värderingar av viktiga delar i säkerhetsredovisningarna och det bakomliggande underlaget. SKI avser också att förtydliga sina krav på vad en säkerhetsredovisning ska innehålla.

Ringhals genomför sedan en tid tillbaka ett större projekt för tryckvattenreaktorerna. Syftet är att modernisera och förenkla respektive anläggnings säkerhetstekniska

driftförutsättningar (STF), efter en princip som kallas för MERITS. Principen har utvecklats i USA av Westinghouse och bygger på probabilistiska kriterier. SKI kommer att granska och ta ställning till om RAB kan införa de nya driftförutsättningarna. RAB har aviserat en tidsplan för projektet som innebär att ny STF kommer att tas i drift kring halvårsskiftet 2004.

Mot bakgrund av ovanstående bedömer SKI att tillståndshavarna för närvarande bedriver en acceptabel utveckling av säkerheten men att det är väsentligt att pågående program inte ytterligare försenas. Erfarenheterna visar att SKI:s tillsyn och pådrivande roll har en stor betydelse för utvecklingen.

5. Organisation och säkerhetskultur

Industrin arbetar idag med säkerhetsfrågorna med en bred ansats som samtidigt rymmer både hantering av åldringsfenomen och teknisk utveckling, organisationsutveckling, kompetensutveckling, ekonomisk effektivitet och miljöutveckling. Det kräver en förmåga att hantera ett komplext samspel mellan teknologi, människor, organisation och ekonomi för att upprätthålla och fortsatt förbättra säkerheten.

Förändringar av organisation och verksamheter styrs och säkerhetsgranskas

Samtliga kärnkraftverk har tagit fram rutiner för att hantera ändringar i organisation och verksamhet. Gemensamt för dessa är bland annat att de understryker vikten av att driva utvecklingsarbetet så att säkerhetsfrågorna identifieras tidigt och omhändertaras genom hela ändringsarbetet, att personalen engageras i utvecklingen och att ändringarna säkerhetsgranskas innan de införs. Framväxten av rutiner för att styra organisatoriska ändringar är till stor del ett resultat av krav i SKI:s föreskrifter från 1998. Kraven är inte detaljerade och lämnar utrymme åt bolagen att utforma rutinerna så att de är ändamåls- enliga och kan anpassas till olika slags ändringar och kan vidareutvecklas med ledning av egna och andras erfarenheter. SKI följer upp hur de tillämpas vid den granskning som SKI beslutar göra av mer principiella, större eller nyare slags ändringar.

Bedömningen från förra året kvarstår; förfarandet kräver en hel del arbete av både tillståndshavare och SKI, men säkerhetsfrågorna genomlyses bättre med denna systematiska hantering. Däremot har de organisatoriska lösningarna visat sig vara både komplexa och oprövade i kärnteknisk verksamhet. SKI har därför i flera fall ställt krav på ytterligare analys, styrning/uppföljning samt redovisning av erfarenheterna efter implementeringen av ändringarna.

Exempel på en sådan komplex och på kärnkraftverk oprövad organisationsändring är den processororientering⁷ av organisationen som OKG har påbörjat genom att som ett första steg ändra företagets struktur och ansvarsfördelning. Syftet är att införa likartade säkerhetsrutiner på företagets olika anläggningar och att på så sätt bidra till arbetet med ökad kostnadseffektivisering. OKG har enligt SKI:s bedömning hanterat förändringen i enlighet med sina rutiner och med delaktighet från personalen. Som villkor för ändringen krävde SKI redovisning av analyserna av kompetens och bemanning för berörda befattningar, status på revideringen av kvalitetssystemet och redovisning av

⁷ Processororientering: Grundläggande princip för verksamhetsutveckling och företagsförnyelse.

resultat från utvärderingar av organisationsändringen. OKG följer upp, övervakar och utvärderar ändringen och dess konsekvenser. SKI följer verksamheten noga i sin ordinarie tillsyn.

Forsmarks Kraftgrupp AB genomförde 2001 en ny produktionsorganisation, där en underhållsenhet bildades vid sidan om de tre produktionsenheterna med sina drift- och beställarenheter. Bolaget identifierade och belyste väl de säkerhetsfrågor som ändringen aktualiserade. Som villkor för genomförandet krävde SKI ytterligare redovisningar. Dessa handlade om ansvar och befogenheter, om personella resurser för drift- och beställarenheter och om bolagets insatser för att följa upp ändringen. När SKI på plats följde upp erfarenheterna från ändringarna konstaterade SKI att fördelningen av ansvar, roller och uppgifter mellan produktions- och underhållsenheterna var klart definierade, dokumenterade och kända av berörd personal. Forsmarks Kraftgrupp AB hade följt upp hur verksamheten fungerade och hade planer på en fortsatt uppföljning av förändringen. SKI kunde också konstatera att förändringen av flera upplevts som besvärlig och att det tagit tid för personalen att komma in i de nya rollerna. Det gällde framförallt blandningen av matris- och linjeorganisation inom underhållsenheten. Sedan dess har vissa justeringar införts såsom fasta tjänster för underhåll mot respektive produktionsenhet.

Även inom Ringhalsgruppen pågår arbete med organisationsutveckling och utveckling av nya arbetssätt och standardisering av dessa inom företagsgruppen. Men man har där börjat med mindre verksamheter för att vinna erfarenheter och successivt ta större grepp. Här handlar det också om att i utvecklingsarbetet dra nytta av samgåendet med Barsebäck AB och förena de två företagskulturena.

Under 2002 skedde en integrering av Ringhals AB och Barsebäck Kraft AB. Bakom ändringen ligger uppgörelsen mellan staten, Vattenfall och Sydkraft inför stängningen av Barsebäck 1 och som resulterade i bildandet av företagsgruppen. SKI har prövat och godkänt att Barsebäck Kraft AB uppdrar åt Ringhals AB att vidta åtgärder som enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet ska utföras av Barsebäck Kraft AB. Samgåendet mellan BKAB och Ringhals AB och BKAB:s beslut att uppdra åt Ringhals AB att vidta vissa åtgärder som enligt kärntekniklagen ska utföras av tillståndshavaren aktualiserade frågor om vilka dessa åtgärder är, deras omfattning och styrning. Detta har lett till flera diskussioner med tillståndshavare i ärenden där entreprenörer används för vissa uppgifter. SKI har därför beslutat att närmare utreda frågan under 2003 liksom konsekvenserna från säkerhets- och tillsynssynpunkt av det lagstadgade ansvar som gäller för de uppgifter som uppdraget omfattar.

Fortsatt utveckling av kvalitetssystem och revisioner

Ändringar av organisationer och verksamheter innebär också ändringar i kvalitetssystemen. Omorganisationen av Ringhals AB och Barsebäck Kraft AB innebar en integrering av företagen. Ett led i denna integrering var att ta fram ett gemensamt kvalitetssystem. SKI har granskat Ringhalsgruppens övergripande kvalitetssystem och delar av Ringhals och Barsebäck's kvalitetssystem. Det bedöms vara väl strukturerat och ge en enhetlig styrning på de övergripande nivåerna. SKI fann dock vissa brister och har ställt krav på åtgärder.

Vad gäller OKG:s kvalitetssystem, finns viss osäkerhet om hur den ökade processinriktningen integreras i bolagets kvalitetssystem. SKI har ännu inte granskat OKG:s kvalitetssystem efter organisationsförändringen, men konstaterat att behovet av att påskynda uppdateringen av det uppmärksammats inom bolaget.

Ambitionerna att effektivisera verksamheter har även inneburit att bolagen ser över sina kvalitetssystem för att rensa ut sådant som är alltför detaljerat, inte ger tillräcklig nytta i förhållande till kostnaderna m.m. Bland annat har Forsmarks Kraftgrupp AB stått för en sådan inriktning på utvecklingen av kvalitetssystemen under 2002.

SKI kan konstatera att tillståndshavarna under senare år har utvecklat sin verksamhet för att genomföra kvalitetsrevisioner på ett positivt sätt samt att denna verksamhet är väl utvecklad idag. SKI avser att följa upp tillståndshavarnas arbete med kvalitetsrevisionerna och kommer årligen att träffa respektive tillståndshavare i dessa frågor. Inriktningen kommer att vara att granska revisionsresultaten som ett led i att tillse att det sker en ständig förbättring av verksamheten.

Osäkerheten kvarstår vid Barsebäck

Under 2003 har avvecklingen av den återstående reaktorn i Barsebäck åter aktualiserats i den politiska debatten. SKI har fortsatt med en något förstärkt tillsyn av Barsebäck Kraft AB. SKI:s bedömning är att Barsebäck Kraft AB alltjämt hanterat avvecklingssituationen på ett tillfredsställande sätt. Fortsättningsvis kommer det svåra läget att bestå i form av en ny organisation och en fortsatt ovisshet om framtiden. SKI kommer därför att fortsätta med den förstärkta tillsynen.

Bättre kompetens- och resurssäkring

SKI har vid tidigare års inspektioner vid kärnkraftanläggningarna konstaterat brister i deras kompetenssäkringsprocesser. Dessa brister bestod i att man vid anläggningarna inte tillämpade eller inte hade någon dokumenterad systematisk metod för att tillse att det finns tillräckligt med personal och tillräckligt med kompetens nu och på flera års sikt. För att komma till rätta med bristerna ställde SKI krav på tillståndshavarna att ta fram åtgärdsprogram.

Kärnkraftsanläggningarna har kommit olika långt i arbetet med att ta fram och tillämpa en systematisk kompetenssäkringsprocess för verksamheter inom en avdelning eller en enhet. Däremot återstår arbete med funktioner som går över flera enheter. Beredskapsfunktionen är ett sådant exempel, där Ringhals är det enda kärnkraftverk som på ett systematiskt sätt analyserat sina kompetens- och bemanningsbehov.

Med hänsyn till driftpersonalens ansvar och betydelse för den operativa säkerheten vid en reaktoranläggning ställs särskilda krav på dessa. De nya föreskrifterna om kompetens hos driftpersonal vid reaktoranläggningar har varit i kraft sedan januari 2001. SKI har konstaterat att kärnkraftsanläggningarna har gjort egna revisioner inom området. För att följa upp arbetet med detta och för att bygga upp en egen bild av hur väl anläggningarna förmår leva upp till kraven har SKI börjat med inspektioner. Hittills har sådana gjorts vid ett kärnkraftverk. Ett resultat var att det saknades tillräcklig styrning av driftpersonalens kompetenssäkring, kompetensprövning, behörighet och befattnings-

utbildning. Det saknades även t ex befattningsvisa kriterier vid kompetensbedömning av enskilda personer. SKI ställde därför krav på ett program för att åtgärda bristerna.

Kartläggningar av säkerhetskultur/säkerhetsklimat

Kärnkraftsanläggningarna gör kartläggningar av säkerhetskulturen/-klimatet med hjälp av enkäter. Sådana kartläggningar gjordes i slutet av 2002. Resultaten varierade mellan olika enheter och bilden var i vissa fall ganska splittrad. Det är enligt SKI:s bedömning positivt att kärnkraftsanläggningarna själva gör sådana mätningar samt återför och diskuterar resultaten tillsammans med personalen för att åstadkomma förbättringar. Inställningen att ständigt bli bättre och ledningens aktiva engagemang för att åstadkomma detta är viktiga faktorer i säkerhetsarbetet.

Risk för sämre erfarenhetsåterföring

För att kunna förbättra säkerheten behöver anläggningarna fortlöpande ta tillvara erfarenheter från egen och andras verksamheter. SKI har under ett antal år drivit på tillståndshavarna för att de ska ha ett sådant system som uppmuntrar till erfarenhetsutbyte och lärande. SKI observerar dock att vissa typer av händelser återkommer, vilket kan tyda på att erfarenhetsåterföringen inte varit effektiv. SKI kommer fortsättningsvis att bevaka denna fråga.

Häri ingår också att ha ett klimat som leder till öppenhet att rapportera om brister, misstag och felhantering. En närmare utredning av vad som lett fram till dessa visar en kedja av brister i rutiner, instruktioner, kommunikationer, teknisk utrustning, tidspress och otydliga roller, dvs. till systemfel snarare än individfel. Rapporteringen och utredningarna av det inträffade tjänar till att åtgärda dessa brister för att förebygga liknande eller allvarliga händelser. Genom att öppet kunna sprida erfarenheterna inom den egna organisationen och inom andra får de en möjlighet att göra förbättringar i förebyggande syfte. Vikten av att ha en sådan öppen erfarenhetsåterföring internt och externt utan att riskera att de personer som själva rapporterar blir straffade för detta är centralt i allt säkerhetsarbete. Det gäller såväl inom kärnteknisk verksamhet som inom andra verksamheter med höga säkerhetskrav såsom flyg och sjukvård. SKI har under årens lopp drivit på tillståndshavarna för att de ska utveckla och behålla den öppenhet som behövs för en bra rapportering och utredning.

6. Kärnämneskontroll och fysiskt skydd

Kärnämneskontroll

Under 2002 har såväl SKI som IAEA och Europeiska kommissionen genomfört inspektioner av hur kärnämneskontrollen hanteras vid anläggningarna. 55 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 av kärnämne. För kärnkraftverken sker detta i samband med den årliga revisionen. Resultatet av inventeringen verifieras då av SKI, IAEA och kommissionen. Vid inspektionerna under 2002 har inget framkommit som tyder på brister i kärnämneskontrollen vid kärnkraftverken.

Under 2002 har de flesta kärnkraftverken till SKI lämnat den utökade anläggningsbeskrivning som kommer att krävas när tilläggsprotokollet till safeguardavtalet med IAEA träder ikraft. Detta väntas ske under andra halvåret 2003. Tilläggsprotokollet innebär att staten måste ge IAEA mer information än tidigare om kärnteknisk verksamhet och även om verksamhet relaterad till kärnbränslecykeln. Tilläggsprotokollet ger dessutom IAEA en utökad inspektionsrätt.

Fysiskt skydd

En av förutsättningarna för drift av kärntekniska anläggningar är att åtgärder för fysiskt skydd vidtas. Vid kärnkraftverken är det huvudsakliga syftet att skydda anläggningen mot obehörigt intrång, sabotage eller en liknande handling som kan medföra en radiologisk olycka. Det fysiska skyddet är således en integrerad del av säkerheten vid anläggningen.

SKI bedömer att samtliga kärnkraftverk har ett fungerande fysiskt skydd. Bedömningen grundas på tillsynsaktiviteter som anläggningsbevakning, händelserapportering samt granskning av årsrapporter avseende det fysiska skyddet vid respektive anläggning.

Under året har arbetet med att se över SKI:s föreskrifter för fysiskt skydd av kärntekniska anläggningar fortsatt. SKI har tillsammans med Totalförsvarets forskningsinstitut, Rikskriminalpolisen och Säkerhetspolisen genomfört en omfattande studie som kommer att ligga till grund för den dimensionerande hotbild som inom kort kommer att fastställas av SKI. Den dimensionerande hotbilden kommer i sin tur utgöra grunden för de nya föreskrifterna som avses färdigställas under 2003.

För att SKI ska kunna vidta/initiera nödvändiga åtgärder vid en förändrad hotbild krävs att SKI i ett tidigt skede får information om detta. SKI har därför kommit överens med Rikskriminal- och Säkerhetspolisen om att regelbundna hotbilda-beskrivningar för kärntekniska anläggningar ska göras, vilka sedan vidare befordras till berörda anläggningar.

7. Strålskyddsläget

Strålskyddsläget under år 2002

Den totala stråldosen till personal vid de svenska kärnkraftverken blev 13 manSv⁸ för år 2002 och det är något högre än de närmast föregående åren. Tolv personer erhöll stråldoser högre än 20 millisievert (mSv) och den högsta individuella stråldosen blev 27 mSv. Dosgränsen är 50 mSv under ett enstaka år.

Under år 2002 bröts de senaste årens trend med sjunkande stråldoser till personalen. Orsaken till detta var främst genomförandet av det stora moderniseringsprojektet vid Oskarshamn 1, MOD-projektet, vilket pågick under hela året. Dosutfallet för MOD-projektet uppskattas till 5,5 manSv. Den resterande stråldosen vid de svenska kärnkraftverken var ungefär 7 manSv vilket är i nivå med de senaste årens dosutfall. Vid Barsebäck 2 genomfördes under tre sommarmånader en modernisering av reaktorns primärsystem vilket ledde till högre stråldoser än under närmast föregående år. Vid Ringhals 4 genomfördes en längre avställning för reparation av reaktortankens in- och utloppsstutsar.

Strålnivåerna vid de flesta svenska reaktorer är låga, till stor del beroende på tidigare införda dosreduceringsåtgärder. Vid Ringhals 1 blev dosutfallet för revisionen 0,7 manSv, det lägsta sedan startåret 1975. Låga revisionsdoser, 0,1 – 0,2 manSv, vid Ringhals 3, Forsmark 3 och Oskarshamn 3 var bland annat ett resultat av tidigare dekontaminering (kemisk rengöring). Vid Forsmarksverket registrerades den lägsta totala årliga stråldosen sedan alla tre reaktorerna togs i drift – utfallet för år 2002 blev 1,3 manSv.

Stråldosen till människor i kärnkraftverkens närhet under år 2002 ligger under 1 procent av den gällande dosgränsen⁹. De kontrollmätningar som SSI utför på omgivningsprover runt kärnkraftverken samt på utsläppsvatten visar god överensstämmelse med tillståndshavarnas egna mätningar.

SSI:s bedömning

SSI gör bedömningen att strålskyddsläget är gott. Det är dock viktigt att det även fortsättningsvis finns resurser tillgängliga, såväl ekonomiska som personella, för att bibehålla och utveckla de goda strålskyddsförhållandena. SSI förutser att ytterligare insatser för att vidmakthålla den tekniska kvalitén och säkerheten vid de svenska kärnkraftsverken kommer att behövas. Detta medför att under enstaka år kommer tillståndshavarna att utföra ombyggnader och reparationer vid enskilda reaktorer – vilket leder till högre stråldoser under dessa driftavställningar. SSI inriktar nu sin tillsyn på strålnivåer i anläggningarna, dosimetrifrågor samt system för erfarenhetsutbyte och kvalitetssäkring av strålskyddet.

⁸ manSv är enheten för total stråldos (kollektivdos) och definieras som medeldosen till en grupp av personer multiplicerat med antalet personer i gruppen. I detta sammanhang har den totala stråldosen (kollektivdosen) beräknats genom att summera personalens individuella stråldoser.

⁹ Stråldosen från utsläpp av radioaktiva ämnen till en person som bor nära kärnkraftverket får högst vara 0,1 mSv per år.

Stråldosen från de svenska kärnkraftsverken till allmänheten är fortsatt låga. SSI:s utvärdering av erfarenheterna från första året med referens- och målvärden vid anläggningarna visar att referensvärdena, i de flesta fall, är fastställda på en nivå som svarar mot den normala, optimerade utsläppsnivån¹⁰. SSI ställer fortsatta krav på ett kontinuerligt arbete vid kärnkraftverken för att ytterligare reducera utsläppen av radioaktiva ämnen genom att bl.a. använda BAT (*Best Available Technique*)¹¹.

Strålskyddsverksamheten vid kärnkraftverken

Barsebäcksverket

Strålskyddsverksamheten vid Barsebäcksverket har förflutit väl under året. Den totala stråldosen till personalen blev 2,1 manSv. Inga onormala stråldoser har rapporterats. Årets revision vid Barsebäck 2 var en av de längsta och största planerade revisionerna under Barsebäcksverkets historia. Stråldoser i samband med avställnings- och servicedriften vid den slutligt avställda reaktorn Barsebäck 1 har varit små. Avställningen av Barsebäck 2 var planerad till 70 dygn, men varade i 81 dygn. Utöver bränslebyte och normalt underhåll utfördes projektet PRIM - modernisering av primärsystemen i reaktorinneslutningen. Inom projektet genomfördes kemisk rengöring (dekontaminering) av primärsystemen vilket innebar att totala stråldosen kunde begränsas. Ett antal ledningar och komponenter byttes ut för att minska risken för materialförsvagning och underlätta kontroller. Orsaken till avställningens förlängning var projektet PRIM, men också att provningen av reaktortanken drog ut på tiden. Stråldosen för revisionen blev 1,8 manSv.

Forsmarksverket

Den totala stråldosen vid Forsmarksverket blev 1,3 manSv, den lägsta sedan Forsmark 3 togs i drift år 1985. Inga onormala stråldoser eller allvarliga tillbud har inträffat. Mindre bränsleskador förekom vid Forsmark 1 och Forsmark 3. Två gånger ställdes Forsmark 1 av för byte av skadat bränsle. Vid ett par tillfällen avbröts driften vid Forsmark 2 för att åtgärda smärre läckage.

Den årliga avställningen för bränslebyte och underhållsarbete, revisionen, vid Forsmark 1 varade i 18 dygn och den totala stråldosen blev 0,4 manSv. Strålnivåerna vid Forsmark 1 var på turbinsidan något högre än under år 2001.

Revisionen vid Forsmark 2 pågick under tre veckor och totala stråldosen blev 0,35 manSv. Strålnivåerna i anläggningen skiljde sig inte mycket från föregående år.

Revisionen vid Forsmark 3 pågick i 12 dygn och den totala stråldosen blev endast 0,1 manSv, det lägsta revisionsdosutfallet någonsin för en svensk reaktor. Den låga stråldosen berodde på liten arbetsomfattning och låga strålnivåer, bland annat till följd av föregående års kemisk dekontaminering av rörsystem i reaktorn.

¹⁰ Referensvärdet ska ses som ett mått på olika reaktorers utsläppsbegränsande förmåga under drift.

¹¹ Med "Bästa möjliga teknik" (*Best Available Technique*) avses användande av den mest effektiva metoden för att begränsa utsläpp av radioaktiva ämnen och utsläppens skadliga förmåga på människans hälsa och miljön, och som inte medför orimliga kostnader.

Oskarshamnsverket

Den totala stråldosen vid Oskarshamnsverket år 2002 blev 7 manSv varav ungefär 5,5 manSv erhöles av personalen i moderniseringsprojektet MOD vid Oskarshamn 1¹². Under året inträffade inga allvarliga tillbud vid verket. Mindre bränsleskador, som inte krävde att det skadade bränslet byttes ut, upptäcktes vid reaktorblocken Oskarshamn 2 och Oskarshamn 3.

Projektet MOD vid Oskarshamn 1 pågick under hela år 2002 och stråldosen på 5,5 manSv var det största dosutfallet sedan år 1994. De omfattande, och ibland även doskrävande arbetena utgjordes bland annat av byte av pumphus i huvudcirkulationssystemet, ändringsarbeten på kylsystemet för avställd reaktor, olika ventilarbeten och ombyggnader av flera områden utanför reaktorinneslutningen. Stora arbeten utfördes även på turbinsidan. En stor del av den totala stråldosen erhöles även av personer som arbetade med ställningsbygge, på- och avisolering av system och inspektioner och kontroller.

Strålnivåerna var högre än förväntat i flera av reaktorsystemen, vilket bidrog till högre stråldoser än planerat. Kemisk dekontaminering av huvudcirkulationssystemets pumphus och kretsar genomfördes. En del arbeten, t.ex. elinstallationer och turbinarbeten, blev mer omfattande och tog längre tid än ursprungligen avsett. Detta ledde till en förlängd revision och bidrog till högre stråldoser. OKG har konstaterat att det ursprungliga underlaget för dosbudgeten i vissa stycken var bristfälligt. Revisionsavställningen på Oskarshamn 2 pågick i fyra veckor och den totala stråldosen blev 0,6 manSv vilket historiskt sett är ett lågt värde. OKG Aktiebolag planerar en omfattande kemisk dekontaminering vid reaktorblocket under år 2003 och flera doskrävande arbeten flyttades därför till revisionen år 2003.

Revisionsavställningen på Oskarshamn 3 pågick i 3 veckor och resulterade i en total stråldos på 0,2 manSv. Den kemiska dekontaminering som genomfördes år 1999 bidrog även innevarande år till det låga dosutfallet.

Ringhalsverket

Den totala stråldosen vid Ringhalsverket blev 2,6 manSv. Dosutvecklingen vid Ringhalsverkets samtliga reaktorer har haft en gynnsam trend under senare år. Inga onormala stråldoser eller allvarligare tillbud har inträffat. Ringhals 4 har körts med en liten bränsleskada under en del av driftsäsongen.

Den årliga revisionsavställningen för bränslebyte och underhåll vid Ringhals 1 genomfördes på 36 dygn. Den totala stråldosen blev 0,7 manSv, vilken är den lägsta revisionsdosen sedan startåret. Strålnivåerna vid Ringhals 1 var i stort sett stabila jämfört med föregående år. En större kemisk dekontaminering av reaktorsystemen genomfördes år 1997.

Revisionen vid Ringhals 2 genomfördes på 25 dygn och totala stråldosen blev 0,4 manSv. Strålnivåerna vid Ringhals 2 hade sedan föregående år överlag minskat.

Revisionen vid Ringhals 3 genomfördes på 31 dygn och totala stråldosen blev 0,2 manSv. Strålnivåerna var i stort sett oförändrade sedan föregående år.

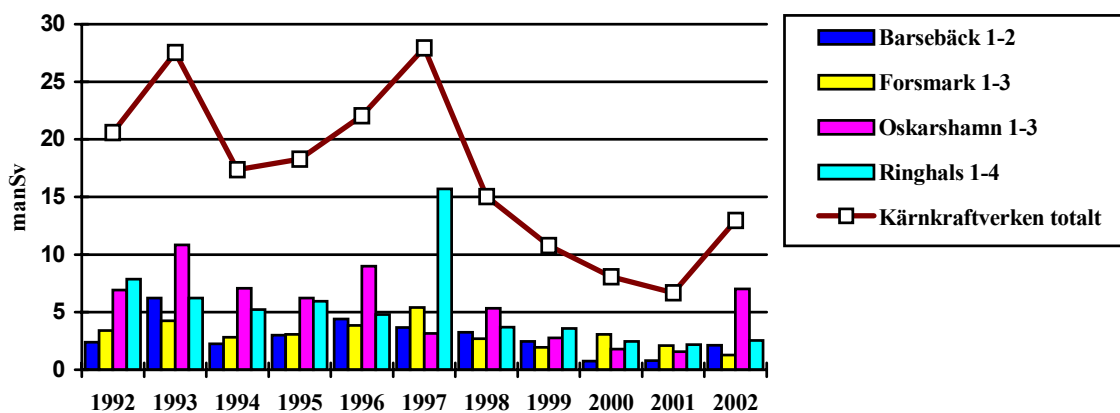
¹² Observera att den totala stråldosen för en revisionsavställning är uppmätt med ett elektroniskt dosimetrisystem och dessa stråldoser kan avvika något från de som erhöles från det officiella TL-dosimetrisystemet (termoluminescensdosimetrar).

Revisionen vid Ringhals 4 genomfördes på 70 dygn, där en planerad reparation av reaktortankens in- och utloppsstutsar stod för en större del av avställningstiden. Den totala stråldosen blev 0,8 manSv. Under driftsäsongen hade man en liten bränsleskada. Skadan medförde dock inte någon mätbar påverkan på stråldoser eller kontaminationer i anläggningen. Strålnivåerna var i allmänhet oförändrade sedan föregående år.

Stråldoser till personal

Under år 2002 blev den sammanlagda stråldosen till personal inklusive entreprenörer vid de svenska kärnkraftverken 13 manSv. Den totala stråldosen är större än under de närmast föregående åren (år 2001: 6,7 manSv; år 2000: 8,1 manSv) och det berodde till stor del på att större ombyggnadsarbeten genomfördes vid reaktorblocket Oskarshamn 1 (MOD-projektet) och Barsebäck 2 (PRIM-projektet). Den resterande stråldosen, när en stråldos på 5,5 manSv kopplat till MOD-projektet subtraherats, var ungefär 7 manSv vilket är i nivå med de senaste årens utfall.

Strålningsnivåerna vid de svenska reaktorerna var fortsatt låga, till stor del beroende på tidigare dosreduceringsåtgärder och genomförda kemiska rengöringar i samband med ombyggnader. Inträffade bränsleskador gav inte upphov till några allvarligare effekter på strålskyddsområdet. *Figur 4* visar dosutvecklingen för personal vid kärnkraftverken under perioden 1992-2002.



Figur 4. Årlig total stråldos (manSv) till personal vid svenska kärnkraftverk.

	Total stråldos (manSv)	Max individdos (mSv)	Medeldos (mSv)	Antal personer ¹ med registrerad dos > 0,1 mSv
Barsebäck	2,1	19,5	2,3	923
Forsmark	1,3	16,2	1,3	956
Oskarshamn	7,0	26,6	3,7	1878
Ringhals	2,6	18,4	1,9	1330

¹⁾ 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.

Tabell 1. Sammanställning av persondoser vid kärnkraftverken 2002.

Medeldosen till personalen blev 2,9 mSv under år 2002 vilket är högre än närmast föregående år (År 2001: 1,8 mSv, 2000: 2,0 mSv). Under år 2002 erhöll 4507 personer en registrerad dos. De högsta medeldoserna erhöles också vid Oskarshamn och Barsebäck. Medeldosen vid Oskarshamnsverket, 3,7 mSv, är den högsta sedan år 1993. Ingen person har fått stråldoser över fastställda dosgränser¹³. Högsta registrerade individuella stråldoser under år 2002 blev 27 mSv. Tolv personer erhöles stråldoser överstigande 20 mSv. Två personer registrerades för interndoser (0,3 mSv respektive 0,5 mSv) överstigande rapporteringsgränsen 0,25 mSv till följd av smärre intag (via munnen eller näsan) av radioaktiva ämnen.

Utsläpp till omgivningen

Utsläpp av radioaktiva ämnen från kärntekniska anläggningar sker både till luft och till vatten. Mätning och rapportering av utsläpp ska utföras i enlighet med föreskrifter fastställda av SSI, *Statens strålskyddsinstutts föreskrifter om skydd av människors hälsa och miljön vid utsläpp av radioaktiva ämnen från vissa kärntekniska anläggningar* (SSI FS 2000:12). I föreskrifterna finns krav på tillståndshavare av kärnkraftsreaktorer att 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 2002 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. Nedan redovisas de fall då referensvärden överskreds under år 2002:

Barsebäck 2: Under en period överskreds referensvärdet för aerosoler. Orsaken var de omfattande arbeten som genomfördes under revisionen.

Forsmark 1: Referensvärdena överskreds till följd av bränsleskador. Efter utbyte av skadat bränsle återställdes utsläppsnivån.

Oskarshamn 1: Referensvärdet för aerosoler överskreds. Orsaken var moderniseringsprojektet MOD.

Oskarshamn 2 och 3: Mindre bränsleskador bidrog till att utsläppsnivåerna låg nära, eller i något fall, något över referensvärdena.

Ringhals 4: Referensvärdena överskreds p.g.a. en mindre bränsleskada. Efter bränslebyte var utsläppsnivåerna åter under referensvärdena.

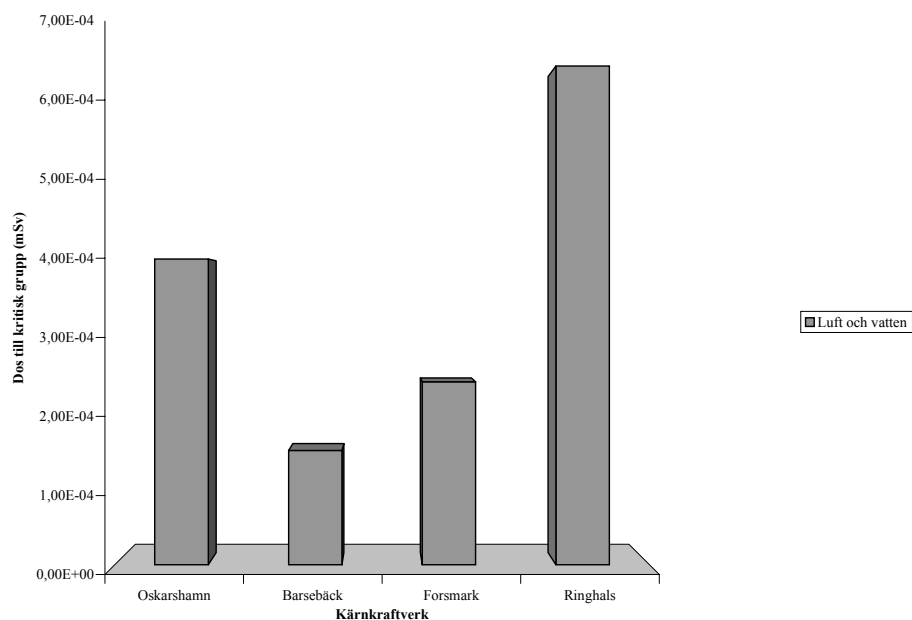
I föreskrifterna SSI FS 2000:12 ställs krav på att en tillståndshavare ska redovisa ambitioner och strategier för att, på kort såväl som på lång sikt, reducera utsläppen av radioaktiva ämnen. Tillståndshavaren ska därför utarbeta och redovisa lämpliga *målvärden* för en bestämd tidsperiod. Målvärdet är den nivå som utsläpp av radioaktiva ämnen från en kärnkraftsreaktor kan reduceras till under en viss given tid.

¹³ För ett enstaka år är dosgränsen 50 mSv. Under fem på varandra följande år får summan av en persons stråldoser högst uppgå till 100 mSv.

I *Figur 5* redovisas de stråldoser som utsläppen av radioaktiva ämnen från kärnkraftverken gav upphov till under år 2002. Stråldoser (angivna i mSv) avser personer som bor nära kärnkraftverken och som beräknas få högst dos, *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.

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.

SSI genomför inspektioner för att följa upp efterlevnaden av gällande föreskrifter. Erfarenheterna från 2002 års inspektioner finns redovisade i en särskild SSI rapport.



Figur 5 Utsläpp av radioaktiva ämnen till luft och vatten från kärnkraftverken år 2002 redovisade som dos till kritisk grupp. Dessa doser kan inte direkt jämföras med tidigare års data eftersom beräkningsmetoden har reviderats från och med år 2002.

8. Avfallshanteringen

Behandling, mellanlagring och slutförvaring av kärnavfall

Vid kärnkraftverken behandlas radioaktivt driftavfall för att kunna slutförvaras i lokala markförvar vid Forsmark, Oskarshamn och Ringhals förutsatt att det är tillräckligt lågaktivt. Om det innehåller högre aktivitet deponeras avfallet vid slutförvaret för radioaktivt driftavfall, SFR-1 som är beläget vid Forsmarksverket. Avfall behandlas dessutom vid Studsvik, där förbränning av sopor och smältning av metaller sker. Signifikanta mängder skrot mellanlagras vid kärnkraftverken, i avvaktan på avklingning eller uppförande av slutförvar. Mycket lågaktivt avfall friklassas för fri användning, förbränns, eller deponeras på kommunalt eller eget avfallsupplag.

Hanteringen vid kärnavfallsanläggningarna har fungerat tillfredställande under året. SKB har lämnat tillfredställande redovisning för den avfallstyp som myndigheterna stoppade deponeringen av i SFR under föregående år. Forsmarks Kraftgrupp AB har således fått fortsatt tillstånd för fortsatt produktion av den avsedda avfallstypen.

Som en konsekvens av SKI:s föreskrifter har uppdatering av kärnkraftverkens säkerhetsredovisningar skett med de tidigare typgodkända beskrivningarna av avfall till SFR-1. Detta innebär ett förbättrat säkerställande av avfallets kravuppfyllelse.

Inom ramen för SKI:s och SSI:s arbetsgrupp MAAS har arbetet fortsatt med att ta fram ett nytt vägledande dokument. Ofta krävs kompletteringar av ansökningarna innan myndigheterna kan ta ställning till om deponering kan ske i SFR-1. En ny avfallstyp har godkänts under året. Hittills har ca trettio avfallstyper blivit godkända för deponering i SFR. Arbetet med att ta fram granskningskriterier för så kallat SFL-avfall (långlivat driftavfall) har pågått.

Under 2002 har inget avfall deponerats i markförvaren. Den totala mängden som deponerats i markförvar vid kärnkraftverken är ca 13500 m³. Ansökan från Forsmarks Kraftgrupp AB om tillstånd att utöka det befintliga markförvaret behandlas av SSI. Eftersom vatten trängt in i den befintliga deponin har kompletterande utredningar gjorts av FKA för att klarlägga orsaken och betydelsen för utformningen av en utökning av förvaret.

Under året har 395 m³ avfall deponerats i SFR och totalt sedan starten 29 371 m³. Det totala aktivitetsinnehållet i förvaret uppgick vid årsskiftet till 5,7 E 14 Bq.

Under året har en händelse enligt kategori 2 (tidigare Rapportervärd omständighet, RO) inträffat vid SFR. I samband med den årliga provningen av brandlarmssystemets och brandventilationens logikfunktioner visade det sig att ett brandlarmssystem inte stängdes. Händelsen hade ingen säkerhetsmässig betydelse.

Under året har SKI och SSI arbetat med granskning av SKB:s uppdaterade säkerhetsredovisning för SFR-1 som rör såväl den långsiktiga säkerheten och driften för anläggningen sedan start (projekt SAFE). Granskningen beräknas vara klar första halvåret 2003.

Använt kärnbränsle

Använt kärnbränsle och rester från interna delar från reaktorerna som hänförs till långlivat avfall, mellanlagras vid CLAB vilket är beläget vid Oskarshamns kärnkraftverk. OKG handhar även den dagliga driften vid anläggningen på uppdrag av Svensk Kärnbränslehantering AB, som är tillståndshavare.

Under året har elva händelser enligt kategori 2 inträffat vid anläggningen. Samtliga händelser är utredda av CLAB och ingen av de inträffade händelserna har haft påverkan på säkerheten.

Under året har totalt 228,1 ton, som uran, mottagits i CLAB. Totalt fanns vid årets utgång 3879,8 ton uran i lagret. Detta innebär att ca 92 % av lagringsutrymmet inklusive lagrade härdkomponenter nu är utnyttjat.

Utbyggnaden av etapp två vid CLAB har fortsatt och inredning av förvarsdelen har pågått. På grund av den pågående moderniseringen av O1 har förseningar uppstått som påverkar lagringsmöjligheten fram till dess att etapp två kan driftsättas. Detta har medfört att SKB ansökt om att temporärt få utnyttja befintlig mellanbassäng för lagring av bränsle. SKI följer det fortsatta arbetet. Avsikten är att anläggningen ska vara driftklar vid halvårsskiftet 2004.

Under året har modernisering av kontrollrummet vid CLAB inletts. Viss störning på hanteringsutrustningen för bränsle har skett utan att det har haft påverkan på säkerheten.

9. Haveriberedskap

SKI har under året följt utvecklingen av haveriberedskapen vid kärnkraftverken. De frågor som ägnats särskild uppmärksamhet är analys av kompetens och bemanning för anläggningarnas beredskapsorganisationer, och förbättrad rapportering från anläggningarna till SKI vid händelser som avviker från normal drift. Det är områden där SKI tidigare identifierat brister på samtliga anläggningar.

Frågor rörande kompetens- och bemanningsanalyser har följts upp genom granskning och anläggningsbevakning. SKI har kunnat konstatera att utveckling skett, men att brister inom detta område kvarstår vid Forsmark, Oskarshamn och Barsebäck.

Tillgången till snabb och tillförlitlig information är viktig för att fullgöra SKI:s uppgift i haveriberedskapen men också för de beslutsfattare som har ansvaret för tidiga skyddsåtgärder i hot- och haverisituationer. Under året har nya rutiner för överföring av information till SKI vid händelser som avviker från normal drift tagits fram och prövats vid flera övningar där kärnkraftverken och SKI deltagit. Erfarenheterna från övningarna visar på tydliga förbättringar, men också att utvecklingen av rutinerna måste fortsätta. Trots fortsatt förbättringsbehov anser SKI att beredskapen vid kärnkraftanläggningarna upprätthålls på en godtagbar nivå.

SKI och SSI har i samverkan även med övriga aktörer inom beredskapsområdet fortsatt arbetet för att effektivisera beredskapen i händelse av nukleära olyckor. Flera övningar och utbildningar där SSI och SKI medverkat har genomförts under året. Vid flertalet

övningarna har det av SSI framtagna webbaserade verktyget för utbyte av information mellan aktörerna, ”Kärnporten/Generalen”, använts.

Under året har en nära kontakt och samverkan skett med de kärntekniska anläggningarna, SSI, Krisberedskapsmyndigheten, Forsvarsdepartementet, FOI, säkerhetspolisen m fl myndigheter och organisationer rörande beredskap mot terror och sabotage. Beredskapen mot sådana händelser har stärkts och området har även under detta år varit i fokus på flertalet av de beredskapsövningar som genomförts.