

# Skador i svenska kärnkraftanläggningars mekaniska anordningar 1972-2000

Karen Gott

December 2002



# Skador i svenska kärnkraftanläggningars mekaniska anordningar 1972-2000

Karen Gott

December 2002

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



## Innehållet

### Sammanfattning

1	Inledning .....	1
2	Kort om databasen och använda termer.....	2
3	Översiktlig beskrivning av skadeutvecklingen .....	4
4	Utvärdering av de dominerande skademekanismer.....	14
4.1	Interkristallin spänningskorrosion.....	14
4.1.1	Interkristallin spänningskorrosion invid svetsförband i kokvattenreaktorers rörledningar av rostfritt stål .....	18
4.1.2	Interkristallin spänningskorrosion i kokvattenreaktorers kalldeformerade rördelar av rostfritt stål .....	21
4.1.3	Interkristallin spänningskorrosion i interna delar i kokvattenreaktorer.....	24
4.1.3.1	Interkristallin spänningskorrosion i interna delar av rostfritt stål i kokvattenreaktorer.....	25
4.1.3.2	Interkristallin spänningskorrosion i interna delar av nickelbaslegeringar i kokvattenreaktorer.....	28
4.1.4	Övriga fall av spänningskorrosion i rördelar och andra komponenter .	29
4.1.4.1	"Nuclear Grade" problematiken.....	29
4.1.4.2	Sprickning i anslutnings- och rörsvetsar av nickelbaslegeringar .....	30
4.1.4.3	Gjutna komponenter .....	30
4.1.4.4	Smidesringar .....	31
4.2	Interkristallin spänningskorrosion i tryckvattenreaktorer.....	31
4.3	Transkristallin spänningskorrosion .....	32
4.4	Bestrålningsinducerad spänningskorrosion i interna delar .....	33
4.5	Termisk utmattning.....	34
4.5.1	Termisk utmattning i rördelar .....	37
4.5.2	Termisk utmattning i reaktortryckkärl och deras interna delar .....	39
4.6	Utmattning .....	41
4.7	Erosionskorrosion.....	44
4.8	Korrosion .....	48
4.9	Övriga skador och defekter .....	51
4.9.1	Korrosionsutmattning .....	51
4.9.2	Varmsprickor.....	52
4.9.3	Tillverkningsdefekter eller skador orsakat av montagefel, mm.....	52
5	Jämförelser mellan skadeutveckling i svenska anläggningar och anläggningar i USA.....	53
6	Slutsatser och rekommendationer .....	55

### Referenser

### Bilagor

1	Skadedatabasen och arbetsätt
2	Antal skadefall per år och anläggning av olika allvarlighetsgrad

## Sammanfattning

### *Bakgrund*

Det är en naturlig del av såväl kraftindustrins verksamhet som Statens kärnkraftinspektions tillsynsuppgift att noggrann följa utvecklingen av inträffade skador. Detta för att kunna vidta åtgärder för att undvika upprepanen och för utveckling av effektiva kontrollprogram. SKI ställer därför krav på erfarenhetsåterföring i sina föreskrifter. Bland annat av den anledning har SKI också ställt krav på rapportering vid upptäckt av skador i mekaniska anordningar som inte är av ringa betydelse för säkerheten i svenska kärnkraftanläggningar. Orsaken till skador skall utredas snarast och rapporteras för att SKI skall kunna fullgöra sina tillsynsuppgifter.

Kartläggning av skadeorsaken kan kräva en rad olika insatser alltifrån en beskrivning av händelseförloppet till avancerade materialundersökningar av uttagna prov eller hela komponenter. Resultaten används sedan för att välja lämplig reparationsmetod eller genomföra skadetålighetsanalyser, och inte minst för erfarenhetsåterföring. Detta leder bl.a. till att i tid kunna sätta in kontrollåtgärder för tidig upptäckt av liknande skador, eller initiera forskningsinsatser som kan leda till en bättre förståelse av skademekanismer.

SKI:s krav på skaderapportering har funnits länge, vilket innebär att SKI förfogar över en omfattande samling av information beträffande skador i de svenska anläggningar. Denna information finns nu i en databas, benämnd STRYK (Skador i Tryckbärande system i Kärnkraftanläggningar).

Föreliggande rapport bygger på skador som har rapporterats till SKI, från det att den första reaktor-anläggningen, Oskarshamn 1, togs i kommersiell drift 1972 fram till år 2000. Rapporten presenterar en samlad bild över skadeutvecklingen över åren, i olika anläggningar, i dess olika system och typer av anordningar. Syftet är därmed att öka kunskaperna om bakomliggande mekanismer och orsaker, och vidare ge bättre underlag för systematisk kontrollplanering, samt identifiering av behov av vidare forskningsinsatser.

Förutom en översiktig utvärdering av skadeutveckling i samtliga anläggningar har de tolv reaktor-anläggningarna utvärderats var och en för sig med avseende på drabbade anordningar och system samt skademekanismer och drifttider. Utvärdering mot drifttid ge inte någon vägledning om initiering eller tillväxt av skador eftersom skadorna varit av olika storlekar vid upptäcktstidpunkten, beroende bland annat på vilka kontroll- och provningsmetoder som har använts.

### *Skadefrekvens*

Stora individuella variationer finns mellan de olika anläggningar vad gäller den dominerande skademekanism vilket återspeglas i de system och komponenter där skador förekommer. Förutom Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har det i anläggningarna upptäckts ett relativt konstant antal skador i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 1 och 2 under sin drifttid och någon direkt trend syns inte. Vissa år finns några flera rapporterade skador i en anläggning då utökad provning på grund av en upptäckt skada kan leda till att flera liknande skador upptäcks samtidigt.

Man kan notera att tryckvattenreaktor anläggningarna har haft endast ett fåtal skador hittills utöver de omfattande skadorna i ånggeneratortuberna, som ej omfattas av STRYK. Det är dock möjligt att denna trend nu håller på att ändras.

I anordningar som tillhör kvalitetsklasserna 3 och 4 verkar det som om Forsmark 1 har haft flera skador än övriga anläggningar. Dessa trender kan till viss del beror på hur de olika anläggningarna rapportera skador i dessa kvalitetsklasserna.

Av rapporten framgår att 86 % av skadorna har upptäckts genom kontroll- provningsprogram. Man kan notera att sedan införandet av riskinformerade kontrollprogram som föreskrevs genom kontrollgruppsindelning har antalet fall som lett till läckage minskat. I de fall som lett till läckage sedan 1998 har utmattning i så kallade klenledningar varit den dominerande drivmekanismen. Dessa komponenter ingår normalt inte i kontrollprogrammen.

## Skademekanismer

I rapporten ges en djupare analys av uppkomna skador uppdelad på de olika mekanismer som är specificerade i STRYK: interkristallin spänningskorrosion, termisk- och vibrationsutmattning, erosionskorrosion och korrosion. Vid framtagning av de trenderna som kan läsas ut ur informationen i databasen har hänsyn tagits till de kända viktiga faktorer som påverka initiering och/eller utveckling av skador, såsom temperatur, materialets tillstånd och kemiska sammansättning. Den dominerande skademekanism är interkristallin spänningskorrosion (33 %), därefter kommer erosionskorrosion (30 %) och sedan termisk utmattning (11 %) följd av vibrationsutmattning (8 %). Övriga mekanismer är försumbara i förhållanden till dessa.

Merparten av skadefallen är koncentrerade till enbart tretton olika system. Snabbstoppsystemen har flest skadefall med interkristallin spänningskorrosion som den dominerande mekanismen. Även i kylsystemen för avställd reaktor och härdstrilsystemen är interkristallin spänningskorrosion den dominerande mekanismen. I matarvattensystemen är skadefall främst orsakade av erosionskorrosion eller termisk utmattning. I mellanöverhettare- och kondensatsystemen är merparten av skadefallen orsakade av erosionskorrosion.

Rör och rörböjar är de komponenter med flest rapporterade skadefall med erosion respektive interkristallin spänningskorrosion som de dominerande skademekanismer. Därefter kommer interna delar och värmeväxlare. I ventiler och T-stycke är termisk utmattning den vanligaste skademekanism.

Interkristallin spänningskorrosion har förekommit främst i austenitiska rostfritt rördelar vilka har blivit sensibiliserad under svetsning, eller genom kalldeformation under tillverkning och montage. Även lokal kalldeformation i form av repor eller annan mekanisk bearbetning av komponenternas ytor har visat sig vara vanliga initieringsställen. Detta leder till krav inte enbart på tillverkning men även på reparationsmetoder som till exempel omfattar slipning där kallbearbetning av ytorna kan åstadkommas. Det har även förekommit ett antal fall av interkristallin spänningskorrosion i interndelar där bestrålningen har bidragit till att materialet har blivit sensibiliserat. Därutöver har interkristallin spänningskorrosion kopplats i flera fall till förekomsten av svetsreparationer, detta gäller för såväl rostfritt material som nickelbaslegeringar.

Skadorna orsakade av spänningskorrosion har åtgärdats främst genom utbyte till komponenter tillverkade av mindre känsligt material. I kokarvattenreaktorerna har vätedosering (så kallad HWC) använts för att minska såväl initiering som propagering i de mest drabbade anläggningarna, men det är svårt att utvärdera dess effekter som en funktion av tid. Det kan dock kostateras att Forsmark 1 och 2 vilka inte har drivits någon längre tid med vätedosering har ungefär lika många skadefall som Barsebäck 1 och 2 samt Oskarshamn 2 vilka har använt vätedosering under många år.

Skadefall i kokvattenreaktorernas interna delar kan delas i två huvudkategorier beroende på material, rostfritt stål, där det inte kan uteslutas att bestrålningseffekterna har ökat materialets känslighet, och fallen i nickelbaslegeringar. Därutöver finns även bestrålningsinducerad spänningskorrosion (IASCC) där materialet har blivit känsligt för spänningskorrosion på grund av bestrålningseffekter. Mer parten av de skadade interna delarna är tillverkade av nickelbaslegeringar. Det är inte möjligt att dra några slutsatser kring skadeutveckling i dessa komponenter då många skadefall inte har upptäckts i ett tidigt skede på grund av brister i kontrollprogrammen och metoder. De flesta skadefall har upptäckts genom visuell inspektion och har inte undersökts metallografiskt varför det är mycket vanskligt att bedöma hur många enskilda defekter det finns i dessa skadefall.

Ett antal skadefall av spänningskorrosion har inträffat där det är oklart om vilken initieringsmekanism som har varit orsaken, men där propagering mycket tydligt har skett genom interkristallin tillväxt. Det är i flera av dessa skadefall mycket sannolikt att initiering har skett genom termisk utmattning. Vad gäller skadeorsak faller de flesta fallen under rubriken fel materialval.

Andra fall av spänningskorrosion i rördelar och andra komponenter har rapporterats i ersättningsrörledningar av så kallad "Nuclear Grade" rostfritt stål, i anslutningssvetsar till reaktortryckkärlsstutsar av nickelbaslegeringar, gjutna komponenter såsom ventilhus och smide komponenter såsom de så kallade smidesringar i externpumpsreaktorers huvudcirkulationskretsar. I inget av dessa fall har spännings-

korrosion kunnat uteslutas som propageringsmekanism men i flera av fallen har undersökningar av skadeorsaken varit bristfälligt, eller är fortfarande under utredning.

Interkristallin spänningskorrosion har förekommit på senare tid i nickelbaslegeringar i tryckvattenreaktorer i tjockare gods av Alloy 600 och svetsmaterialet Alloy 182, så kallad primärsidig spänningskorrosion. Mekanism är inte ännu helt fastställd, och flera motsägelsefulla hypoteser har framförts av olika internationella experter.

Spänningskorrosions skador orsakade av svetssensibilisering och kallbearbetning har minskat med tiden. Problemen med spänningskorrosion är emellertid inte helt lösta och aktuella frågor rör de ersättningsmaterial (så kallad Nuclear Grade) i kokarvattenreaktorerna och även spänningskorrosion i nickelbaslegeringar i tryckvattenreaktorerna.

Bestrålningsinducerad spänningskorrosion (IASCC) kan enbart förekomma i komponenter som är utsatta för neutronbestrålning. Internationellt har fenomenet rapporterats förekomma i komponenter av främst rostfritt stål, men även nickelbaslegeringar har visat sig vara känsliga. Det har inte varit något problem i svenska anläggningar.

Termisk utmattning uppstår när komponenter utsätts för mer eller mindre regelbundet temperaturcyklning, eller när flöden vid olika temperatur möts och orsaka termisk cyklning, vid till exempel ett T-stycken. Termisk utmattning under vissa förhållanden kan tillväxa mycket snabbt och ett fåtal skadefall har lett till läckage. Några skadefall har troligen initierats genom termisk utmattning men propagering har sedan skett genom spänningskorrosion. Termisk utmattning är ett problem som inte är helt löst och till skillnad mot spänningskorrosion förekommer fall av termisk utmattning efter korta drifttider. Merparten av fallen ligger i temperaturskillnader över 100 °C och andelen ökar med ökad differens, men ett antal har rapporterats där temperaturskillnaden är avsevärt lägre, ned till 55 °C.

Termisk utmattning har upptäckts främst i rördelar såsom ventiler, T-stycke och rör. Ventiler förekommer ungefär jämt fördelade mellan avblåsningssystem, huvudcirkulationssystem och matarvattensystem. Drabbade T-stycken finns huvudsakligen i kylsystem för avställd reaktor och matarvattensystem. För skadade rör har inget tydligt mönster funnits vad gäller anläggning eller system.

Många av de termiska utmattningsskadorna i Ringhals 1 och Oskarshamn 1 rörsystem uppstod under anläggningarnas provdriftperioden och tidiga drift. Vid denna tidpunkt var kunskaperna om möjliga negativa effekter av kallvattentransienter begränsade och sålunda inte tillräckligt beaktade i driftinstruktioner.

Reaktortryckkärl och dess interna delar är den andra stora grupp av komponenter i vilka termisk utmattning har inträffat. Såsom i fallet med spänningskorrosion i interna delar är tidpunkten för upptäckt troligtvis helt annan än tidpunkten då skadan inträffade. Vad gäller reaktortryckkärlen är den främst matarvattenstutsarna och deras anslutningar till rörsystem som har skadats genom termisk utmattning.

Utmattning har ofta varit den skademekanism för vilken en komponent har dimensionerats. Ingen information om belastningar på komponenter finns i STRYK vilket innebär att ingen skillnad kan göras i denna utvärdering mellan hög- och lågcykelutmattning eller vibrationsutmattning. Ungefär en tredjedel av sprickorna orsakade av utmattning var genomgående. Två tredjedel av skadorna har förekommit i anordningar tillhörande kvalitetsklassarna 3 och 4. Några av fallen i mycket klena ledningar som inte omfattas av SKIFS 1994:1 eller 2000:2 har tagits med i STRYK, eftersom dessa ofta leder till läckage, och ingår i andra databaser som är intressanta att jämföra med.

Utmattningsskadade rörledning är relativt jämt fördelade mellan anläggningar. De mest drabbat system är mellanöverhettningssystem. Ett relativt stort andel av skadefallen har upptäckts vid rondring under effektdrift. Detta är kopplat till diskussionen ovan kring andelen klena komponentdelar som har blivit utsatt för utmattningsskador och sammanfaller med andelen genomgående sprickor.

Antalet skadefall varje år är relativt konstant. Detta kan vara relaterat till att man har bytt ut många av de skadade komponenterna mot nya konstruktioner. Forsmark 3 dominerar statistiken, medan Oskarshamn 3,



som är av samma generation inte följer samma trend. Någon förklaring finns inte, men kan eventuellt var kopplad till anläggningarnas rapporteringsrutiner.

Erosionskorrosionsskador uppstår i ledningar eller andra komponenter av låglegerat stål där kemiska och strömningsförhållandena är sådana att inget skyddande oxidskikt kan bildas. Avverkning kan ske mycket snabbt, med upp till ett par mm per driftår. Redan efter ett par års drift har erosionskorrosions skador rapporterats från flera anläggningar. Det är främst matarvatten- och kondensatsystem som berörs.

Utveckling av erosionskorrosionsskador med tiden är svårt att utvärdera. Tidigare var rapportering ofta av allmän karaktär men under senare år har såväl system som komponentbeteckning angivits i årsrapporterna. De nyregistrerade fallen är därför nästan uteslutande gamla skadefall, där uppföljning rapporteras utan att upptäcktsåret anges. Enligt de principer som har definierats för STRYK likställs året för första rapportering med året för upptäckt. Informationen om de flesta skadorna är dock sällan detaljerad.

Antalet skadefall är mycket ojämnt fördelade emellan de olika anläggningarna. Forsmark 1 har haft flest fall följt av Barsebäck 2, Forsmark 2 och Barsebäck 1. Forsmark 1 och 2 har haft problem med fukthalten i ångan. I Barsebäck 1 och 2 uppstod problemen i samband med införande av HWC då syrehalten i turbinsystemen blev för lågt och orsakade ett antal skadefall. Dessa åtgärdades genom att dosera syre till systemen.

I tryckvattenreaktoranläggningarna inträffar erosionskorrosion på sekundärsidan. SKI har mycket begränsad information om skadeutvecklingen i dessa system vilket innebär att den överskådliga bild av erosionskorrosion som framgår av denna utvärdering av STRYK inte kan anses komplett.

Av rapportering framgår att erosionskorrosionsskadorna följs upp regelbundet och att åtgärder genomförs på ett planerat sätt.

Allmänkorrosion är inte något stort problem i svenska kärnkraftanläggningar. Saltvattenkorrosion förekommer också i mycket begränsad omfattning (totalt sju fall) bland annat för att hälften av de svenska anläggningarna inte har någon kontakt med högsaltiga havsvatten därför att de ligger vid Östersjökusten. Mikrobiologisk korrosion, ett stort problem i många länder, har inte förekommit i svenska anläggningarna.

### *Andra databaser*

Samtidigt som SKI arbetade med STRYK påbörjades ett projekt att kartlägga inträffade rörbrott i amerikanska lättvattenreaktorer. Huvudsyftet var inte att göra en jämförelse med svenska förhållanden men att utöka information och ge bättre underlag till kontrollprogram inklusive riskbaserade kontrollprogram. Arbetet påbörjades i 1996 som ett uppdrag till en av världens ledande materialexperter med många års erfarenheter av förhållanden i USA, och efter en inledande fas utökades uppdraget genom ett samarbete med EPRI.

Skillnader mellan baserna ligger främst i andelen läckande skadefall där amerikanska rapporter visa på att närmare hälften har lett till läckage. Enligt svensk erfarenhet skulle detta innebära att skador som har lett till komponentutbyte eller reparation till stor del saknas i den amerikanska databasen. Detta kan vara en följd av de olikheter i rapporteringskraven mellan de två länder.

En statistisk jämförelse mellan de två databaser görs inte i denna rapport. Underlaget är olik främst på grund av olikheter i rapporteringskraven och praxis i de två länderna. En annan viktig bidragande faktor är det finns stora brister i underlaget i såväl den amerikanska som i den svenska basen, igen på grund av rapporteringsdetalj och -kvalité. Den amerikanska databasen innehåller enbart röledningar och rörböjar och inte alla de övriga komponenttyper som har inkluderats i STRYK.

### *Vidare utvecklingsarbete*

Arbetet med denna utvärdering av STRYK har visat vikten av att samla detaljerad information om skador i svenska anläggningarna. Arbetet har även visat på vissa brister i rapportering främst vad gäller klass 3 och 4 komponenter, där ett mer komplett underlag skulle kunna förklara vissa skillnader som utvärderingen mellan anläggningarna har påvisat.

# 1. Inledning

Det är en naturlig del av såväl kraftindustrins verksamhet som Statens kärnkraftinspektions tillsynsuppgift att noggrannt följa utvecklingen av inträffade skador. Detta för att kunna vidta åtgärder för att undvika upprepanen och för utveckling av effektiva kontrollprogram. Sådana åtgärder baseras i stor del på erfarenhetsåterföring såväl inom den egna organisation som mellan organisationer. SKI ställer därför krav på sådan erfarenhetsåterföring dels generellt i föreskrifterna om säkerhet i vissa kärntekniska anläggningarna [1] dels mer precist i föreskrifterna om mekaniska anordningar, SKIFS 2000:2 [2]. Bland annat av den anledningen har SKI också ställt krav på rapportering vid upptäckt av skador i mekaniska anordningar som inte är av ringa betydelse för säkerheten i svenska kärnkraftanläggningar i SKIFS 2000:2 [2] och orsaken skall utredas snarast och rapporteras för att SKI skall kunna fullgöra sina tillsynsuppgifter.

Kartläggning av skadeorsaken kan kräva en rad olika insatser alltifrån anläggningen, allt från en beskrivning av händelseförloppet till avancerade materialundersökningar av uttagna prov eller hela komponenter. Resultaten används sedan för att välja lämplig reparationsmetod eller genomföra skadetålighetsanalyser, och inte minst för erfarenhetsåterföring. Detta leder bl.a. till att i tid kunna sätta in kontrollåtgärder för tidig upptäckt av liknande skador, eller initiera forskningsinsatser som kan leda till en bättre förståelse av skademekanismer.

Det är viktigt att anläggningen inte körs igång medan oklarheter kvarstår angående orsaken till den inträffade skadan. Detta för att säkerställa att lämpliga åtgärder först vidtas för att undanröja eller minska risken för att skadan utvecklas eller återuppstår. I många fall har komponenter bytts ut vilket har givit utmärkta tillfällen till utförliga undersökningar av skadorna.

SKI:s krav på skaderapportering har funnits länge, vilket innebär att SKI förfogar över en omfattande samling av information beträffande skador i de svenska anläggningar. Denna information har under senare år och finns nu i en databas, benämnd STRYK (Skador i Tryckbärande system i Kärnkraftanläggningar). Databasen omfattar skador i samtliga system och systemdelar som regleras i SKI:s föreskrifter [2] och gör möjligt analyser av flera olika slag. Skador i reaktorinneslutningens betongdelar med tillhörande metalliska delar ingår dock inte i STRYK. En sammanställning med bland annat skador i betongkonstruktioner har behandlats [3].

Föreliggande rapport bygger på skador som har rapporterats till SKI, från det att den första reaktorläggningen, Oskarshamn 1, togs i kommersiell drift 1972 fram till år 2000. Under denna period togs de resterande elva anläggningarna successivt i drift och Barsebäck 1 stängdes 1999. Rapporten presenterar en samlad bild över skadeutvecklingen över åren, i olika anläggningar, i dess olika system och typer av anordningar. Syftet är att därmed öka kunskaperna om bakomliggande mekanismer och orsaker, och vidare ge bättre underlag för systematisk kontrollplanering, samt identifiering av behov av vidare forskningsinsatser. Rapporten innehåller även en kort jämförelse med skadeutvecklingen i US anläggningars rörsystem så som denna utveckling beskrivits i samarbetsprojektet mellan SKI och EPRI [4].

## 2. Kort om databasen och använda termer

Arbetet med att systematisera information om skador påbörjades 1993 då befintliga datakällor hos SKI genomsöktes och ett första försök att skapa en databas gjordes. Informationen sammanställdes på blanketter och skickades till kraftföretagen med en begäran att kontrollera och komplettera uppgifterna. Denna fas pågick totalt i över två år. Under tiden påbörjades uppbyggnad av den elektroniska databasen (benämnd STRYK) och ett arkiveringssystem etablerades för bakgrundsmaterial.

STRYK innehåller information om driftinducerade skador i de mekaniska anordningar som regleras i SKIFS 2000:2 [2] och dess föregångare SKI/FTKA 87/88 [5] och SKIFS 1994:1 [6] med undantag av tuber i tryckvattenreaktorernas ånggenerator. Detta innebär att huvuddelen av skadade anordningar som tillhör någon av kvalitetsklasserna 1, 2, 3 och 4 ingår. Det bör dock poängteras att för anordningar som tillhör kvalitetsklasserna 3 och 4 är bilden bristfälligt eftersom det saknas underlag från anläggningar bland annat från perioden innan rapporteringskraven skärptes genom SKIFS 1994:1 [6]. Därutöver har rutinerna för uppföljning av skadorna i kvalitetsklasserna 3 och 4 varierat mycket mellan de olika anläggningar.

För de olika skadefallen finns i databasen uppgifter om tidpunkt då de upptäcktes, upptäcktssätt, komponenttyp och dess dimensioner, typ av skada dess läge och utbredning. Vidare finns uppgifter om trolig skademekanism och bakomliggande skadeorsaker samt materialsammansättning och för skademekanismen i fråga väsentliga miljöparametrar. Mer detaljerad information om uppgifter som lagras framgår av Bilaga 1.

För varje skadefall registreras dessutom uppgifter om det fanns en eller flera enskilda sprickor och defekter samt om skadetyper är bekräftad genom metallografiska undersökningar eller ej. För komponenter med flera rapporterade sprickor eller defekter har enbart sådana med någon eller några kända dimensioner registrerats som separat defekt i databasen. Detta innebär att följande definitioner införts i basen och har använts i föreliggande utvärdering:

Skada:	enskild spricka eller annan defekt som upptäckts i en viss anordningsdel och vid en viss tidpunkt.
Skadefall:	en eller flera sprickor eller andra defekter som upptäckts i en viss anordningsdel och en viss tidpunkt.
Konstaterad skada:	spricka eller annan defekt som är genomgående, eller vars typ är bekräftad genom metallografiska undersökningar eller genom ingående undersökningar med t. ex. kvalificerad oförstörande provningsteknik.
Misstänkt skada:	spricka eller annan defekt vars typ inte har kunnat bekräftas.

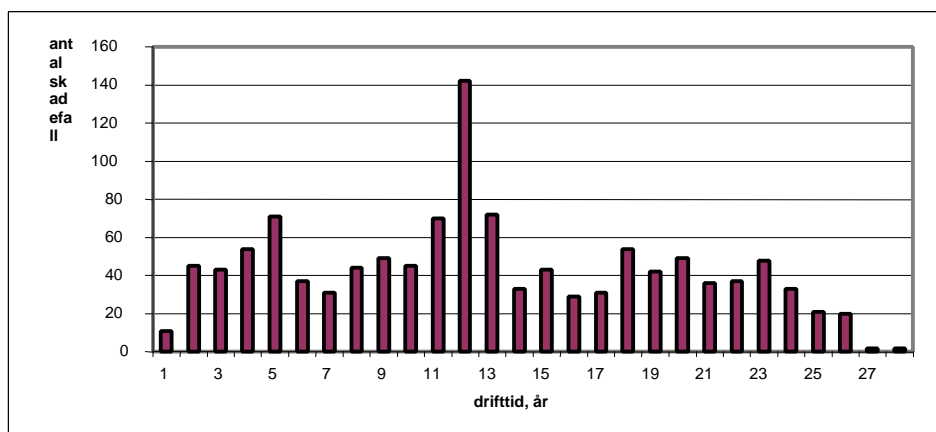
De utvärderingar som redovisas i denna rapport omfattar både skadefall med konstaterade skador och misstänkte sådana. I STRYK finns uppgifter registrerade om drygt 1200 skadefall omfattande fler än 1600 enskilda skador. Av dessa tillhör 704 (60 %) kategorin "konstaterade skada" och 479 (41 %) kategorin "misstänkt skada".

### 3. Översiktlig beskrivning av skadeutvecklingen

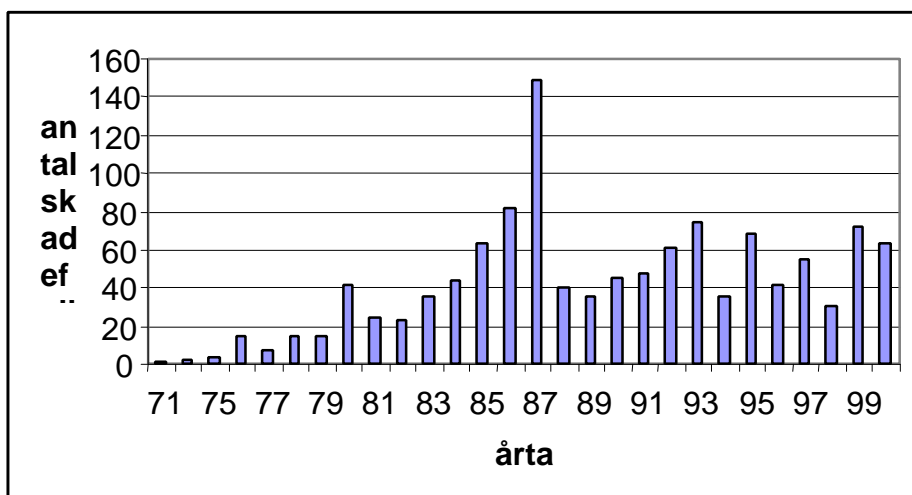
I detta avsnitt behandlas endast skadefallen och inte separata defekter för att undersöka trenderna i olika avseende. Flera detaljer om individuella defekter inkluderas i avsnitt 4 för att därigenom skademekanismsvis utvärdera hur olika faktorer påverkar trenderna i de olika skademekanismerna.

Förutom en översiktlig utvärdering av skadeutveckling i samtliga anläggningar har de tolv reaktor-anläggningarna utvärderats var och en för sig med avseende på drabbade anordningar och system samt skademekanismer och drifttider.

I Figurerna 1a och 1b visas den samlade bilden över skadefall som rapporterats från de svenska anläggningarna fram till och med år 2000. Denna skadebild redovisas dels för varje kalenderår, dels som funktion av drifttiden. För att möjliggöra en överskådlig presentation har drifttid rundats av till närmaste heltal i år. Drifttiden är definierat som kalendertiden från det att anläggningen togs i kommersiell drift fram till dess att skada upptäckts. I de fall en komponent bytts ut sedan anläggningen togs i drift och att detta förhållanden framgår av skaderapporterna är det drifttiden för just den aktuella komponenten som avses. Detta har ansetts vara en tillräcklig approximation för att kunna hitta trender i skadeutveckling. Drifttiden i detta sammanhang har ingen koppling till en initieringstid. Det är enbart ett tidsmått till första upptäckt, oberoende av hur skadan har upptäckts eller hur kontrollprogrammen är utformade. Provnings tekniken har dessutom utvecklats avsevärt under den tiden som basen täcker vilket innebär att upptäcktstiden inte är helt entydigt då skadan kan ha funnits vid tidpunkten för en tidigare provningstillfället utan att den kunde detekteras med dåvarande teknik.

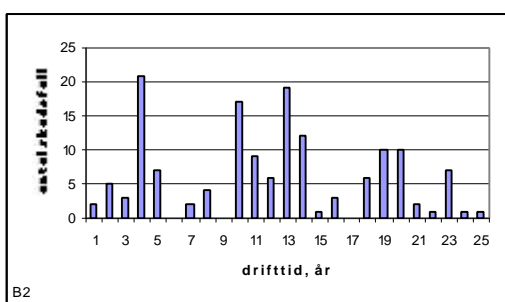


Figur 1a: Antalet fall per driftår för samtliga anläggningar



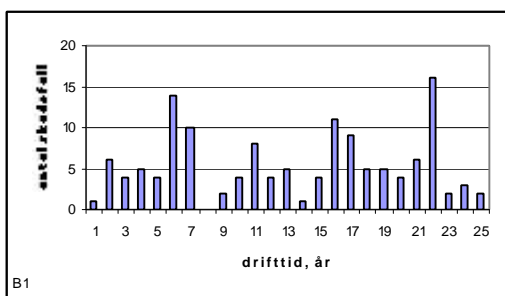
Figur 1b: Antalet skadefall per kalenderår

Skadeutvecklingen, som framgår av Figureerna 1a och 1b, visar på ett ökande antal skadefall främst i de anläggningarna som först togs i drift fram till 1987 då omfattande utbyten av rörledningar gjordes i vissa av dessa anläggningarna på grund av problem med spänningskorrosion i rörböjar. Den samlade antalet skadefall minskade därefter för att åter öka när nya kontrollprogram infördes genom de krav som då infördes i SKI/FTKA 87/88. Antalet skadefall som rapporterats i klasserna 3 och 4 är relativt konstant över tiden. En avtagande trend mot högre drifttider speglar anläggningarnas skadeförebyggande åtgärder med bland annat utbyten av skadekänsliga delar och förändringar av vattenkemin. Det bör emellertid observeras att skillnader mellan anläggningarna är stora som framgår Bilaga 2 samt nedanstående sammanfattningar, Figur 2 med tillhörande tabellkommentarer med de mest drabbade systemen, komponenttyperna samt dominerande skademekanismer.



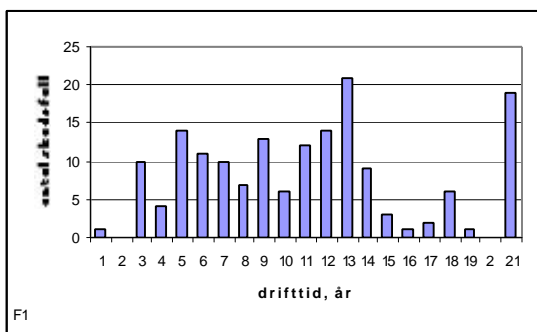
Barsebäck 1

Total antal skadefall: 135  
 System: Kondensat (18) Snabbstopp (17)  
 Härdstril (13) HC-krets (11)  
 Komponenttyp: Rör (36) Tank (25)  
 Värmeväxlare (22) Interndel (21)  
 Mekanism: Erosion (36) IGSCC (26)  
 Korrosion (20) TGSCC (12) Termisk utmattning (10)



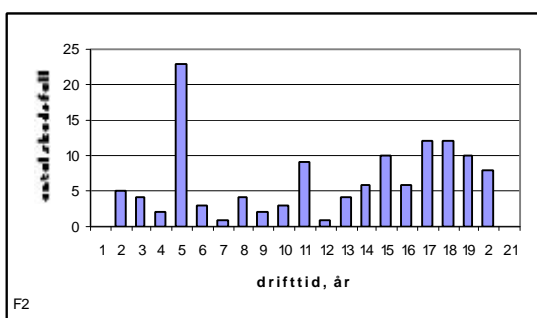
Barsebäck 2

Total antal skadefall: 148  
 System: Kondensat (23) Härdstril (19)  
 Ångsystem (16) Snabbstopp (11)  
 Komponenttyp: Rör (49) Interndel (24)  
 Tank (15) Värmeväxlare (14) Ventil (12)  
 Rörböj (12)  
 Mekanism: Erosion (63) IGSCC (32)  
 TGSCC (1) Termisk utmattning (12)



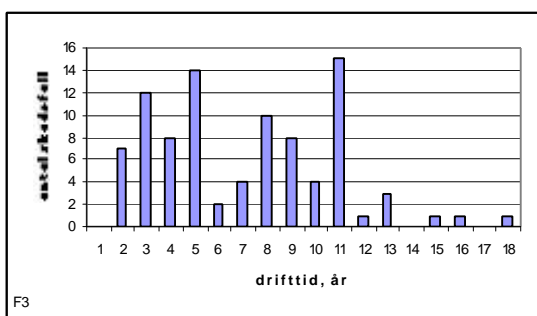
### Forsmark 1

Total antal skadefall: 164  
 System: MÖH (38) Kondensat (29)  
 Matarvatten (29) Reaktortank (17)  
 Komponenttyp: Rör (40) Interndel (23)  
 Tank (22) Rörböj (18)  
 Mekanism: Erosion (83) IGSCC (29)  
 Termisk utmattning (16)



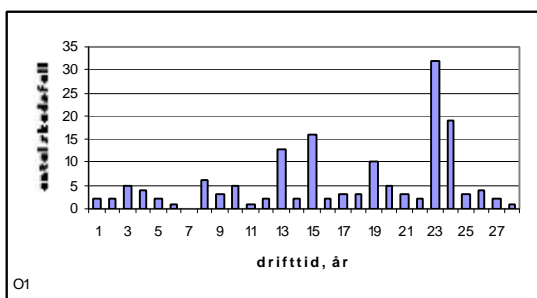
### Forsmark 2

Total antal skadefall: 125  
 System: Matarvatten (33) Kondensat (21)  
 MÖH (14) Restvärme (15)  
 Komponenttyp: Rör (51) Tank (16)  
 Interndel (12) T-stycke (10)  
 Mekanism: Erosion (51) IGSCC (24)  
 Termisk utmattning (13)



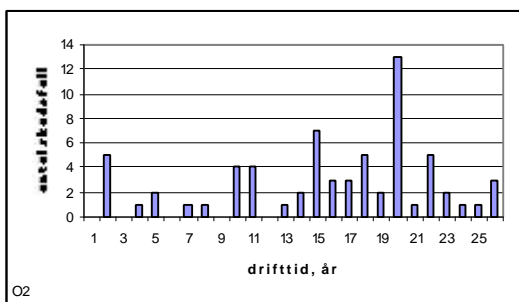
### Forsmark 3

Total antal skadefall: 92  
 System: Reaktortank (12) Avblåsning (11)  
 MÖH (10) Matarvatten turbin (10)  
 Komponenttyp: Rör (24)  
 Värmeväxlare (15) Tank (10)  
 Mekanism: Mekanisk utmattning(40)  
 Erosion (15) Termisk utmattning (11)



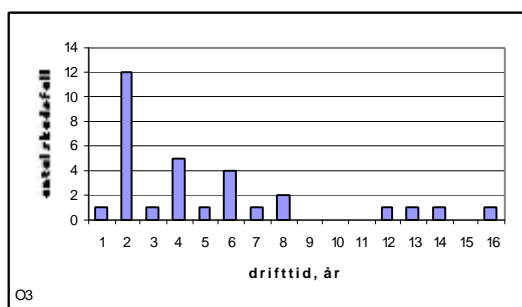
### Oskarshamn 1

Total antal skadefall: 153  
 System: Matarvatten (27) Härdstrål (24)  
 Restvärme (17) Snabbstopp (16) HC-krets (14)  
 Komponenttyp: Rörböj (54) Rör (28)  
 Interndel (19) Ventil (17)  
 Mekanism: IGSCC (58) Termisk utmattning (20)  
 Mekanisk utmattning (11)  
 Erosion (10)



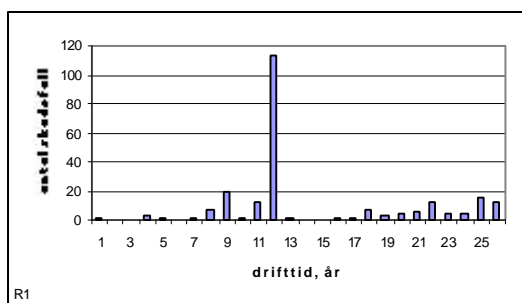
### Oskarshamn 2

Total antal skadefall: 64  
 System: Hårdstril (18) HC-krets (7)  
 Komponenttyp: Interndel (18)  
 Rörböj (12) Rör (9)  
 Mekanism: IGSCC (29) Erosion (7)  
 Termisk utmattning (7)



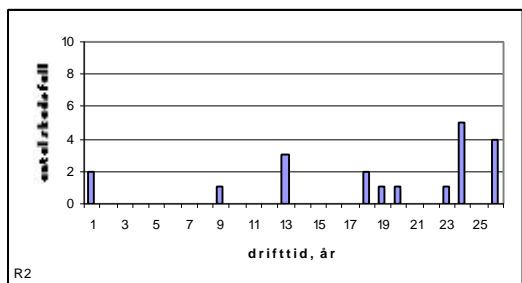
### Oskarshamn 3

Total antal skadefall: 31  
 System: MÖH (14) Reaktorns kylmedelfördelare (4)  
 Komponenttyp: Rör (7) Tank (6)  
 Mekanism: Erosion (7)  
 Termisk utmattning (7)



### Ringhals 1

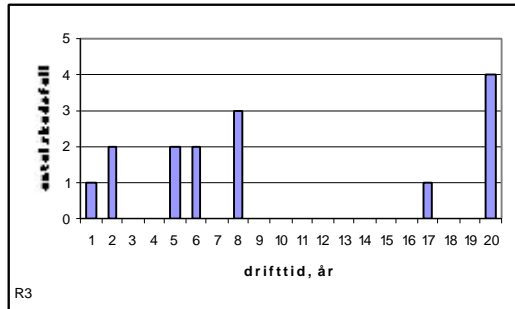
Total antal skadefall: 229  
 System: Snabbstopp (123) Hårdstril (23)  
 Matarvatten (20) HC-krets (17)  
 Komponenttyp: Rörböj (113) Interndel (37) Rör (33) Ventil (15)  
 Mekanism: IGSCC (161) Termisk utmattning (29) Erosion (18)



### Ringhals 2

Total antal skadefall: 20  
 System: Reaktortankstuts (5)  
 Kondensat (2) Kemi o volymkontroll (2)  
 HC-krets (2)  
 Komponenttyp: Rörböj (4) Reaktortank lock (3)  
 Mekanism: Erosion (11) PWSCC (2)  
 Korrosion (2)





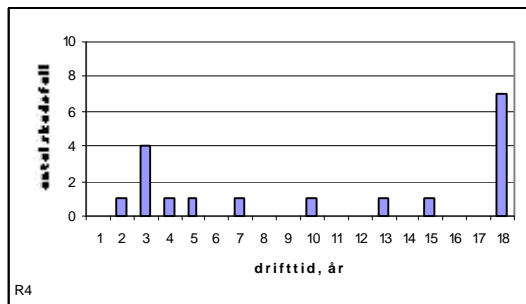
### Ringhals 3

Total antal skadefall: 5

System: Reaktortank(3) HC-krets (1)

Komponenttyp: Rör (4) Stuts i reaktortank (3)

Mekanism: PWSCC (3) Erosion (1)



### Ringhals 4

Total antal skadefall: 18

System: Reaktortank(3) HC-krets (3)

Komponenttyp: Rör (6) Stuts i reaktortank (2)

Mekanism: Erosion (7) PWSCC (2)

Korrosion (5)

Figur 2: Antal skadefall per driftår för varje anläggning

Den översiktliga bilden som framgår av Figur 1 visar att det är lätt att dra fel slutsatser om informationen inte kopplas till den som framgår av Figur 2 där stora individuella variationer finns för de olika anläggningarna. Av Figur 2 syns ingen tydlig periodisering i upptäckt av skadefallen vilket tyder på att provning sker utspritt under kontrollprogrammets provningsperiod. Som framgår av följande kapitlet, finns vissa toppar i figurerna 1 och 2 som är förknippade med utbyte av komponenter vilka förväntades innehålla sprickor och som undersöktes efter utbytet, eller utökad provning efter att skador har upptäckts.

Det bör observeras att de uppgifter som framgår av Figur 1a och Figur 2, och motsvarande utvärderingar mot drifttid i följande avsnitt inte ge någon vägledning om initiering och tillväxt av skadorna. Skälet till detta är att skadorna har haft olika storlekar vid upptäcktstidpunkten, beroende bl.a. på vilka kontroll- och provningsmetoder som har använts.

Informationen i kommentarer till diagrammen i Figur 2 är inte uttömmande, men är till för att kunna göra en snabb och översiktlig jämförelse mellan de olika anläggningar, inte minst liknande anläggningar, som framgår av följande diskussion.

Totalt är antalet skadefall snarlika i Barsebäck 1 och 2. Skillnader i tidpunkten för upptäckt syns i figur 2, med en något jämnare utveckling för Barsebäck 1 än för Barsebäck 2. Detta kan i viss mån bero på utökande kontroller och undersökningar vid upptäckt av ett skadefall i Barsebäck 1, som har oftast haft sin revisionsperiod tidigare under året än Barsebäck 2. I Barsebäck 1 var ett av de mest drabbade system huvudcirkulationssystemet med 11 skadefall medan i Barsebäck 2 har endast 2 skadefall

i detta system rapporterats. Däremot i Barsebäck 2 har ett större antal skadefall rapporterats i huvudångsystemet (16 st. jämfört med 5 st. i Barsebäck 1), i kylsystem för avställd reaktor (13 st. jämfört med 9 st. i Barsebäck 1), och i matarvattensystem för högtryckturbinens förvärmare (13 st. jämfört med 4 st. i Barsebäck 1). Vad gäller komponenter förekommer skadefall i ventiler och rörböjar i större utsträckning i Barsebäck 2 än i Barsebäck 1 (12 respektive 4 och 8). I Barsebäck 1 har flest antal skadefall orsakade av transkristallin spänningsskorrosion (TGSCC) förekommit medan i Barsebäck 2 har endast ett sådant skadefall rapporterats. Liknande trender finns även vad gäller korrosionsskador med 20 fall rapporterat för Barsebäck 1 och endast 4 fall i Barsebäck 2.

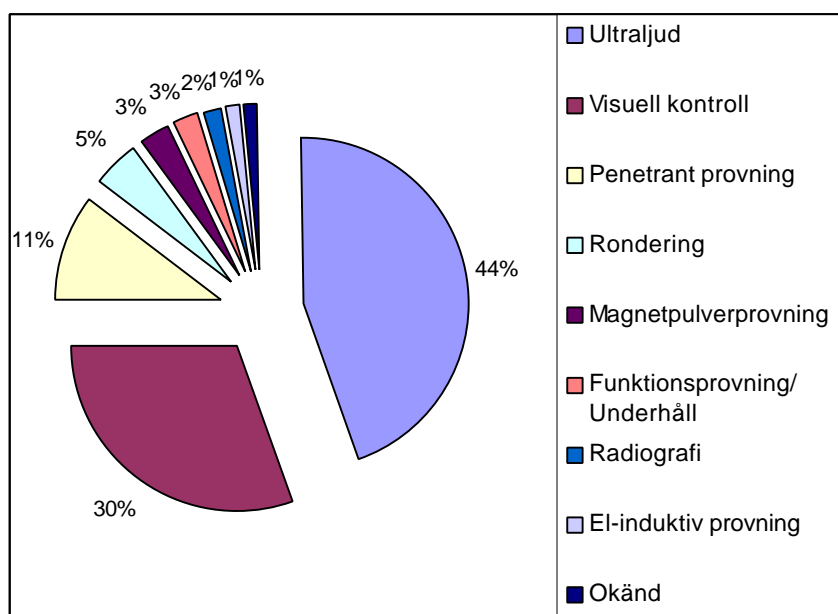
Ringhals 1 redovisar flest skador totalt, cirka hälften upptäcktes vid undersökningar av urkapade rörböjar i mitten på 80-talet efter elva års drift, se vidare i avsnitt 4.1. I Oskarshamn 1 upptäcktes relativt många skador först under mitten av 90-talet när FENIX-projektet genomfördes efter cirka 22 års drift och möjligheter fanns till mer ingående och omfattande provningar, bl.a. på system som inte hade varit tillgängliga tidigare på grund av höga strålningsnivåer. Många av dessa skador var dock mycket äldre. Både Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har tillsynes ett fåtal skador i anordningar som tillhör kvalitetsklasserna 3 och 4. Detta beror emellertid i stor utsträckning till de rapporteringsrutiner som fanns när anläggningar först togs i drift. Det har dessutom visat sig svårt att återfinna information i arkivena från den tiden.

Förutom Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har det i anläggningarna upptäckts ett relativt konstant antal skador i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 1 och 2 under sin drifttid och någon direkt trend syns inte. Vissa år finns några flera rapporterade skador i en anläggning då utökad provning på grund av en upptäckt skada leda till att flera liknande skador upptäcks. Liknande anläggningar har dock olika trender, Barsebäck 1 och 2 har flera skador totalt än Oskarshamn 2, och Forsmark 3 har tio gånger så många skador som Oskarshamn 3. Forsmark 3 fortsätter att rapportera skador, medan Oskarshamn 3 inte har rapporterat någon skadeutveckling under senare år. Om detta förhållande beror på att det inträffar fler skador i Forsmark 3 eller att de har olika rapporteringsrutiner är inte klarlagt. Man kan notera att tryckvattenreaktor anläggningarna har haft endast ett fåtal skador hittills utöver de omfattande skadorna i ånggeneratorerna. Det är dock möjligt att denna trend nu håller på att ändras.

I anordningar som tillhör kvalitetsklasserna 3 och 4 verkar det som om Forsmark 1 har haft flera skador än övriga anläggningar (109 skadefall rapporterat). I dessa klasser har Barsebäck 1 och 2 har rapporterat många flera skador än systemanläggningen Oskarshamn 2 (54 och 58 respektive 7 skadefall), vilket är samma tendens som för klasserna 1 och 2 (75 och 83 respektive 49 skadefall). Oskarshamn 3 har endast rapporterat hälften så många skador som Forsmark 3 i klasserna 3 och 4 (25 respektive 48 skadefall). Dessa trender kan till viss del vara en konsekvens av rapportering under framtagning av STRYK från de olika anläggningarna.

Ytterligare undersökningar i SKI:s arkiv kan möjligen leda till att ett fåtal fler skador kan inkluderas i databasen, men det är osannolikt att trenderna kommer att förändras markant.

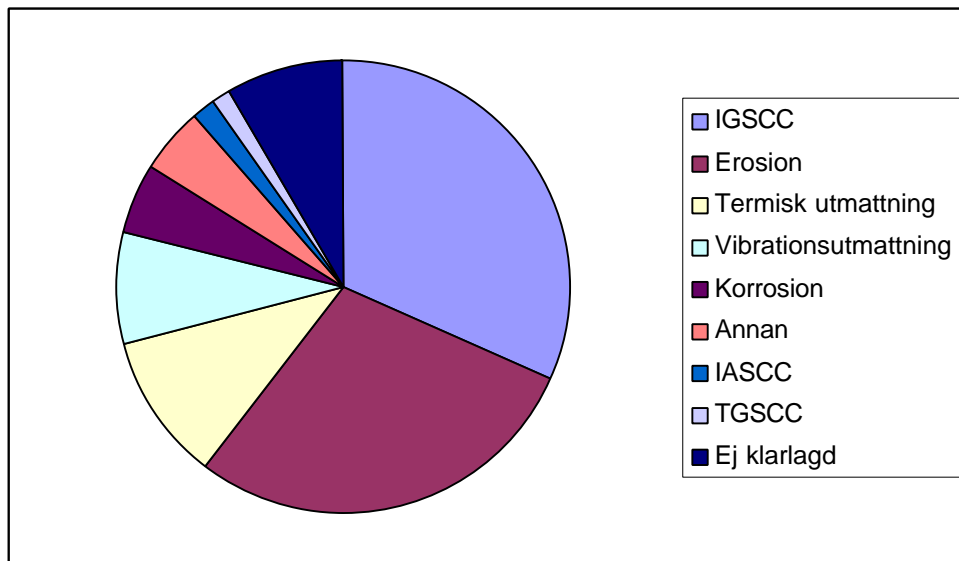
Som framgår av Figur 3 har 86 % av skadorna upptäckts genom kontrollprovningssystemen. I STRYK har kategorierna "Rondering/Larm" "Funktionsprovning/Underhåll" och "Laboratoriet" lagts till under utvärderingsfasen. Kategori "Laboratoriet" är inte medräknad i skadorna upptäckta inom kontrollprogrammet men används för att kunna särskilja de skador som upptäckts i urkapade och ersatta komponenter och som inte kontrollerats i anläggningen.



Figur 3: Fördelning av upptäcktsmetod för skadorna i samtliga anläggningar

Totalt kan 41 st. av de 57 st. skadorna som upptäcktes vid rondering eller genom erhållt larm betraktas som läckande. För de övriga finns inte information om sprickan var genomgående eller ej, förutom i två fall där skadornas djup var mindre än komponentens tjocklek. Från STRYK kan man dock notera att efter 1988 och införandet av de nya riskinformerade kontrollprogram som föreskrevs genom kontrollgruppsindelning enligt SKI/FTKA 87/88 [5] har antalet fall som har lett till läckage minskat. Fram till 1988 inträffande 28 fall i klass 1 och 2 rörledningar varav sex st. berodde på interkristallin spänningsskorrosion (IGSCC) och fyra st. på transkristallin spänningsskorrosion (TGSCC). Sedan 1998 har totalt 13 fall av läckage rapporterats varav enbart fyra fall i klass 1 eller 2 komponenter. I samtliga fall som har lett till läckage sedan 1998 har utmattning i så kallade klenledningar varit den dominerande drivmekanism. Dessa komponenter ingår normalt inte i kontrollprogrammen.

Figur 4 visar de dominerande skademekanismer i svenska anläggningar.



Figur 4: Fördelning av de dominerande skademekanismer i samtliga anläggningar

Den dominant skademekanism är interkristallin spänningskorrosion (33 %), därefter kommer erosionskorrosion (30 %) och sedan termisk utmattning (11 %) och följd av vibrationsutmattning (8 %). Övriga mekanismer är försumbara i förhållanden till dessa. Inom kategori "annan" (5 %) finns alla skador där det inte har gått att fastställa någon mekanism, antingen för att underlaget är bristfälligt eller för att informationen är otillräcklig. Kategorin "Annan" omfattar bland andra vattenslag (2 st.) korngränsangrepp (IGA, 1 st.) korrosionsutmattning (5 st.) och mekaniska skador (4 st.). Dessutom finns ett antal skadefall där "Tillverkningsdefekt" eller "Montagefel" anges som bakomliggande orsak utan att detta är utrett (ca hälften av de 8 % som är "ej klarlagd" i figur 4).

Av Tabell 1 framgår antalet skador fördelade mellan olika system. En viss gruppering av systemen har gjorts för att göra tabellen överskådligt. Vissa problem har dock förekommit i angivande av system där skadorna ligger i anslutning till två system. Ibland finns både system angivna i olika delar av underlaget, till exempel i rapporttitlar. Exempel på detta problem är skador i anslutningar till reaktortryckkärlestsutsar, som kan vara rapporterat som tillhörande antingen reaktortryckkärlet eller anslutande system (såsom matarvattensystem). Tabell 1 visar antalet skador för de mest drabbade system och andelen skador som givit upphov till läckage eller sprickor som propagerat genom komponentens hela godstjocklek. Tabell 2 visar antalet skador och dominerande mekanismer för de mest drabbade komponenttyper.

System	Antalet skadefall	Läckande eller genomgående
Snabbstopssystem	182	11
Matarvattensystem	134	10
Kondensatsystem	98	1
Mellanöverhettarsystem	95	4
Härdstrilsystem	92	16
Kylsystemen för avställd reaktor	80	3
Reaktortank inkl stutsar	78	-
Huvudcirkulationssystem	57	5
Avblåsningssystem	47	4
Interna delar i reaktortryckkärl	45	13
Högtrycksturbinmatarvattensystem	28	1
Huvudångsystem	37	7
Reningssystem för reaktorvatten	24	7
<b>Totalt</b>	<b>997</b>	<b>82</b>

Tabell 1: System med flest skadefall i samtliga anläggningar

Som framgår av Tabell 1 är merparten av skadefallen (ca 997 av de nästan 1200 fallen) koncentrerade till enbart tretton olika system där flera än tjugo skador har rapporterats. Snabbstoppsystemen har flest skadefall (182 fall) med interkristallin spänningskorrosion som den dominerande mekanismen (137 fall). Även i kylsystemen för avställd reaktor (80 skadefall) och härdstrilsystemen (92 skadefall) är interkristallin spänningskorrosion den dominerande mekanismen. I matarvattensystemen är av totalt 134 skadefall 49 fall orsakade av erosionskorrosion och 35 fall av termisk utmattning men enbart 17 fall av interkristallin spänningskorrosion. I mellanöverhettare- och kondensatsystemen (ca 100 skadefall vardera) är merparten av skadefallen orsakade av erosionskorrosion (67 resp. 90 fall). I mellanöverhettare systemen har dessutom 14 skadefall orsakade av vibrationsutmattning rapporterats. I reaktortryckkärl och dess stutsanslutningar har nästan fyrtio skadefall rapporterats. Flera av dessa har dock uppträtt i matarvattensystemens anslutningar mot reaktortryckkärlet. Lika många skador som reaktortryckkärlet har huvudcirkulationssystemen. Olika interna system i reaktortryckkärlet har sammanlagt ca 45 skadefall (beroende på hur man definiera dessa jämfört till exempel med härdstrilsystemet). Hälften av dessa hör till härdstommarna och ca hälften av skadefall till den s.k. lockbalksproblematiken i Forsmark 1, 2 och 3 (se avsnitt 4.1.3.2). Den dominerande skademekanism i avblåsnings- och ångsystem är erosionskorrosion med ca 40 skadefall vardera. Det har dock förekommit stora inslag av termisk och mekanisk utmattning i avblåsningssystemet.

Tabell 2 visar en sammanställning av de mest ofta angripna komponenter och den skademekanism som är oftast förekommande i komponenttypen. Detta utvecklas i kommande avsnitt där de olika skademekanismer diskuteras var för sig.

Komponent/Mekanism	Antal skadefall	Läckande eller genomgående	
<b>Rör</b>	Erosionskorrosion	98	1
	IGSCC	56	10
	Mekanisk utmattning	22	13
	Termisk utmattning	18	2
	TGSCC	17	6
	Korrosion	14	5
	<b>Summa</b>	<b>288</b>	<b>37</b>
<b>Rörböjar</b>	IGSCC	191	7
	Erosionskorrosion	27	2
	<b>Summa</b>	<b>227</b>	<b>9</b>
<b>Interna delar</b>	IGSCC	97	18
	Termisk utmattning	24	0
	IASCC	14	2
	<b>Summa</b>	<b>158</b>	<b>20</b>
<b>Värmeväxlare</b>	Erosionskorrosion	99	1
	Vibrationsutmattning	15	1
	Korrosion	9	1
	<b>Summa</b>	<b>143</b>	<b>3</b>
<b>Tankar</b>	Erosionskorrosion	61	0
	Vibrationsutmattning	13	0
	Korrosion	10	0
	<b>Summa</b>	<b>115</b>	<b>0</b>
<b>Ventiler</b>	Termisk utmattning	32	0
	Erosionskorrosion	14	0
	<b>Summa</b>	<b>84</b>	<b>0</b>
<b>T-stycke</b>	Termisk utmattning	23	1
	Vibrationsutmattning	5	4
	<b>Summa</b>	<b>33</b>	<b>5</b>
<b>Stutsar i reaktortryckkärl</b>	IGSCC	8	0
	Termisk utmattning	6	0
	Korrosion	5	0
	<b>Summa</b>	<b>26</b>	<b>0</b>
<b>Totalt</b>	<b>1074</b>	<b>74</b>	

Tabell 2: Komponenttyp och mest frekventa mekanismer

I Tabell 2 anges dels antalet fall för en viss mekanism men även totala antalet fall för en viss typ av komponent. Summan som anges sist i tabellen är summan av delsummorna för ingående komponenter, vilket motsvarar ca 90 % av de totala 1181 fallen som ingår i STRYK. Till synes finns det en avvikelse mellan Tabellerna 1 och 2 vad gäller interna delar. Detta hänförs till angivande av systemtillhörighet i Tabell 1, jämfört med komponenternas funktion eller placering i systemet som ligger till grund för Tabell 2. Komponenter med ett mindre antal skadefall inkluderar pumpar. Ett antal (97 st.) komponenter är samlade under termen "Annan", som bland annat inkluderar muttrar, skruvar och olika delar av kopplingar.

## 4. Utvärdering skademekanismvis

I detta kapitel ges en djupare analys av uppkomna skador uppdelad på de olika mekanismer som är specificerade i STRYK: Interkristallin spänningskorrosion, termisk- och vibrationsutmattning, Erosionskorrosion och Korrosion. Någon längre beskrivning av dessa mekanismer är inte avsikten med denna rapport. Däremot vid framtagning av de trenderna som kan läsas ut ur informationen i databasen har hänsyn tagits till de kända viktiga faktorer som påverka initiering och/eller utveckling av skador, såsom temperatur, materialets tillstånd och kemiska sammansättning. Beträffande uppkomst av olika degraderingsmekanismer i kokareaktorer lämnas en aktuell beskrivning av orsaker i EPRI Water Chemistry Guidelines [7], där även åtgärder i form av kemikontroll föreslås och förklaras.

### 4.1 Interkristallin spänningskorrosion

Interkristallin spänningskorrosion (IGSCC) är den degraderingsmekanism som har förekommit mest i såväl svenska som utländska kokaranläggningar. Karakteristisk för denna mekanism är den förgrenade sprickformen som är ibland mycket sluten mot sprickspetsen, och ibland mer öppen och oxidfylld. För att spänningskorrosion skall ske behövs vissa kombinationer av material-, miljö- och belastningsförhållanden vilket innebär att material kan vara helt okänsligt i vissa miljöer men spricker mycket fort i andra. Exempel på materialförhållanden är sensibilisering eller värmebehandlingstillstånd. Om kemispecifikationer inte innehålls, men anläggningar körs under längre perioder med höga halter av föroreningar kan dessa bidra till uppkomsten av spänningskorrosion. Vad gäller belastningsförhållanden kan dessa orsakas av driftbetingelserna eller ha uppstått vid tillverkningen. Exempel på sådana är svetsgenspänningarna, inte minst som resultat av svetsreparationer. Även lokala variationer i materialförhållanden kan bidra till känslighet såsom segregering av vissa ämnen eller kalldeformation i komponentens ytor genom slipning eller annan olämpligt bearbetning.

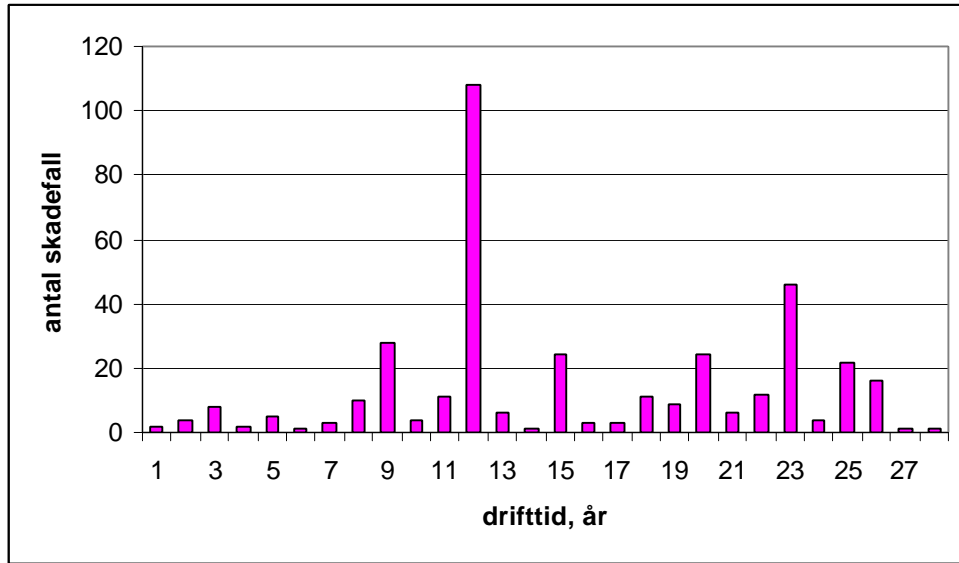
Forskning kring spänningskorrosionsproblematiken påbörjades i Sverige under senare delen av 70-talet efter upptäckten av skadefall i ett antal kokvattenreaktoranläggningar i USA. Bland annat har resultaten från dessa forskningsprogram betonat vikten av ett väl valt och tillförlitligt vattenkemiprogram för att minimera utveckling av spänningskorrosion. Svenska anläggningar hade redan från början kemispecifikationer vilka föreskrev högre vatten internationellt sett. Kraven ställdes utifrån en önskan att minimera allmänskorrosion, men visade sig även viktiga för spänningskorrosion. Sverige var också först med att introducera vätedosering<sup>1</sup> i anläggningar för att minska risken för initiering av spänningskorrosionssprickor och reducera tillväxt av sådana sprickor. Det bör dock poängteras att det finns nackdelar med att använda sig av vätedosering. Dels kostar väteproduktionen, dels ökar dosraterna under drift, inte minst i turbinanläggningen på grund av en kortlivade kväveisotop ( $N^{15}$ ). Utöver detta kan vätedosering bidra till en ökning i erosionskorrosion på grund av de mycket låga syrehalterna i turbinsystemen, se vidare i avsnitt 4.5. Svenska erfarenheter har

---

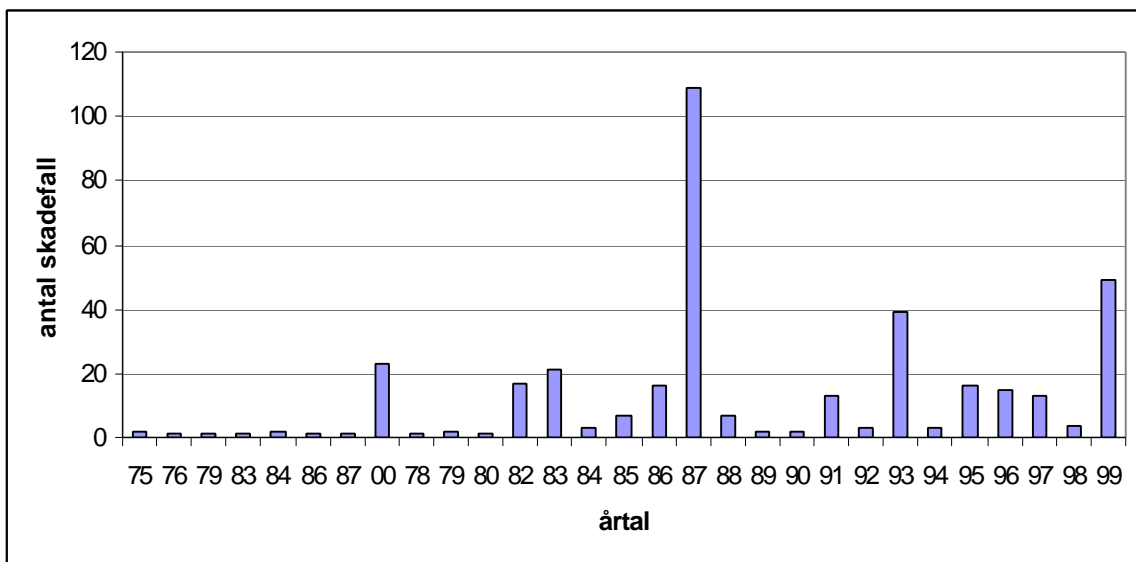
<sup>1</sup> Hydrogen Water Chemistry: HWC

tillvaratagits internationellt bland annat i arbetet med framtagning av industrins allmänna kemispecifikationer [7].

Av Figur 5 framgår förekomsten som en funktion av drifttid. Totalt har 375 skadefall rapporterats bestående av 538 konstaterade sprickor eller misstänkta sprickor. Detta inkluderar 15 skadefall med 19 st. defekter som är mycket sannolikt interkristallin spänningsskorrosion, och ytterligare 15 fall där interkristallin spänningsskorrosion inte kan uteslutas. Samtliga dessa skadefall har behandlats i följande analys.



Figur 5a: Förekomst av interkristallin spänningsskorrosion som funktion av drifttid

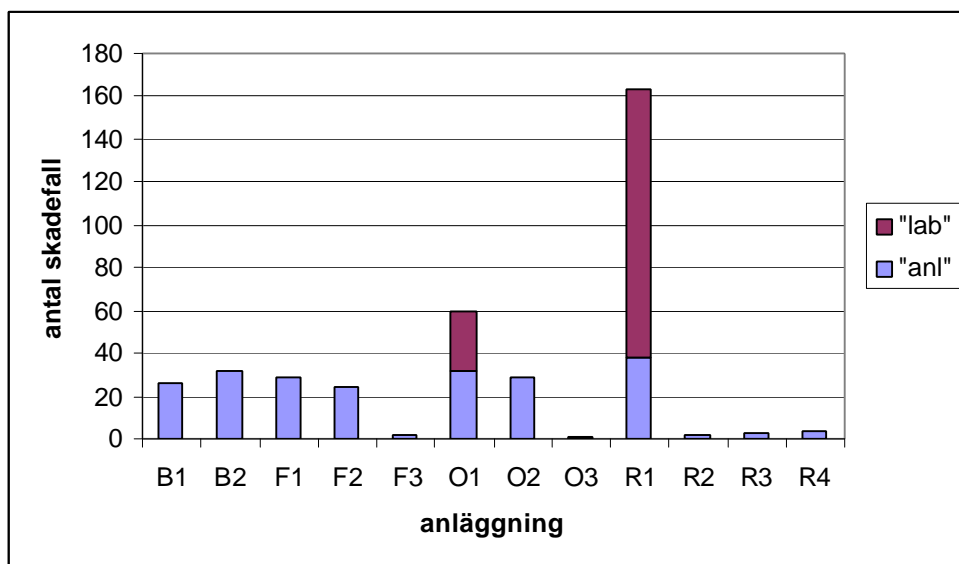


Figur 5b: Förekomst av interkristallin spänningsskorrosion som funktion av årtalet för upptäckt



Som framgår av Figur 5a och b fortsätter spänningskorrosion att vara ett problem i svenska anläggningar. De stora toppar vid 12 år i Figur 5a, och 1987 i Figur 5b är relaterade till utbyte av ett stort antal rörböjar i Ringhals 1 efter ett par fall av läckande rörböjar hade förekommit. Även Oskarshamn 1 har genomfört ett stort utbyte med efterföljande undersökning, vilket syns som en topp vid 1993 i Figur 5b. Komponenterna byttes ut då risken för förekomsten av spänningskorrosionssprickor ansågs vara så stort att det var mer ekonomisk och dosbesparande. Den andra toppen vid ca 10 års drifttid eller åren 1999 och 2000, är relaterad till upptäckt av spänningskorrosion i fyra av de äldre anläggningarnas härdstrilsystem trots att dessa hade bytts ut tidigare. Dessa diskuteras i avsnitt 4.1.2 respektive avsnitt 4.1.3 nedan.

Figur 6 visar förekomsten av skador i svenska anläggningar som har upptäckts genom återkommande kontroll eller annan insats i anläggningen ("anl"), och även skadorna upptäckt i verkstad eller laboratoriet ("lab"). Vad gäller Ringhals 1 har 125 skadefall upptäckts genom undersökningar efter utbyten av rörböjar och vad gäller Oskarshamn 1 är det 28 fall är särredovisade i Figur 6.



Figur 6: Antal fall av spänningskorrosion upptäckt i anläggningarna

Av figur 6 framgår att interkristallin spänningskorrosion är till viss del ett generationsproblem. De två äldsta anläggningar Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har haft de flesta skadefallen. Det finns dock vissa svårigheter att utvärdera utvecklingen med tiden då i både anläggningar har ett stort antal ledningar och rörböjar bytts ut dels vid upptäckt av skadefall, dels som ett led i sina moderniseringar. Oskarshamn 1 har inte förutsättningar för att kunna skydda systemen med hjälp av vätedosering, medan Ringhals 1 har använt vätedosering i många år. Den doserade mängden väte har varierat mycket under åren, från mycket höga (s.k. "Super-HWC") till den mängd där man inte uppnå den rekommenderade elektrokemiska potentialen för att fullt ut etablera skydd (s.k. partiell-HWC). Sedan Ringhals 1 genomförde ett stort utbyte av rörböjar i 1987

och därefter drivit anläggningen med vätedosering synes skadeutvecklingen skett i en mycket långsammare takt.

Samtliga de övriga anläggningarna med externa pumpar i sina huvudcirkulationskretsar (Barsebäck 1 och 2 och Oskarshamn 2, de s.k. trillingarna) har drivits en längre tid med vätedosering, under senare år upp emot 90 % av drifttiden. Återigen är det svårt att utvärdera effekten som en funktion av tid, då det inte finns någon utgångsläge att jämföra med. Det kan dock konstateras att Forsmark 1 och 2 (internpumpreaktorer) vilka inte har drivits någon längre tid med vätedosering har totalt ungefär lika många skadefall som trillingarna.

För de sistbyggda anläggningar Forsmark 3 och Oskarshamn 3 har spänningsskorrosion inte varit något problem. Dessa anläggningar har material i sina mekaniska anordningar som är i huvudsak mindre känsligt för spänningsskorrosionssprickning. Dessutom har anläggningarna drivits med vetskap om vikten av att undvika kemiska transienter. Det har därför inte ansetts behöva vätedosering i dessa anläggningar.

Antalet skadefall av interkristallin spänningsskorrosion i tryckvattenreaktorerna är frånsett ånggeneratorrörerna avsevärt mycket lägre än i de kokvattenanläggningar. Under senare år har dock ett antal fall inträffat men orsakerna är inte ännu fastställda. Det är därför vanskligt att uttala sig om någon trend i utvecklingen framöver.

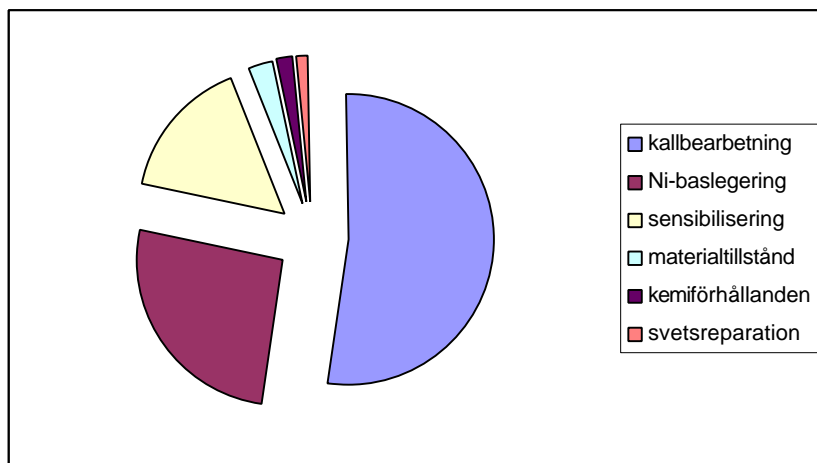
Interkristallin spänningsskorrosion har förekommit främst i austenitiska rostfritt rördelar vilka har blivit sensibiliserad under svetsning (se avsnitt 4.1.1 nedan), eller genom kalldeformation under tillverkning och montage av rörböjar (se avsnitt 4.1.2 nedan). Vissa föroreningar i kylvattnet, såsom sulfater och klorider, har visat sig vara mycket aggressiva, såväl ur initierings- som propageringssynpunkt. Det har även förekommit ett antal fall av interkristallin spänningsskorrosion i interndelar där bestrålningen har bidragit till att materialet har blivit sensibiliserat (se avsnitt 4.1.3 nedan).

Förutom dessa relativt stora grupperingar har andra fallen av interkristallin spänningsskorrosion förekommit. Dessa inklusive troliga orsaker redovisas i avsnitt 4.1.4 nedan, och i Figur 7 visas fördelningen mellan dessa.

Indelning i de olika kategorier i Figur 7 är inte helt enkelt och i viss mån måste anses vara individberoende. Författarens bedömning har gjorts enligt följande och är baserat dels på de orsakerna som anges när kraftföretagen rapporterar skadorna, dels på annan information som framgår av underlaget. Procent andelen av de olika orsakerna anges i parentes efter förklaringen i följande lista. Andelen där ingen direkt orsak har kunnat tilldelas skadefallen är endast 6 %.

- Kalldeformation: inkluderar kallböckning och fall där initiering härrör från kalldeformation i komponentens inre yta eller från en repa (49 %)
- Ni-baslegeringar: samtliga fall där initiering har skett i sådant material (25 %)
- Sensibilisering: omfattar rör och rörböjar där svets sensibilisering är orsaken (15 %).
- Materialval: rostfritt stål med höga kolhalter där sprickans placering i komponenten inte är klarlagd, eller annat olämpligt tillstånd (2 %)

- Kemi: fall där kemin klart har varit utanför specifikationer under en längre tid eller där spaltförhållanden förekommer (2 %)
- Svetsreparation: fall där det är klarlagt att svetsreparationer finns i det skadade området på komponenten (1 %)



Figur 7: *Fördelningen av grundorsaken till spänningskorrosions skadefall inklusive andelen fall upptäckt i särskilda undersökningar*

#### 4.1.1 **Interkristallin spänningskorrosion invid svetsförband i kokvattenreaktorers rörledningar av rostfritt stål**

Interkristallin spänningskorrosion orsakad av sensibilisering vid svetsning har de klassiska kännetecknen såsom kromutarmning vid korngränserna och även i många fall förekomsten av kromkarbider på korngränserna. Detta innebär att kolhalten är en viktig parameter vad gäller förekomsten av denna typ av spänningskorrosion. Den andra bidragande faktor är svetsegensspänningar vilka kan variera betydligt beroende av svetsproceduren. Under senare år har analysmetoderna utvecklats så att även mycket smala zoner av kromutarmning i korngränserna kan detekteras, och har visat att flera andra materialkvaliteter än vad som ursprungligen diskuterades kan vara känslig för sådan sprickning (se även avsnitt 4.1.5). Sprickorna finns företrädesvis i svetsarnas värmepåverkade zoner och ibland endast i grundmaterialet. Av metallografiska undersökningar framgår att sprickorna aldrig har propagerat nämnvärt in i svetsgodset. Det var denna spänningskorrosionsmekanism som först uppmärksammades under tidigt 70-talet i amerikanska anläggningar, och snart därefter i äldre svenska anläggningar. För att minska risken för denna typ av spänningskorrosion har förutom kemiförbättringar, inklusive HWC, även svetsproceduren förbättras för att undvika för höga restspänningar vid utbyten.

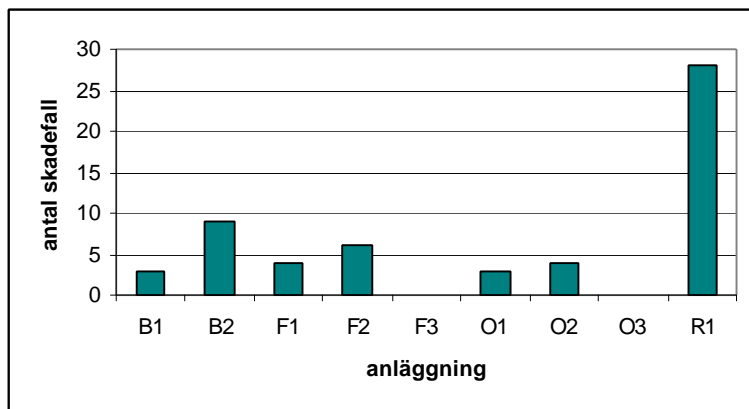
Tabell 3 visar förekomst av spänningskorrosion i rörledningar orsakad av svetsensibilisering för olika system. Totalt har 57 skadefall hänförs till denna kategori. Av dessa har 4 skadefall hittats i komponenter vid undersökningar av urkapade delar.

Till denna kategori hänförs även ett antal rörböjar som har spruckit i svetsförbanden mot rörledningar.

System	Antal
Kylsystem för avställd reaktor	18 (28)
Hydrauliskt system för drivdon	17 (24)
Reaktortryckkärl inkl anslutningar	6 (11)
Huvudcirkulationssystem	4 (5)
Reningssystem för reaktorvatten	4 (7)
Härdstril system	3 (4)
MÖH o fuktavskiljare	2 (2)
Sprinklersystem för reaktortaklock	2 (2)
Matarvattensystem	1 (1)
<b>Totalt</b>	<b>57 (84)</b>

Tabell 3: *Förekomst av spänningskorrosions skadefall och enskilda sprickor i rörledningar orsakade av svets sensibilisering upptäckt i olika system. Antalet enskilda sprickor anges inom parentes.*

Figur 8 visar fördelningen av skador orsakade av svets sensibilisering mellan de olika anläggningar.

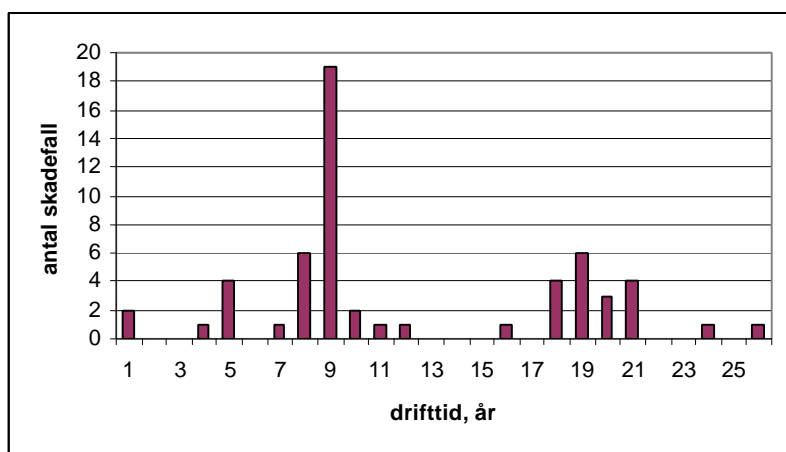


Figur 8: *Förekomst av spänningskorrosions skadefall orsakade av svets sensibilisering i olika anläggningar*

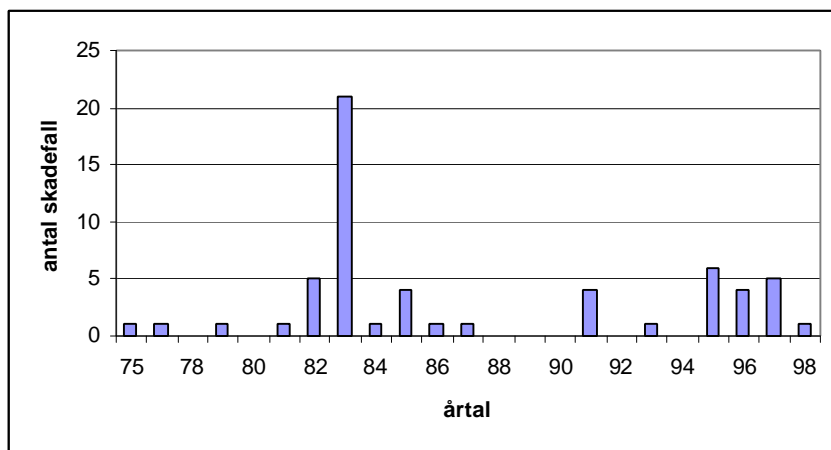
Som framgår av Figur 8 har sådana skador rapporterats från Barsebäck 1 och 2, Forsmark 1 och 2, Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1, och har enbart förekommit i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 1 och 2. I Barsebäck 2 och Forsmark 1 och 2 finns flest skador i kylsystemet för avställd reaktor, medan i Oskarshamn 2 finns flest i reaktorvattenreningssystemet. I Ringhals 1 finns ca hälften av skadorna i hydrauliskt system för drivdon. Samtliga skador i systemet reaktortank har förekommit i Ringhals 1. Den första var en nivåmätledning som upptäcktes i 1982, och de övriga

upptäcktes på laboratoriet på motsvarande rör uttagna för undersökning, alla hade kolhalter mellan 0,052 och 0,055 %. Några slutsatser kring effekten av HWC går inte att dra från denna figur.

Figur 9 visar utveckling med tiden av skadefall i rörledningar orsakade av svetssensibilisering.



Figur 9a: Förekomst av spänningskorrosions skadefall i rörledningar orsakade av svetssensibilisering som funktion av drifttid



Figur 9b: Förekomst av spänningskorrosions skadefall i rörledningar orsakade av svetssensibilisering som funktion av året för upptäckt

Denna typ av spänningskorrosions skador har minskat med tiden efter ett tydligt maximum vid ca nio års drift. Som framgår av Figur 9b är emellertid problemen inte helt lösta.

Sensibilisering av austenitiska rostfria stål beror främst på kolhalten i stålet. Sverige har haft ett bra utgångsläge i och med att stålindustrin sedan länge tillverkat stål av hög kvalitet och med låg kolhalt. De ursprungliga specifikationerna föreskrev låga kolhalter ur internationellt perspektiv. Tabell 4 visar antalet skadefall som funktion av kolhalt och drifttid. För de skadefall där kolhalten är känt (27 st.) ligger endast fem stycken under 0,04 %; sex skadefall ligger mellan 0,04 och 0,05, medan övriga ligger mellan 0,05 och 0,052 % kol. Det är dock klart att 0,04 % kol är för högt som gräns för att undvika spänningskorrosion orsakat av svetsensibilisering.

C %	Drifttid i år												
	4	6	7	8	9	10	11	17	18	19	20	21	23
0,020						1							
0,030									1			1	
0,034										1			
0,040									3				1
0,041							1						
0,047		1			1								
0,050	4												
0,052			3	2				3		1	2		
0,055			1										
<b>Totalt</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

Tabell 4: Antal skadefall orsakade av svetsensibilisering som funktion av kolhalt och drifttid

För flera av defekterna finns information i databasen angående de geometriska förhållanden vid tiden för upptäckt. Av de 84 defekter som är rapporterade låg 63 st. i omkretsled och endast 4 st. i axiell led. För 5 st. finns ingen information. Samtliga skadefall med flera defekter ligger i omkretsled.

#### 4.1.2 Interkristallin spänningskorrosion i kokvattenreaktorers kalldeformerade rördelar av rostfritt stål

Förutom kolhalt och sensibilisering har kalldeformation länge varit känd som en orsak till initiering av spänningskorrosion i austenitiska rostfria stål, och den står för 48 % av spänningskorrosionsfallen i STRYK. Den är därmed huvudorsaken till sådana skador i de svenska anläggningarna. Kalldeformation kan förekomma under tillverkning vid till exempel kallböckning. Därutöver har lokal kalldeformation i form av repor eller annan mekanisk bearbetning av komponenternas ytor visad sig vara vanliga initieringsställen. Detta leder till krav inte enbart på tillverkning men även på reparationsmetoder som till exempel omfattar slipning där kallbearbetning av ytorna kan åstadkommas.

Interkristallin spänningskorrosion orsakad av kalldeformation har förekommit uteslutande i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 1 och 2 och då i grundmaterialet av rostfritt stål, till skillnad från sprickorna orsakade av svetsensibilisering som hittats

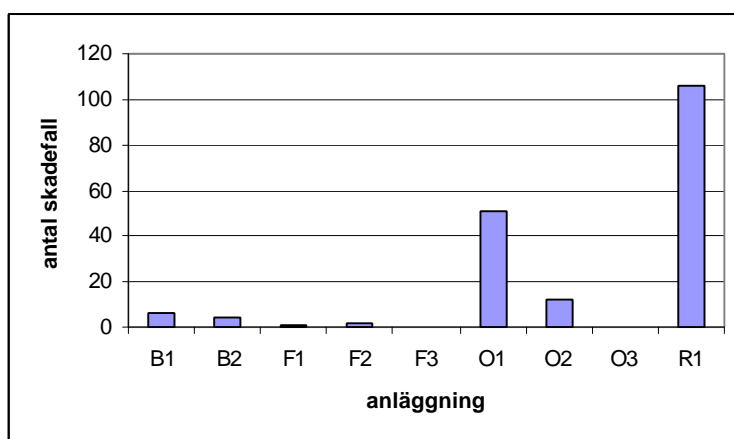
främst i den värmepåverkade zonen. Totalt 182 sådana skadefall omfattande 219 enskilda sprickor är registrerade i STRYK.

Tabell 5 visar förekomst av spänningskorrosion i olika rörsystem orsakade av kalldeformation. Av dessa har 153 sprickor hittats i 133 st. rörböjar från Oskarshamn 1 och Ringhals 1 vid undersökningar efter att komponenterna har bytts ut.

<b>System</b>	<b>Antal</b>
Hydrauliskt system för drivdon	121 (140/124)
Kylsystem för avställd reaktor	31 (40/16)
Matarvattensystem	14 (16/10)
Härdstrilsystem	9 (9)
Reningssystem för reaktorvatten	5 (7)
Kylsystem för reaktortanklock	3 (4/2)
Reaktortank, inspektionsrör, monteringsutrustning	1 (1/1)
Reaktorinneslutning och bassänger	1 (1)
<b>Totalt</b>	<b>185 (219/153)</b>

Tabell 5: *Förekomst av spänningskorrosions skadefall och enskilda sprickor i rörledningar och rörböjar orsakade av kalldeformation upptäckt i olika system. Antalet defekter anges inom parentes och antalet hittat på laboratoriet i kursivstil.*

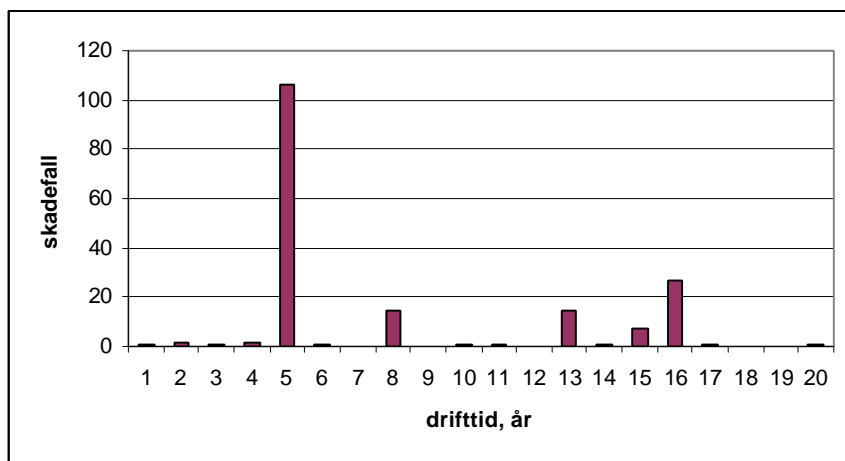
Som framgår av Figur 10 har sådana skador rapporterats från Barsebäck 1 och 2, Forsmark 1 och 2, Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1. Andelen i de två äldsta anläggningar är mycket högre än för skador orsakade av sensibilisering.



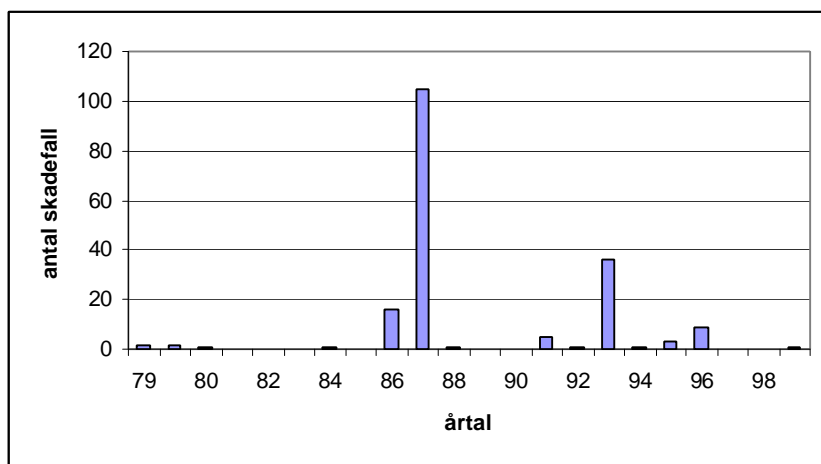
Figur 10: *Förekomst av spänningskorrosions skadefall orsakade av kallbearbetning i olika anläggning*

Det är intressant att notera att skador i kalldeformerat rostfritt stål enbart har rapporterats för samma anläggningar som också har haft spänningskorrosion orsakat av sensibilisering.

Figur 11 visar utveckling av spänningskorrosionsskadefall i rörböjar och rörledningar orsakade av kalldeformation som funktion av drifttid.



Figur 11a: Förekomst av spänningskorrosions skadefall i rörledningar orsakade av kalldeformation som funktion av drifttid



Figur 11b: Förekomst av spänningskorrosions skadefall i rörledningar orsakade av kalldeformation som funktion av årtal för upptäckt

Trenden för spänningskorrosion i kallbearbetade rördelar är lik den för sensibiliserat rördelar, dock upptäcktes merparten av skadorna något år senare än för sensibiliserat material. Det två stora toppar vid 11 respektive 22 års drifttid i Figur 11a samt 1987 och 1993 i Figur 11b beror på utbyte av ett stort antal rörböjar med efterföljande undersökningar. Därutöver kan flertalet av de sprickor som har upptäckts ha orsakats av



lokal kallbearbetning av rörens ytor genom repor eller annan mekanisk påverkan (t.ex. slipning). Antalet fall per år har avtagit med drifttiden. Skälet här till är att de flesta skadorna orsakade av kalldeformation har förekommit i de äldsta anläggningarna där många potentiella utsatta komponenter har bytts ut. Trenden bör därför hålla i sig. Av samtliga upptäckta sprickor har 34 st. axiell och 179 st. cirkumferentiell orientering. Av de 34 st. axiella defekter förekom 4 st. på buksidan och 18 st. på ryggsidan av rörböjarna. Förhållandena var helt annorlunda för cirkumferentiella defekter i rörböjar där merparten låg på buksidan, 123 st. jämfört med enbart 33 st. på ryggsidan.

### **4.1.3 Interkristallin spänningskorrosion i interna delar av kokvattenreaktorer**

Sammanlagt har 104 skadefall rapporterats i kokvattenreaktorernas interna delar. Fallen kan delas i två huvudkategorier:

- fallen i rostfritt stål där det inte kan uteslutas att bestrålningseffekterna ha ökat materialets känslighet, och
- fallen i nickelbaslegeringar.

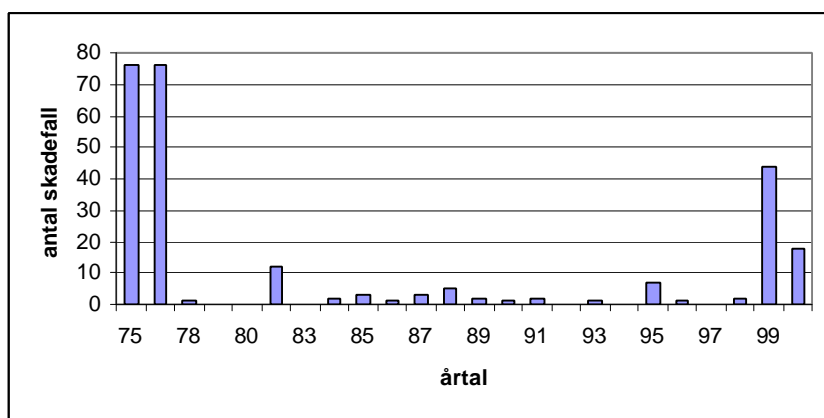
Därutöver finns även bestrålningsinducerad spänningskorrosion (IASCC) där materialet har blivit känsligt till spänningskorrosion på grund av bestrålningseffekter, se avsnitt 4.2. Interna delar har mycket olika geometrier och det har inte visat sig meningsfullt att genomföra liknande jämförelser av dessa förhållanden som för rördelarna. Den oxiderande härdmiljön kan inte heller påverkas tillräckligt genom vätekemin så att någon trend i skadutveckling kan sättas i samband med införsel av HWC.

Av Tabell 6 framgår vilka olika komponenter och material som i huvudsak har skadats genom spänningskorrosion. I följande paragrafer diskuteras skadorna i de olika materialtyper, rostfritt stål och nickelbaslegeringar. Merparten av de skadade interna delarna är tillverkade av nickelbaslegeringar, varav X-750 är mest representerat. De två fallen där materialtyp inte är angivet har exkluderats från vidare diskussioner. Något försök till sammanslagning av komponenter med liknande benämning har inte gjorts då de olika interna delar tillhör olika generationer av anläggning.

Figur 12 visar utveckling av skadefall i interna delar som funktion av tid. Det framgår klart att trenden är annorlunda än i de två tidigare diskuterade fallen. Det är dock inte möjligt att dra några slutsatser kring skadutveckling i dessa komponenter då många skadefall har inte upptäckts i ett tidigt skede på grund av brister i kontrollprogrammen och metoder.

Komponent	Antal	Material
MTL <sup>2</sup> konsol	45	Ni-bas X-750
Lockbalk/konsol	19	Ni-bas Alloy 182
Bult/Skruv	14	Rostfritt stål (1 st. X-750)
MTL stag	13	Ni-bas X-750
Fuktavskiljare	5	Rostfritt stål
Styrskenor till härdgaller	3	Rostfritt stål (1 st. X-750)
Moderatortank	1	Stabiliserad rostfritt stål
Rör	1	Rostfritt stål
Mavasegment	1	Rostfritt stål
Termoelementskyddshuvud	1	Ej angivit
Ej angivit	1	Ej angivit
<b>Totalt</b>	104	79 st. Ni-bas; 21 st. Rostfritt stål

Tabell 6: Förekomst av spänningskorrosions skadefall och defekter i olika interna delar och tillverkningsmaterial



Figur 12: Förekomst av spänningskorrosions skadefall i interna delar som funktion av årtal för upptäckt

#### 4.1.3.1 Interkristallin spänningskorrosion i interna delar av rostfritt stål i kokvattenreaktorer

Endast ca 35 skadefall av interkristallin spänningskorrosion har hittats i interna delar av rostfritt stål. De flesta skadefallen har upptäckts genom visuell inspektion och har inte undersökts metallografiskt varför det är mycket vanskligt att bedöma hur många enskilda defekter finns i dessa skadefall. I endast ett fåtal fall har det angetts att en eller flera indikationer har hittats.

Ett antal skadefall av spänningskorrosion har inträffat där det är oklart om vilken initieringsmekanism som har varit orsaken, men där propagering mycket tydligt har skett genom interkristallin tillväxt. Det är i flera av dessa skadefall mycket sannolikt att

<sup>2</sup> MTL - Moderatortanklock

initiering har skett genom termisk utmattning, se kapitel 4.3.2, till exempel sprickorna i centralfjädrarna tillhörande moderatortanken i Oskarshamn 1. Dessutom har ett skadefall av spänningskorrosion rapporterats i stabiliserat rostfritt stål, vilket ursprungligen ansågs inte vara känsligt för spänningskorrosion men har på senare tiden visat sig vara det [8]. Detta skadefall inträffade i moderatortanken i Oskarshamn 1. Det är även möjligt att bestrålningen kan ha ökat känsligheten genom strukturella förändringar vid doser lägre än vad som anses behövas för att klassa mekanism som IASCC.

Av Tabell 7 framgår vilka anläggningar har fått skador i interna delar av rostfritt stål och när dessa har upptäckts.

Anläggning/Årtal	82	85	87	88	89	95	98	99	Totalt
Barsebäck 1		1							1
Barsebäck 2							1		1
Forsmark 1	1		1	2					4
Forsmark 2	4	1	1		1	2			9
Forsmark 3									1
Oskarshamn 1	1					1 <sup>3</sup>			2
Oskarshamn 3									1
Ringhals 1		1					1	2	4
<b>Totalt</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>21</b>

Tabell 7: *Upptäcktsår för spänningskorrosion i interna delar av rostfritt stål i olika anläggningar*

Någon stark trend syns inte i skadeutvecklingen. Forsmark 2 har rapporterat flest skador fram till 1995. Allmänt finns ingen direkt minskning av antalet skador upptäckt med tiden.

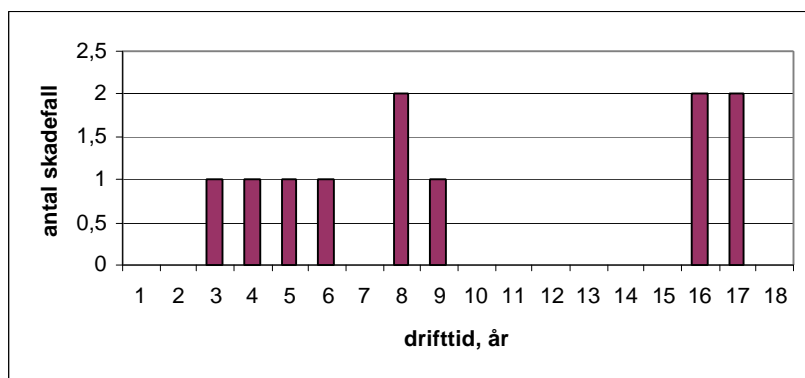
Det enda skadefall i Barsebäck 1 inträffade i klämmor monterade vid styrskenor på härdgallret tillverkat i SS 2343. Hela gallret bytes ungefär 1987. I Barsebäck 2 var skadefallet en bultförband till moderatortankklocket tillverkat i utskiljningshärdat rostfritt stål typ SS 2570. Samma material var först använt för härdgallerskruvar och några bultar i Forsmark 1 och 2 där flera hittades skadade och sedan ersatts med skruvar tillverkade i SS 2353. I Forsmark 2 har spänningskorrosion rapporterats i styrskenor till härdgallret. Dessa styrskenor var tillverkade av SS 2570. Härdgallret har nyligen (RA 2001) blivit utbyt i förebyggande syfte. I såväl Forsmark 1 som Forsmark 2 har skruvar till dragstänger och själva dragstängerna till spänndon till ångseparatorn sprucket. Samtliga dessa fall har troligen orsakats av höga spänningar i komponenterna. Vad gäller härdgallret och ångseparatordelarna är det troligen spaltförhållanden som givit upphov till skadorna. En del komponenter har bytts ut vid upptäckten och andra på ett mer systematiskt sätt i förebyggande syfte.

<sup>3</sup> Avser endast fall där initiering och propagering anses vara orsakade av spänningskorrosion

Några skadefall har inträffat i komponenter tillverkade på sådant sätt att det är troligt att kallbearbetning är orsaken till sprickinitiering. Matarvattensegment i Forsmark 1 är ett exempel där en sprickor propagerade snett genom den bokade plåten av SS 2350, och moderatortanklocket i Oskarshamn 1 är ett annat fall.

I Forsmark 2 hittades nio sprickor i fem av åtta balkar, tillverkade i SS 2333, och som ligger på ovansida av fuktavskiljaren. Kolhalten var hög, 0,05 %, och orsaken anges vara sensibilisering. Den djupaste spricka hade propagerat genom halva godstjockleken på 6 mm.

I Ringhals 1 har flera skruvar till härdgallrets styrskenor, tillverkade i SS 2343, spruckit och blivit utbytta. En del av sprickorna hade trankristallina inslag varför slutsatsen var att initiering var orsakade av kemiska förhållanden i konstruktionens spalterna. Om ett materialbyte skedde är oklart. Dessutom har flera skador hittats i Ringhals 1 på de så kallade "kineshattar" på ångseparatoren, på liknande delar som i Forsmark. Samtliga av muttrarna till hattgrupperna har bytts ut på grund av skador mot en ny konstruktion. Figur 13 visar att skadeutveckling som en funktion av drifttid är relativt konstant.



Figur 13: Förekomst av spänningskorrosionsskador i interna delar av rostfritt stål som funktion av drifttid

Vad gäller skadeorsak faller de flesta under rubriken fel materialval. Materialet har använts i ett för ändamål felaktigt tillstånd i relation till de hållfastmässiga kraven på komponenten. Merparten av skadorna har upptäckts på grund av att komponenten har brustit i grundmaterialet (några svetsar förekommer inte i de flesta av de aktuella komponenttyperna). I några fall har bitar av komponenten lossnat. Endast två stycken har lämnats utan åtgärd (fuktavskiljaren i Ringhals 1). För övrigt har komponenterna bytts ut, ofta med annat materialval eller ny konstruktion.

#### 4.1.3.2 Interkristallin spänningskorrosion i interna delar av nickelbaslegeringar i kokvattenreaktorer

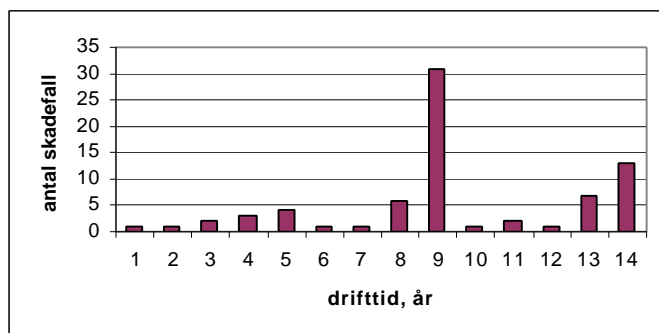
Nickelbaslegeringar står för merparten av de skadade komponenterna i reaktortryckkärlens interna delar. Den höghållfasta nickelbaslegeringen X-750 visade sig tidigt vara känsligt för interkristallin spänningskorrosion efter mycket korta drifttider (t.ex. bultar och skruvar som sprack i Forsmark 1 under slutet av 80-talet). Stora forskningsinsatser utfördes, till stor del i USA, som visade att materialet är känsligt i vissa värmebehandlingstillstånd. På senare år har försök att använda mer lämpliga värmebehandlingstillstånd gjorts för komponenter där materialets mekaniska egenskaper är av stor vikt.

Därutöver har Forsmark 1 och 2 haft mycket problem med sprickning i svetsgods av Alloy 182 i lockbalksinfästningar. Det första sprickorna upptäcktes redan efter ett par års drift. Dessa problem har varit av återkommande karaktär, och har registrerats som nya skadefall i STRYK enbart när en reparation har genomförts och komponenten förklarats sprickfri och nya sprickor har sedan rapporterats.

Tabell 8 och Figur 14 sammanfattar utvecklingen av skadorna i interna delar av nickelbaslegeringar i anläggningarna.

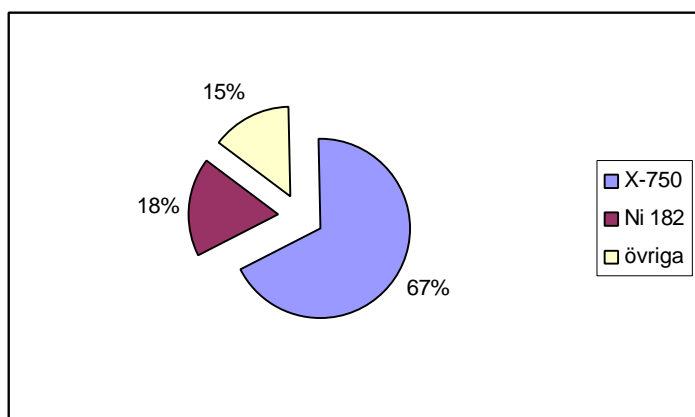
Anläggning/Årtal	78	82	87	88	91	93	95	99	00	Totalt
Barsebäck 1								10		10
Barsebäck 2								18	1	19
Forsmark 1		8	2	3	1				1	15
Forsmark 2		1			2	1		3		6
Forsmark 3							2		1	3
Oskarshamn 2	1							6	3	10
Oskarshamn 3									1	1
Ringhals 1								7	13	20
<b>Totalt</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>43</b>	<b>20</b>	<b>85</b>

Tabell 8: Upptäcktsår för spänningskorrosion i interna delar av nickelbaslegeringar i olika anläggningar



Figur 14: Förekomst av spänningskorrosion i interna delar av nickelbaslegeringar som funktion av drifttid

Som allt har 85 skadefall inträffat i interna delar av nickelbaslegeringar. I ca en tredjedel av fallen har flera än en spricka registrerats. Fördelningen mellan de olika nickelbaslegeringarna framgår av Figur 15, vilken visar dominansen av X-750. Figur 14 visar att trots att X-750 förekommer i ett känsligt värmebehandlingstillstånd har merparten av fallen upptäckts efter tio års drift, på slutet av niotalet i samtliga externpumpsreaktorer med härdstrilkonsoler tillverkade i X-750. Flera av de rapporterade skadefallen har troligen funnits länge men inte upptäckts eller varit av rapporterbar storlek vid tidigare inspektioner. Härdstrilarna var ursprungligen tillverkade i rostfritt stål men utbytt efter ca femton års drift på grund av annan sprickning.



Figur 15: Fördelning av rapporterade skador mellan de olika nickelbaslegeringarna

#### 4.1.4 Övriga fall av spänningskorrosion i rördelar och andra komponenter i kokvattenreaktorer

##### 4.1.4.1 "Nuclear Grade" problematiken

Efter problemen med sensibilisering av rostfritt stål och dess känslighet för spänningskorrosion togs det fram nya stål kvalitéer med lägre kolhalter. Dessa benämns vanligen för "Nuclear Grade". Utbyte av rörkomponenter har i hög utsträckning skett till dessa material, vilka länge ansågs vara okänsliga för spänningskorrosion. Detta har dock visat sig inte vara helt korrekt och tre fall av spänningskorrosion i dessa material har rapporterats i Forsmark 1 och 2, rörböjar vilka installerades 10 år tidigare, dels i ett T-stycke i Ringhals 1 upptäckt 1999. Bakomliggande orsak till sprickningen är inte ännu fastställt men eftersom sprickningsmorfologin är identisk med andra spänningskorrosionssprickor i rostfritt stål antas det att spänningskorrosion är skademekanism. En indirekt observation kring denna typ av spänningskorrosion är att sprickorna verkar växa relativt fort. På mindre än 10 år hade en spricka i Forsmark 2 nått ett djup på ca 40 % av godstjockleken i ett 18 mm tjock rörböj. Samtliga sprickorna hittades i kylsystemen för avställd reaktor.

Orsaken är ännu inte klarlagd men kan ha kopplingar till insvetsningsproblematiken mellan rör tillverkade av det nya materialet med låga kolhalter och de gamla rören som finns kvar, och som hade relativt höga kolhalter. Någon direkt koppling till reaktorvattenkemin är osannolikt eftersom Ringhals 1 har använt HWC under många år medan Forsmark reaktorerna har nästan uteslutande använt NWC. Vissa hypoteser pekar på möjlig initiering i spalter kvar efter svetsning där lokala kemiförhållanden kan vara annorlunda från bulkkemin. Det finns också hypoteser att svetsproblematiken har resulterat i höga lokala resttöjningar som kan driva den initierade sprickan fort. Vidare forskning behövs för att klarlägga orsakerna till denna.

#### **4.1.4.2 Sprickning i anslutnings- och rörsvetsar av nickelbaslegeringar**

Forsmark 1 och 2 har haft problem med sprickliknande defekter i nickelbaslegeringar av typ Alloy 182 i anslutningssvetsarna till reaktortryckkärlsstutsar. Dessa har nu åtgärdats genom att bearbeta bort en del av Alloy 182 materialet och mindre känsligt material har sedan svetsats på i de drabbade områdena. Någon större undersökning av skadorna har inte skett, men de sprickliknande defekter som upptäckts vid provningarna har antagits vara interdendritiska spänningskorrosion. Dessa har tagits bort genom slipning eller gnistbearbetning. I två av fallen har större svetsreparationer genomförts.

Sex fall av interdendritisk spänningskorrosion kan anses vara direkt orsakade av spänningsförhållande efter svetsreparationer i nickelbaslegeringar. Att detta tas upp här är grundad bland annat på grund av de dokumentationsproblem som förekommer i vissa fall kring svetsreparationer. Det har visat sig att fullständig dokumentation saknas i flera fall, och ibland finns inga dokumentation alls om svetsreparationer. Detta är någonting som måste uppmärksammas vid utveckling och i bedömningar av kontrollprogram. Barsebäck 1, Ringhals 1 och Forsmark 1 och 2 har rapporterats sådana fall där de flesta omfattar flera defekter förutom huvudsprickan. Förutom fallet i Forsmark 2 förekom samtliga skador i klass 1 komponenter av typ rör eller ventiler. Ett läckande mätstuts upptäcktes i Ringhals 1 under rondering i 1990. För övrigt upptäcktes sprickorna inom de normala kontrollprogrammen.

#### **4.1.4.3 Gjutna komponenter**

I samband med renovering av Oskarshamn 1 inom FENIX projektet 1995 upptäcktes ett stort antal sprickor i huvudcirkulationskretsarnas ventil- och pumphus. Ventilerna och pumphusen är tillverkade av gjutet rostfritt stål.

Sprickorna detekterades av en slump vid visuell efterkontroll av ventilerna efter dekontaminering. Inspektionen utökades med penetrantprovning och samtliga åtta ventilhus visade sig ha omfattande sprickbildning. Ett pumphus också innehöll några sprickor, men i mindre omfattning. Sprickorna avlägsnades genom gnistbearbetning och de allra djupaste togs bort manuellt med roterande fil. De djupaste sprickorna i de olika ventilerna varierade mellan 15 och 45 mm. Vid kontroll efter ett års vidare drift hittades en del av sprickorna igen i de gropar efter det roterande filarbetet. Detta visade åter på vikten av att använda reparationsmetoder som inte påverkar ytorna negativt, till exempel

genom att smeta ut materialet och täppa till sprickorna så att de inte kan detekteras, men återfinns efter en kortare tids drift genom att det utsmetade materialet då har korroderats bort.

Om de ursprungliga sprickorna initierades genom spänningskorrosion eller någon annan driftrelaterade degraderingsmekanism är ännu oklart. Flera av de drabbade komponenterna hade sprickbildning även på utsidorna vilket tyder på att en del gjutskador fanns kvar och att den använda tillverkningskontrollen brast i sin kvalitet. Omfattande undersökningar gjordes och visade bland annat att materialet innehöll ovanligt låga halter av ferrit. Slutsatsen var att man inte kunde utesluta att propagering hade skett genom spänningskorrosion, men att även lokala mekaniska egenskaper hade påverkats, genom de låga ferrithalterna, och en del sprickor var orsakade av den så kallad "hot ductility dip".

#### **4.1.4.4 Smidesringar**

I slutet av 1980-talet upptäcktes skador i smidesringar som sitter insvetsad mellan ventiler och s.k. venturirör i vissa externpumpsreaktorers huvudcirkulationskretsarna. Dessa smidesringar är tillverkad i rostfritt stål motsvarande SS 2343 med kolhalter på minst 0,04 %. 1988 upptäcktes första fallet i Barsebäck 1 i värmepåverkade zonen till insvetsningen mot ventilen V04, och den misstänkta sprickan slipades bort. Orsaken angavs vara en tillverkningsdefekt som hade tillväxt genom interkristallin spänningskorrosion. I Oskarshamn 2 upptäcktes 1990 sprickor i smidesringen i krets 2 som slipades bort till ett djup av 4 mm utan vidare undersökning. Sprickor har sedan återfunnits i denna och andra smidesringar och deras svetsar under 90-talet utan att någon ordentligt undersökning av möjliga skademekanismer har genomförts. Det antas emellertid vara spänningskorrosion. Som allt har alla tre kretsar i Oskarshamn 2 drabbats samt en krets i Barsebäck 1. Sprickorna i svetsgods ligger företrädesvis i axiell led medan i själva smidesringen är de företrädesvis i omkretsled. Sprickorna har under senare år lämnats utan åtgärd.

## **4.2 Interkristallin spänningskorrosion i tryckvattenreaktorer**

Ånggeneratortuber<sup>4</sup> av nickelbaslegeringen Alloy 600 har sedan länge drabbats av interkristallin spänningskorrosion såväl på sekundärsidan som på primärsidan men det dröjde in i nioalet innan fenomenet upptäcktes i tjockare gods såsom i tanklocksgenomföringar och även i anslutningsstutsar till tryckhållaren ("pressurizer"). Mycket forskning och undersökningar av ånggeneratortuber har genomförts under åren utan att en fullgod förklaring av mekanism har kunnat presenteras. Vissa samband mellan känslighet och mikrostrukturen (värmebehandling) har dock funnits och även mellan olika charger av material. Skillnaden mellan ånggeneratortuber och tjockare gods är bland annat den temperaturgradienten för vilken komponenterna är utsatta. En förklaring som har på senare tid fått mycket uppmärksamhet är intern oxidation, en

---

<sup>4</sup> ånggeneratortuber omfattas inte av STRYK



mekanism som inte styrs av temperaturgradienter såsom några av de tidigare framförda förklaringarna.

Förutom Alloy 600 har på senare tid även svetsgodsmaterialet Alloy 182 visat tecken att vara känsligt för primärsidig spänningskorrosion (PWSCC) i tjockare komponenter än ånggeneratortuber. Nickelbaslegeringen Alloy 182 spricker interdendritiskt och har en förgrenad utseende på motsvarande sätt som andra interkristallina spänningskorrosionssprickor. Alloy 182 är även känsligt för ett fenomen som kallas för varmsprickning, där interdendritiska sprickor bildas under steningprocessen. Dessa har ett liknande utseende till spänningskorrosionssprickorna och det krävs stor erfarenhet för att kunna skilja dessa åt [9].

I Ringhals 2 hittades första spänningskorrosions skador i Alloy 600 under avställningen 1992 då tanklocksgenomföringarna undersöktes som följd av skador rapporterat från Frankrike. Som resultat av uppföljande inspektioner av tanklocket då allvarliga svetsfel hittades beställdes ett nytt lock med mindre känsligt material (Alloy 690) och utbytet skedde något år senare. Förutom dessa sprickor hittades spänningskorrosionssprickor i anslutningssvetsen till tryckhållaren i Ringhals 2 samma år.

I Ringhals 3 och 4 har de första spänningskorrosionsskadorna upptäckts först under år 2000. Sprickorna upptäcktes i Inconel 182 svetsar i så kallad "safe-ends" på stutsar till reaktortryckkärlen. Alla undersökningar av dessa komponenter är inte klara även om de metallografiska resultaten visar tydligt att det är frågan om spänningskorrosion.

### **4.3 Transkristallin spänningskorrosion**

Förutom interkristallin spänningskorrosion förekommer även transkristallin spänningskorrosion (TGSCC). Denna typ av spänningskorrosionssprickor propagerar som framgår av namnet genom kornen och inte företrädesvis längs korngränserna. Sprickorna kan dock vara förgrenade på liknande sätt som vid interkristallin spänningskorrosion. Det är främst kallbearbetat rostfritt stål som är känslig för transkristallin spänningskorrosion i närvaro av klorider. I de rapporterade skadefallen har klorider uppstått som en lokal förorening i systemet främst på grund av olämpligt valt packningsmaterial. Genomförda undersökningar anger endast förekomsten av klorider och diskuterar inte graden av kallbearbetning i materialet.

Fenomenet är ovanligt i nickelbaslegeringar. Internationellt har man rapporterat om laboratorieförsök där transkristallin spänningskorrosion uppträtt i reaktortryckkärlsstål. Inga sådana skadefall har rapporterats från någon kärnkraftverk. Det finns dock exempel där sprickor har propagerat genom ett rostfritt påsvetslager. I dessa fall har sprickorna inte fortsatt in i tryckkärlsstålet, men har stannat och ett mindre område av allmän korrosion har uppstått (t.ex i Ringhals 1 1992 när termisk utmattnings rapporterades från reaktortryckkärllets anslutningssvetsar).

Första fallen av transkristallin spänningskorrosion (8 st.) inträffade i Barsebäck 1 i slutet av 1981. Ytterligare två fall upptäcktes i Oskarshamn 2 1985. Resten har rapporterats under 90-talet, och den sista i Barsebäck 1 så sent som 1997. Som allt har sexton fall av

transkristallin spänningskorrosion har rapporterats, samtliga i klena rörledningar förutom ett fall där sprickor konstaterats i en tank.

Fördelning på olika system är som följer:

- elva i Barsebäck 1 i hydrauliskt system för drivdon
- ett i Barsebäck 2 i en dränageledning till reaktortryckkärlet
- ett i Oskarshamn 1 i borsystemet
- tre i Oskarshamn 2 två i dränagesystemet för reaktordelen, och ett i det hydrauliskt system för drivdon.

Transkristallin spänningskorrosion är den spänningskorrosionsmekanism vilken har orsakat de flesta fall av genomgående sprickor som har lett till läckage, och flera av dessa har upptäckts vid rondering. Skälet härtill är som framgår ovan, att i flera fall har kloridförekomsten i bl.a. packningsmaterial kunnat konstateras först efteråt, varför dessa komponenter inte har inkluderats i någon återkommande kontrollprogram.

## 4.4 Bestrålningsinducerad spänningskorrosion i interna delar

Bestrålningsinducerad spänningskorrosion (IASCC) kan enbart förekomma i komponenter som är utsatta för neutronbestrålning. Internationellt har fenomenet rapporterats förekomma i komponenter av främst rostfritt stål, men även nickelbaslegeringar har visat sig vara känsliga. Sprickornas utseende är snarlika interkristallin spänningskorrosion, förgrenade sprickor som följa korngränssarna i materialet. Experimentellt har man påvisat ett tröskelvärde för fluensen. Den är lägre under de oxiderande förhållanden som råder i kokvattenreaktorernas härdområde än i tryckvattenreaktorer. För närvarande är de styrande mekanismer inte klarlagda, och skador har hänförs till denna kategori enbart baserat på erhållen dos och sprickmorfologin. Tröskelvärdet för kokvattenreaktorer anses allmänt ligga vid  $5 \cdot 10^{20}$  n/cm<sup>2</sup> ( $E > 1$  MeV) och för tryckvattenreaktorer vid  $1,2 \cdot 10^{21}$  n/cm<sup>2</sup> ( $E > 1$  MeV).

Försök att kartlägga den bakomliggande mekanism har lett till omfattande forskningsprogram och detaljerade materialundersökningar. Ursprungligen inriktades dessa till motsvarande fenomen som i obestrålat material såsom kromutarmning vid korngränssarna, segregering av föroreningar i stålet (t.ex. svavel eller fosfor) eller kallbearbetning. Såväl kromutarmning som segregering benämns bestrålningsinducerad segregering (Radiation Induced Segregation, RIS) och modeller för att beräkna denna har utvecklats i tidigare program kring fusionsforskning. Det är dock så att trots ett stort antal undersökningar har man inte hittat något mönster i observationer till dags datum.

Fluensen i svenska anläggningar har för de flesta komponenter inte uppnått de värdena där bestrålningsinducerad spänningskorrosion förväntas inträffa. Under mitten på 80-talet hittades sönderspruckna härdgallerskruvar i Oskarshamn 1. Som ett resultat av detta undersöktes samtliga övriga externpumps kokvattenreaktorernas härdgallerskruvar. En del skadade skruvar hittades vid ultraljudskontroll och några

andra upptäcktes först vid metallografiska undersökningar. Totalt har endast tre till fyra skadefall rapporterats från varje anläggning. Detta beror dels på det stickprov som togs, dels för att ett program för att byta ut samtliga härdgallerskruvar inleddes. De metallografiska undersökningar visade dels att materialet var spänningskorrosionskänslig men även att spaltkorrosion var det troliga orsaken till initiering. Angivna fluenser varierade mellan  $5,2 \cdot 10^{19}$  n/cm<sup>2</sup> ( $E > 1$  MeV) och  $9 \cdot 10^{20}$  n/cm<sup>2</sup> ( $E > 1$  MeV). Merparten anges ligga över tröskelvärdet för kokvattenreaktorer. Skillnaden beror troligen på beräkningsfel. Med början 1986 bytes även härdgallren ut.

En del skadefall orsakade av bestrålningsinducerad spänningskorrosion har också rapporterats i styrstavar, vilken är en komponent som inte omfattas av STRYK eller föreskrifterna som databasen har byggts upp för att följa.

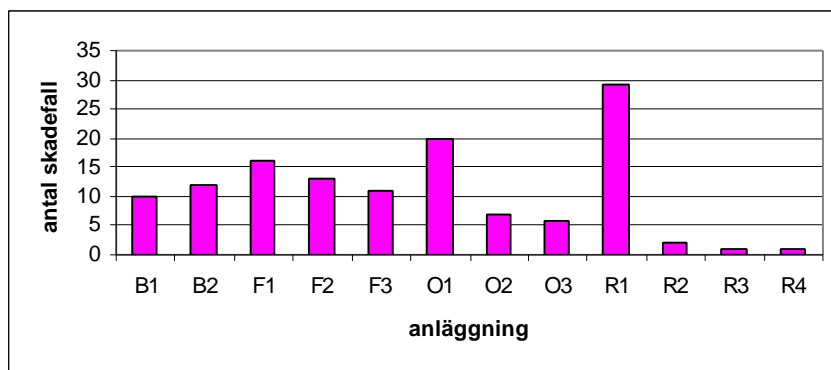
Att även tryckvattenreaktorer är känsliga för denna skademekanism innebär att vätedosering inte har samma effekt i härdregionen som i övriga system delar. För att få ned potentialen tillräcklig i kokvattenreaktorer och därmed fördröja skadeutvecklingen har man nu lanserat en behandling där komponenter beläggs med platina eller liknande metall, så kallad Noble Metal Chemistry. Flera anläggningar i USA har utfört en sådan behandling, och utvärderingar pågår.

För att undvika bestrålningsinducerad spänningskorrosionsskadefall är det mest effektiva metod utbyte av komponenter i vilket avseende de svenska kokvattenreaktorerna är gynnade. Forsmark 1 och 2 har byt ut flera komponenter vilka skulle kunna uppnå tröskelvärdet, till exempel moderatortank och härdgaller, inom anläggningens livstid. Även Oskarshamn 1 har byt ut moderatortank och moderatortankstativet, dock inte enbart på grund av risken för bestrålningsinducerad spänningskorrosion men på grund av andra skador.

## 4.5 Termisk utmattning

Termisk utmattning uppstår när komponenter utsätts för mer eller mindre regelbundet temperaturcykling, eller när flöden vid olika temperatur möts och orsaka termisk cykling, vid till exempel ett T-stycken.

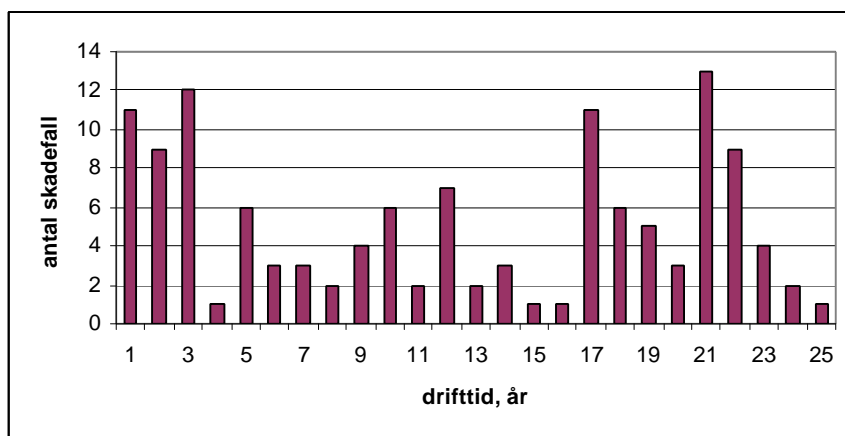
Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har haft ett antal fall av termisk utmattning som resultat av idrifttagning av vissa system på ett olämpligt sätt vilket har resulterat i att komponenter har utsatts för temperaturcykling på ett icke förutsatt sätt. Typisk för denna typ av sprickning är ett flertal sprickor som uppstår ofta i ett så kallat gatstensmönster. En observation är att termisk utmattning under vissa förhållanden kan tillväxa mycket snabbt. Ett fåtal skadefall har emellertid lett till läckage. Termisk utmattning undviks enbart genom en omkonstruktion eller ändrade driftförhållande för berörd komponent eller system. Ett antal fall har diskuterats under kapitel 4.1 då det är troligen termisk utmattning som har varit den mekanism som initierat sprickning men propageringen sedan har skett genom spänningskorrosion.



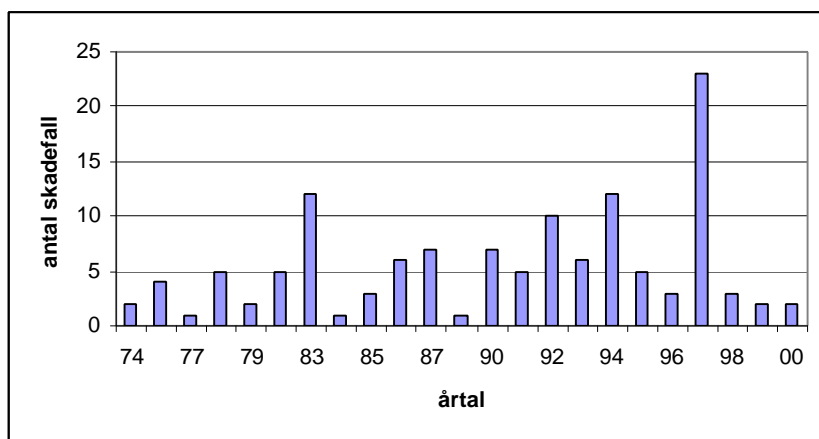
Figur 16: Förekomst av termisk utmattnings skadefall i olika anläggningar

Som framgår av Figur 16 är Ringhals 1 den anläggning där flest skador till följd av termisk utmattning har inträffat. Merparten av dessa skador hör till ventiler i huvudcirkulationskretsarna, vilket diskuteras nedan. Det är dock inte någon större skillnad i totala antal skador mellan Ringhals 1 och Oskarshamn 1 eller Forsmark 1. Det är värt att notera skillnaden mellan Forsmark 3 och Oskarshamn 3. Någon direkt uppenbart förklaring till detta har dock inte identifierats.

Som framgår av Figur 17, där antalet fall som funktion av tid presenteras, är termisk utmattning en skademekanism där problemen inte är helt lösta. Totalt har 127 skadefall av termisk utmattning rapporterats och registrerats i STRYK. I tretton av skadefallen har skadorna lett till sprickor som propagerat igenom komponentens hela godstjocklek.



Figur 17a: Förekomsten av termisk utmattnings skadefall som funktion av drifttid



Figur 17b: Förekomst av termisk utmattnings skadefall som funktion av årtal för upptäckt

En jämförelse mellan Figurerna 17a och 17b visar att till skillnad mot spänningskorrosion förekommer fall av termisk utmattning efter korta drifttider. Topparna efter 21 års drifttid och året 1997 sammanfaller med FENIX-projektet i Oskarshamn 1, och 17 års drift sammanfaller med åren 1992 och 1994 då flera fall av termisk utmattning upptäcktes i anslutningar mot reaktortryckkärlsstutsar i Ringhals 1 och Forsmark 1, och som beskrivs mer ingående i avsnitt 4.3.2.

Tabell 8 visar de system som i där flest termiska utmattningsskador har förekommit.

System	Antalet skadefall	Läckande eller genomgående
Matarvattensystem	35	2
Interna delar	18	7 <sup>5</sup>
Huvudcirkulationssystem	17	0
Avblåsningssystem	12	0
Kylsystem för avställd reaktor	11	0
Reningssystem för reaktorvatten	10	2
Reaktortank	8	0
Hjälpmatarvattensystem	7	1
<b>Totalt</b>	<b>118</b>	<b>12</b>

Tabell 8: System med flest skador orsakade av termisk utmattning i samtliga anläggningar

I följande text indelas komponenter med flest skadefall orsakade av termisk utmattning i följande grupper:

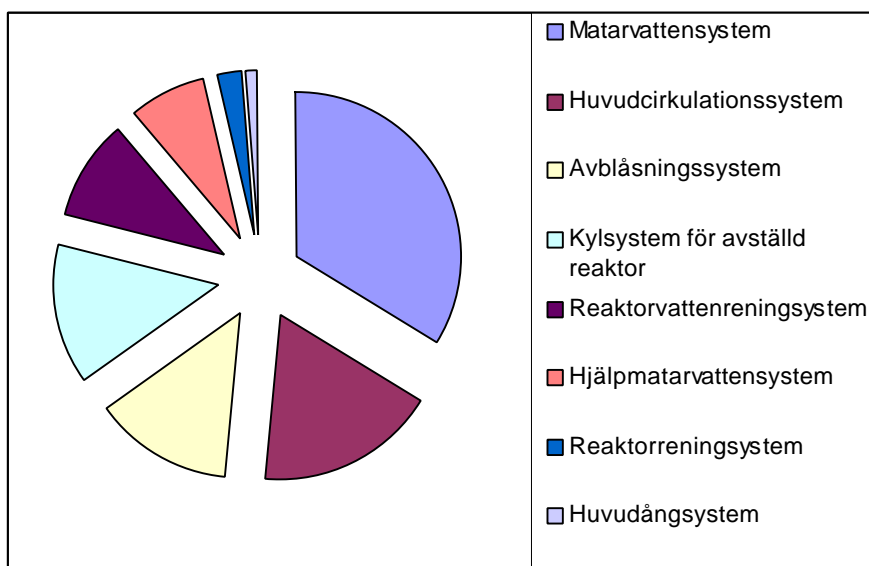
<sup>5</sup> Genomgående sprickor, ej nödvändigtvis läckande.

- rördelar (ventiler, pumpar, T-stycke, rör, rörkopplingar och insticksrör)
- reaktortryckkärlet med dess stutsar och interna delar
- övriga komponenter totalt 13 skadefall som inte diskuteras närmare (t.ex. matarvattenlådan i Oskarshamn 1, och två st. värmeväxlare i matarvattensystem i Forsmark 1)

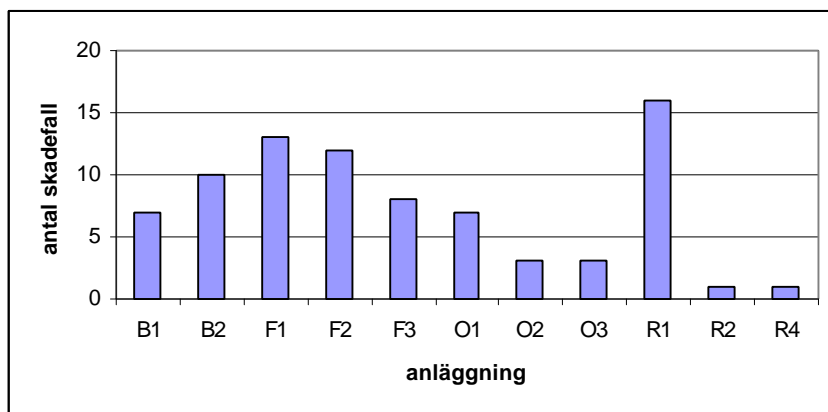
#### 4.5.1 Termisk utmattning i rördelar

Termisk utmattning i rördelar omfattar ca 64 % av skadefallen (81 st.). Av dessa är ventiler (32 fall), T-stycke (22 fall), rör (19 fall), rörkopplingar (4 fall) och pumpar (3 fall) de komponenttyper som uppvisat flest skador. De skadade ventiler förekommer ungefär jämt fördelade mellan avblåsningssystem, huvudcirkulationssystem och matarvattensystem. Drabbade T-stycken finns huvudsakligen i kylsystem för avställd reaktor och matarvattensystem. Skadade pumphus förekom i Oskarshamn 1, där den så kallade hot-tip var skadad, och Ringhals tryckvattenreaktorernas huvudcirkulationspumpar där endast två fall är registrerat men flera pumpar har utsatts för ett generiskt felkonstruktion som har åtgärdats genom ombyggnad. För skadade rörledningar har inget tydligt mönster hittats vad gäller anläggning eller system.

Som framgår av Figur 18 är skadade rörledningar relativt jämn fördelade mellan de olika systemen, men flera skador har rapporterats från reningssystem för reaktorvatten och matarvattensystem än för övriga system.



Figur 18: Fördelning av skadefall i rördelar mellan olika system



Figur 19: Förekomst av termisk utmattning i rördelar i olika anläggningar

Som framgår av Figur 19 har Forsmark 1 och 2 och Ringhals 1 haft de flesta rapporterade fallen av termisk utmattning i rördelar. En orsak härtill är en ventiltyp som är gemensam för dessa anläggningar. Skador har avlägsnats genom slipning och uppföljande kontroll har utförts, inga nya skadefall har rapporterats. Därutöver har Ringhals 1 haft ett antal skador i ventiler i huvudcirkulationssystem, vilka har hittats under senare år (1997), men som har troligen uppstått tidig. Skadorna har åtgärdats genom slipning och uppföljning har inte visat på återkomst.

Många av de termiska utmattningsskadorna i Ringhals 1 och Oskarshamn 1 rörsystem uppstod under anläggningarnas provdriftperioden och tidiga drift. Vid denna tidpunkt var kunskaperna om möjliga negativa effekter av kallvattentransienter begränsade och sålunda inte tillräckligt beaktade i driftinstruktioner. För att kunna göra en bättre jämförelse mellan anläggningarna har även skadorna på de delarna av matarvattenledningar i Oskarshamn 1 som ligger inuti reaktortryckkärlet inkluderats i detta avsnitt och inte i följande avsnitt där interna delar diskuteras.

Även i Forsmark har skador uppstått på grund av lokala strömnings- och temperaturförhållandena under vissa driftläge då inläckage av kallvattenflöde uppstår i till exempel T-stycken eller ventiler. Dessa har åtgärdats genom förändringar i driftsättet. Ett skadefall i Forsmark 1 har lett till ett relativt stort läckage på grund av lokala förhållanden orsakat av ett driftsätt utanför instruktioner. Därutöver har ett antal fall i Forsmark uppstått på grund av felkonstruktion av komponenten, vilket har åtgärdats genom nykonstruktion av ersättningskomponenterna.

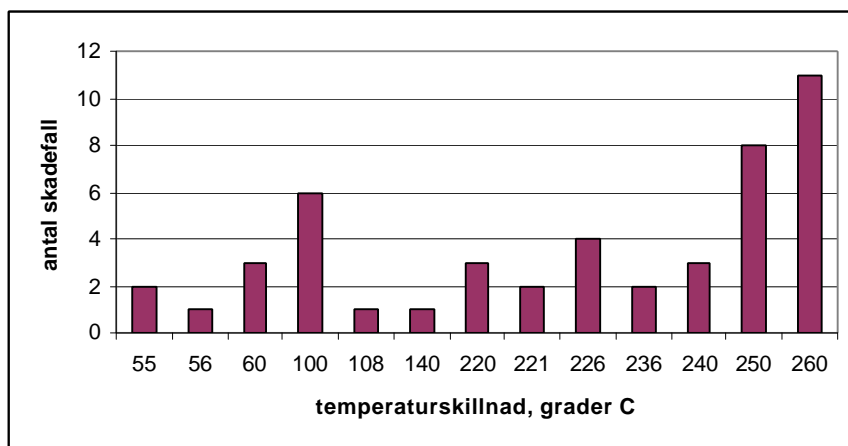
I Barsebäck 1 var skadorna jämt fördelade mellan avblåsningssystem och reningssystem för reaktorvatten, medan i Barsebäck 2 är skadorna koncentrerat till avblåsningssystemet. Flera än hälften av de skadorna som har rapporterats i Barsebäck 1 och 2 förekom i ventiler.

Enbart 9 skadefall har upptäckts vid andra tidpunkter än under revision. Tre skadefall har upptäckts under effektdrift genom läckage, och för 6 skadefall är anläggningens driftläge oredovisat. Fem skadefall har upptäckts vid rondering, genom larm eller

funktionsprovning. 27 skadefall har upptäckts genom penetrantprovning, 19 genom ultraljudprovning, och 22 genom visuell kontroll av vilka merparten är ventiler.

Huvudorsakerna till skadornas uppkomst anges vara temperaturfluktuationer eller förekomsten av ett blandningsställe.

För ca hälften av fallen är temperaturskillnaden känt. Den varierar mellan 55 och 260 °C. I SKIFS 1994:1 angavs att en temperatur skillnad av minst 100 °C anses vara skäl för att tilldela komponenten skadeindex 1. Figur 20 visar fördelningen av antalet skadefall som funktion av temperaturskillnaden. Som framgår av Figur 20 är merparten av fallen i intervallen över 100 °C, och andelen ökar med ökad differens, men ett antal fall har rapporterats där temperaturen är avsevärt lägre, ned till 55 °C. De fall som har uppkommit vid en temperaturdifferens under 100 °C har förekommit i Forsmark 1 (rörledning) och Forsmark 2 (rörledning och T-stycke) samt i Ringhals 2 och 4 (RCP-pumpar). Fallen i Ringhals är generiska för dessa pump typer, och har åtgärdats genom en ombyggnation av pumparna på ett sätt som har visat sig eliminera problemet i motsvarande komponenter i Frankrike.



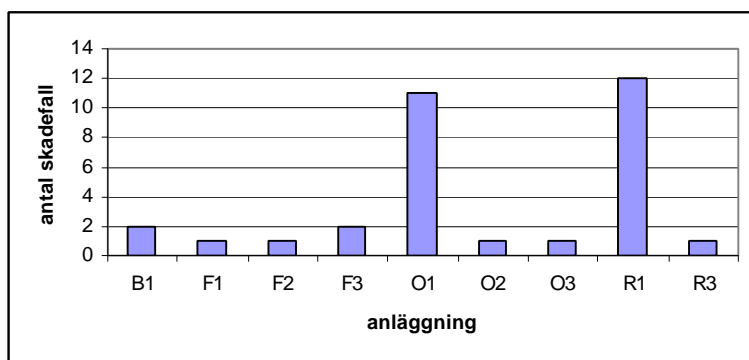
Figur 20: Förekomst av termisk utmattning i rörledningar som funktion av temperaturskillnader

#### 4.5.2 Termisk utmattning i reaktortryckkärl och deras interna delar

Reaktortryckkärl och dess interna delar är den andra stora grupp av komponenter i vilka termisk utmattning har inträffat. Såsom i fallet med spänningskorrosion i interna delar är tidpunkten för upptäckt troligtvis helt annan än tidpunkten då skadan inträffade. Vad gäller reaktortryckkärlen är den främst matarvattenstutsarna och deras anslutningar till rörssystem som har skadats genom termisk utmattning. Systemtillhörighet av denna komponent har i flera fallen visat sig otydlig eftersom ibland anges det externa systemet (t.ex. matarvattensystem) och ibland anges själva tryckkärlet som system.



Som framgår av Figur 21 har endast ett fåtal fall upptäckts i de olika anläggningar förutom Oskarshamn 1 och Ringhals 1 som har haft flest fall i denna grupp av termisk utmattning och dessa har varit koncentrerat till matarvattensystemen. För Oskarshamn 1 är det i huvudsak skadorna i interna delar medan för Ringhals 1 dominerar skador i stutsar och deras anslutningar. Endast ett fall har rapporterats för tryckvattenreaktor anläggningarna, tanklocks genomföring i Ringhals 3.



Figur 21: Förekomst av termisk utmattning i reaktortryckkärl och interna delar i olika anläggningar

Termisk utmattning upptäcktes tidigt i matarvattenfördelarna i Oskarshamn 1 och 2, Barsebäck 1 och 2, och Ringhals 1. Dessa skador bedömdes vara orsakade av en felaktig konstruktion där komponenten tillverkades med stansade utströmningshål som var även förknippad med en kraftig lokal kallbearbetning. Samtliga fördelare ersattes med nya av annan konstruktion som förväntades lösa problemen.

På senare år har dock termisk utmattning förekommit återigen i matarvatten segment i Forsmark 1, och Ringhals 1, och i insticksrören i Forsmark 3 och Ringhals 1, samt i kopplingar till kylmedelfördelare i Oskarshamn 3. Orsaken till uppkomsten av skadorna anges i de flesta av dessa fallen vara temperaturtransienterna eller felkonstruktion, medan i fallen med insticksrören anges mer specifikt även läckage vid inkoppling av kallhållningsflöde. I samtliga fall har skadorna åtgärdats återigen genom viss omkonstruktion av komponenterna.

Upptäckten av termisk utmattning i matarvattenledningar i Oskarshamn 1, se föregående avsnitt, var ett viktigt skäl till att FENIX-projektet påbörjades 1994. Under projektet tömdes reaktortryckkärlet av samtliga interna delar och dessa undersöktes ingående innan återinsättning. I flera komponenter hittades skador orsakade av termisk utmattning med sitt trolig ursprung i de första årens sätt att reglera vattennivån i reaktortryckkärlet, se föregående avsnitt, och de kan även sättas i direkt samband med skadorna i matarvattenfördelaren. Exempel på komponenter där termisk utmattning anses har initierat degraderingen som sedan propagerade genom spänningskorrosion är moderatortanken och dess centrerfjärdrana, och även den s.k. mavaskärmen. Dessutom hittades termisk utmattning på flänsen till moderatortankstativet under FENIX-projektet. Samtliga komponenter har nu bytts ut.

I Ringhals 1 och Forsmark 2 har termisk utmattning orsakat skador på matarvattenstutsarna i reaktortryckkärnen. I fallet Forsmark 2 uppkom skadorna efter endast en driftcykel med fel inmonterad matarvattenfördelare. Skadorna i stutsen slipades bort och viss omkonstruktion av matarvattenfördelaren har gjorts för att undvika en upprepning. I Ringhals 1 var flera stutsar skadade och varje skador bestod av många separata sprickor, eller spruckna områden. Efter stora insatser fann Ringhals att orsaken var att ejektorflödet mellan stutsen och matarvattenfördelaren inte var tillräckligt stort på grund av felkonstruktion på insticksrören. Skadorna, som hade troligen funnits länge då några var så djupa att de gick igenom den påsvetsade cladding skicket, gnistades bort, men återkom i viss utsträckning efter en driftcykel. Även dessa skadorna gnistades bort, och har inte återkommit igen, sedan ytterligare en smärre omkonstruktion av matarvattenfördelaren har gjorts. Ringhals 1 matarvattenstutsarna är ett av ett fåtal exempel av skador som har propagerat igenom austenitiska material men har inte propagerat in i låglegerat stål.

I Forsmark 3 har skadorna rapporterats på hjälpmavafördelaren på grund av stora temperaturskillnader då man körde med 60 gradig kallhållningsflöde via system 331. Sedan 1991 har driftsättet ändrats, och nya skador har inte rapporterats.

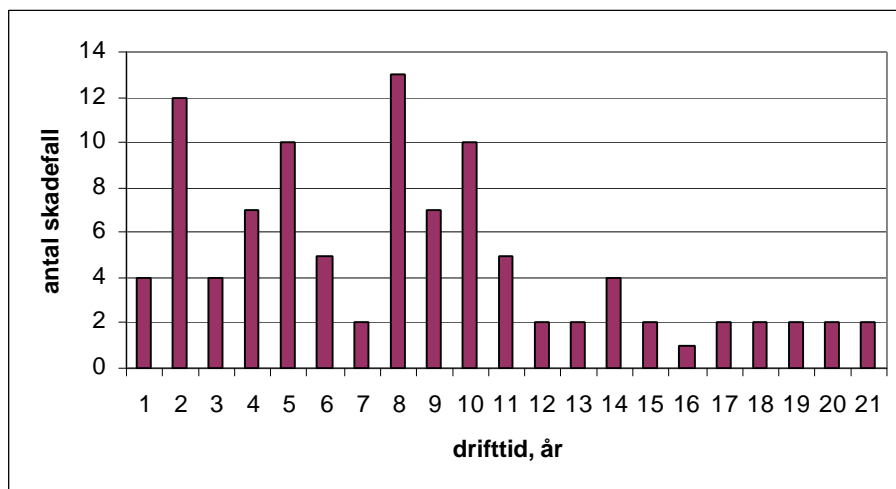
Samtliga skadefall har upptäckts under avställningar merparten (22 st.) genom visuell kontroll, 9 skadefall genom penetrantprovning och 5 fall med ultraljud.

## 4.6 Utmattning

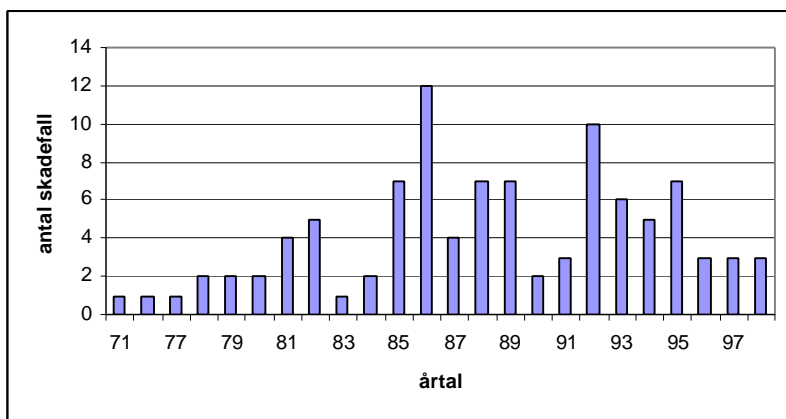
Utmattning kan normalt delas i flera olika kategorier beroende av lastförhållanden på komponenten, och har oftast varit den skademekanism för vilken en komponent har dimensionerats. Utmattning uppstår när en komponent utsätts för varierande laster över en tidsperiod. Det kan vara relativt långa tidsperioder, så kallad lågcykel utmattning, eller snabbare förlopp, så kallad högcykel utmattning. Vibrationsutmattning, som antyds av sitt namn, uppstår när en komponent utsätts för mycket lastvariationer, ofta mycket regelbundna. Ingen information om belastningar på komponenter finns i STRYK vilket innebär att ingen skillnad kan göras i denna utvärdering mellan hög- och lågcykelutmattning eller vibrationsutmattning. I vissa fall skulle information kunna inhämtas från skadetålighetsanalyser som ingår som befintlig underlag till skadefallen, men som inte har rutinmässigt inkluderats som referens. I följande texten används därför samlingsbegreppet utmattning och inte vibrationsutmattning.

Totalt har 102 skadefall har rapporterats och registrerats i STRYK varav ca en tredjedel (37 st.) var genomgående sprickor. Av de genomgående sprickor anges hälften vara i omkretsled medan två st. anges ligga axiellt. Av de registrerade skadefallen där komponentdimensioner är kända (48 st.) är flera av komponentdelar relativt klena (< 10 mm) men komponenten i sin helhet har tidigare omfattats av SKI:s föreskrifter. Två tredjedelar av skadorna har förekommit i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 3 och 4, och av den övriga tredjedelen var nästan hälften i komponenter tilldelade kvalitetsklass 2. Några fall i mycket klena ledningar har även inkluderats i STRYK som inte omfattas av SKIFS 1994:1 eller 2000:2, eftersom dessa ofta leder till läckage, och ingår i andra databaser som är intressanta att jämföra med.

Antalet skadefall orsakade av utmattning presenteras som en funktion av tid i Figur 22.

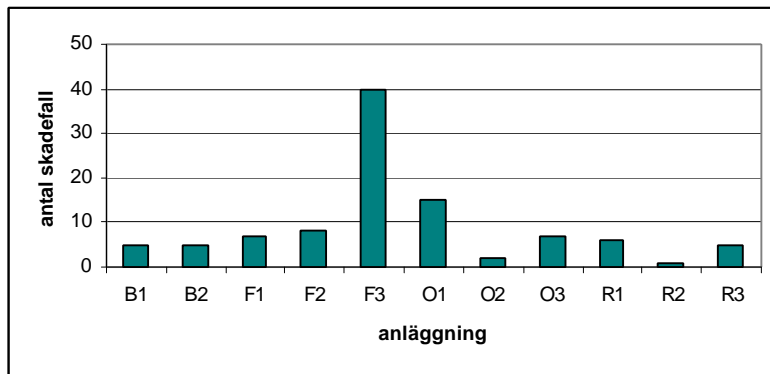


Figur 22a: Förekomst av utmattningskadefall som funktion av drifttid



Figur 22b: Förekomst av utmattningskadefall som funktion av årtal för upptäckt

Som framgår av Figur 22 förekommer numera ett relativt konstant antal skadefall varje år efter ett maximum mellan 1985 och 1992. Som funktion av drifttid avtar antalet fall per år. Detta kan vara relaterat till att man har bytt ut många av de skadade komponenter (ca hälften) med nya konstruktioner.



Figur 23: Förekomst av utmattningsskadefall i olika anläggningar

Som framgår av Figur 23, i vilken antalet skadefall per anläggning visas, dominerar Forsmark 3 statistiken, medan Ringhals 4 inte har rapporterat några skador på grund av utmattning. Det är också notervärdt att Oskarshamn 3, som är av samma generation som Forsmark 3, inte följer samma trend, och har relativt få skador. Någon förklaring finns inte, men kan eventuellt vara kopplad till anläggningarnas rapporteringsbenägenhet inom klasserna 3 och 4. Samtliga fallen har rapporterats av Forsmark 3 själva, som svar till SKI:s begäran år 1995 om underlag till STRYK. Antalet fall redovisade var mellan 3 och 6 per år fram till 1995.

Av Tabell 9 framgår vilka komponenter har degraderats på grund av utmattning. I kategori interna delar förekommer fuktavskiljaren i Barsebäck 1, olika rördelar i lockkylsystem i Oskarshamn 1 och Forsmark 3 samt matarvattenfördelare i Forsmark 1. Det senare kan av systemtekniska skäl förväntas ha inslag av termiska utmattning. Som skadeorsak anges flödesstörningar och termiska fluktuationer med en temperaturskillnad av 90 °C.

Komponenttyp	Antal skadefall
Rör	25
Tank o tankstutsar	19
Värmeväxlare	18
Rörstöd, rörelsedämpare o upphängningar	12
T-stycke	5
Ventil	5
Interna delar	9
Övriga (inkl. ej specificerade)	9
<b>Totalt</b>	<b>101</b>

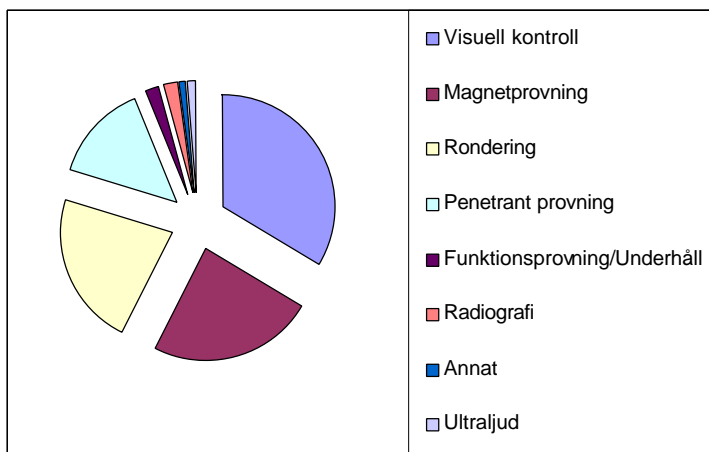
Tabell 9: Komponenter skadade på grund av utmattning i samtliga anläggningar

Skadade rörledningar är relativt jämnt fördelade mellan alla anläggningar förutom Barsebäck 1 och Ringhals 1 och 2. Vad gäller tankar, värmeväxlare och rörstöd

dominerar Forsmark 3 med 8 av 14, 11 av 18 respektive 9 av 12 skadefall för dessa komponent typer.

De mest drabbade system är mellanöverhetningssystem med 15 skadefall varav 9 st. i Forsmark 3 och 6 st. i Oskarshamn 3; och avblåsningssystem 12 skadefall varav 5 st. i Forsmark 3; hydrauliskt snabbstoppsystem med 8 skadefall varav 5 st. i Forsmark 2; och huvudångsystem med 7 skadefall i Barsebäck 2, Forsmark 1 och 3. I övriga system har som mest fem skadefall rapporterats med jämn spridning mellan anläggningarna.

Figur 24 visar hur skadefallen har upptäckts.



Figur 24: Upptäcktsmetod för utmattningsskadefall i samtliga anläggningar

Som framgår av Figur 24 har ett relativt stort andel av skadefallen upptäckts vid rondering under effektdrift. Detta är kopplat till diskussionen ovan kring andelen klenta komponentdelar som har blivit utsatt för utmattningsskador och sammanfaller med andelen genomgående sprickor.

## 4.7 Erosionskorrosion

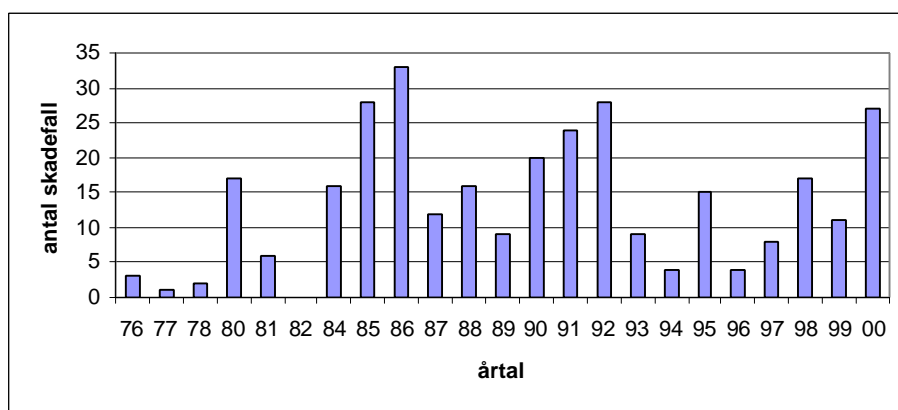
Erosionskorrosionsskador uppstår i ledningar eller andra komponenter av låglegerat stål där de kemiska och strömningsförhållandena är sådana att inget skyddande oxidskikt kan bildas. Avverkning kan ske mycket snabbt, med upp till ett par mm per driftår. De parametrar som påverkar avverkningshastighet är ångfuktighet, syrehalten, temperatur, pH och strömningsförhållanden. Kromhalten har visat sig vara det viktigaste sammansättningsämnet i materialet, och stål med halter av mindre än 1 % krom bör undvikas, men även koppar och molybden kan ha en negativ inverkan på avverkningshastigheten. Avverkningen är högst i tvåfasflöde kring 180 °C och i enfasflödet kring 130 – 140 °C. För en mer detaljerad utredning kring orsakerna hänvisas till SKI rapport 99:29 [10].

Erosionskorrosion avtar vid högre pH och syrehalter. I kokvattenreaktoranläggningar är syrehalten oftast tillräckligt hög om inte vätgaskemi används. För vissa system har det visat sig att ångfuktighet är också avgörande. I tryckvattenanläggningar förekommer erosionskorrosion på sekundärsidan där möjligheten till att reglera pH kan användas för att minska riskerna för dess förekomst.

Redan efter ett par års drift har erosionskorrosions skador rapporterats från flera anläggningar. Ofta är inte dessa dokumenterade annat än genom en kommentar i de första ASAR<sup>6</sup> rapporterna som skrevs på 80-talet, och har därför inte kunnat inkluderas som data i STRYK. System som berörs i detta avseende är främst matarvatten- och kondensatsystem. I Ringhals 1 till exempel var i början på 80-talet någon av turbinerna tagna ur drift under driftsäsongen på grund av läckage i rörböjar orsakade av erosionskorrosion [11]. Driftläggningen ändrades successivt i Ringhals 1 för att minimera möjligheten för fortsatt erosionskorrosionsskador.

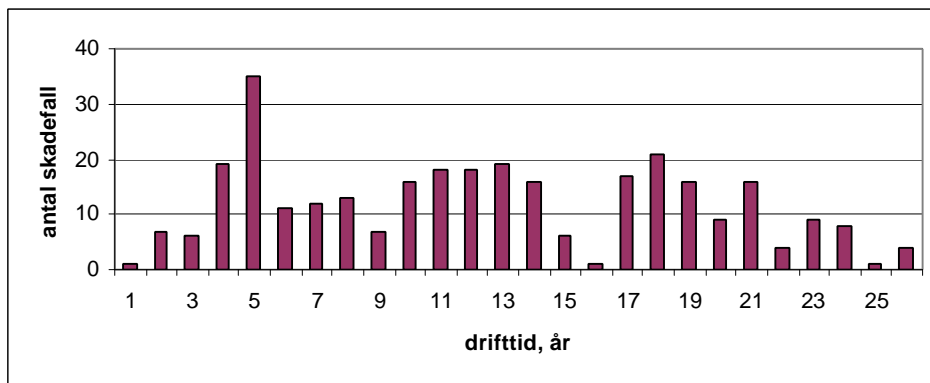
I STRYK har samtliga skador som är beskrivna som godsfortunning klassificerats som erosionskorrosion om inte annat anges (såsom korrosion). Sammantagit finns 331 erosionskorrosionsskadefall registrerat i STRYK och deras upptäckt som en funktion av tiden illustreras i Figur 25.

Figureerna 25a och 25b visar inte en sann bild av skadeutvecklingen. Den tillsynes kraftig ökning i antalet fall från slutet av nittio-talet beror nästan uteslutande på att många fall har först kommit till SKI:s kännedom under den perioden. Dessa har rapporterats på ett mer detaljerat sätt än tidigare i årsrapporterna enligt SKIFS 1994:1, och resulterat i att skadorna kan registreras i STRYK. Tidigare har rapportering ofta varit av en mer allmän karaktär där man har endast angivit system- och inte komponentbeteckning. De nyregistrerade fallen är nästan uteslutande gamla skadefall, där uppföljning rapporteras utan att upptäcktsåret anges, och enligt de principer som har definierats för STRYK likställs året för första rapportering med året för upptäckt.



Figur 25a: Förekomst av erosionskorrosionsskadefall som funktion av årtal för upptäckt

<sup>6</sup> ASAR - återkommande säkerhetsgranskning

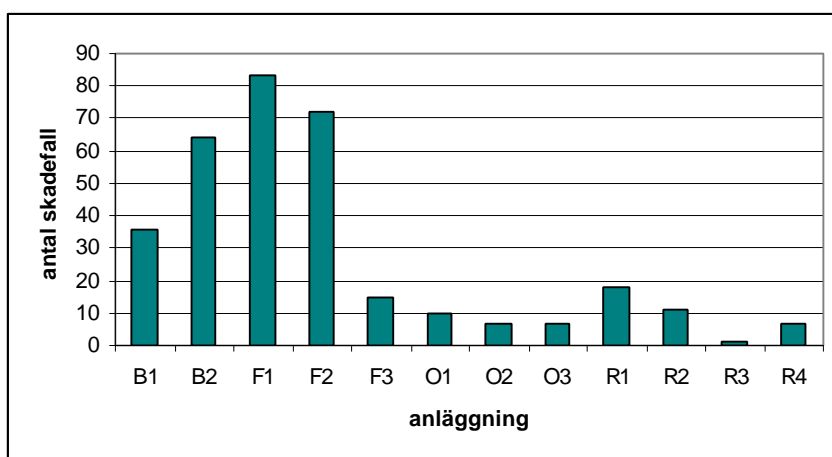


Figur 25b: Förekomst av erosionskorrosionsskadefall som funktion av drifttid

Som framgår av Figur 25b inträffar de många erosionskorrosions skador under de första tio års drift. Den ökning kring sjutton års drift reflekterar i viss mån samma fenomen som diskuterades ovan, orsakad av rapporteringsförfarandet.

Av rapportering framgår att skadorna följs upp regelbundet och att åtgärder tas när skadeutvecklingen kräver sådana. I många fall framgår inte vilka åtgärder har tagits, men vanligast angivna åtgärder är flamsprutning och återsvetsning. De flesta fallen anges vara upptäckta genom tjockleksmätning eller visuellt, men eftersom många registreras vid en uppföljningstidpunkt kan det vara så att upptäckten sker visuellt och uppföljningen görs genom tjockleksmätning.

Figur 26 visar förekomsten av erosionskorrosionsskadefallen i de olika anläggningarna.



Figur 26: Förekomst av erosionskorrosionsskadefall i olika anläggningar

Som framgår av Figur 26 är antalet skadefall mycket ojämnt fördelade mellan de olika anläggningar. Forsmark 1 har haft flest fallen följt av Barsebäck 2, Forsmark 2 och Barsebäck 1. För övrigt har endast ett fåtal fall rapporterats från anläggningarna.

Forsmark 1 och 2 har haft problem med fukthalten i ångan, som trots upprepade försök har inte gått att åtgärdas fullt ut och som har orsakat i ett stort antal fall. Interna delar inklusive fuktavskiljare har nyligen (RA 2001) bytts ut i anläggningarna och förväntas förbättra förhållanden. I Barsebäck 1 och 2 uppstod problemen i samband med införande av HWC då syrehalten i turbinsystemen blev för lågt och orsakade ett antal skadefall. Dessa åtgärdades genom att dosera syre till systemen.

I tryckvattenreaktoranläggningarna inträffar erosionskorrosion på sekundärsidan. SKI har mycket begränsad information om skadeutvecklingen i dessa system vilket innebär att den överskådliga bild av erosionskorrosion som framgår av denna utvärdering av STRYK inte kan anses komplett. Enligt muntlig information från Ringhals anser man dock att erosionskorrosion inte längre är något problem, och har inte heller, med internationell mått, varit ett stort problem. Totalt är nitton skadefall i tryckvattenreaktoranläggningarna registrerats i STRYK fördelade med elva fall i Ringhals 2, ett i Ringhals 3 och sju i Ringhals 4.

Tabellerna 10 och 11 visar i vilka system respektive typ av komponent erosionskorrosionsskadefall är mest vanlig förekommande i kokvattenreaktoranläggningarna. I tryckvattenreaktoranläggningarna är mellanöverhettningssystemen mest drabbade (fem fall).

<b>System</b>	<b>Antal skadefall</b>
Kondensatsystem	89
Mellanöverhettningssystem	72
Matarvattensystem	54
Avtappningssystem	18
Huvudångsystem	17
Matarvattensystem (HT-förvärmare)	13
Övriga	59
<b>Totalt</b>	<b>312</b>

Tabell 10: System med flest skadefall orsakade av erosionskorrosion i samtliga kokvattenreaktoranläggningar

Som framgår av Tabell 10 har tre system merparten av de rapporterade skadefallen – kondensor-, mellanöverhettnings- och matarvattensystem. Av de system som ryms under "övriga" har merparten endast ett skadefall registrerat, och som mest åtta skadefall. För flera av de system där erosionskorrosionsskador förekommer har även utmattningsskador rapporterats vilket innebär att det kan möjligen finnas en synergieffekt mellan dessa. För övrigt är det enbart matarvattensystemet där andra skademekanismer är verksamma i någon större utsträckning.



Komponenttyp	Antal skador
Rör	111
Värmeväxlare	97
Tank	60
Rörbøj	23
Ventil	13
Övriga	8
<b>Totalt</b>	<b>312</b>

Tabell 11: Komponenter med flest skadefall orsakade av erosionskorrosion i samtliga kokvattenreaktoranläggningar

Av Tabell 11 framgår att rörledningar är den komponenttyp med flest rapporterade skador. I många fall har endast komponentbeteckningen angetts, av vilken det ej framgår var i ledningen skadorna har inträffat. Detta kan till exempel innebära att andelen rörböjar är högre än vad framgår av Tabell 11. Av de 312 skadefallen har fem st. inträffat i klass 1-komponenter och 19 st. i klass 2-komponenter. Endast fyra skadefall har rapporterats vara skador som propagerat genom godstjockleken och lett till läckage. Dessa har upptäckts vid rondering. Det bör noteras att samtliga läckor inträffade före 1986 - Oskarshamn 1, 1976, Barsebäck 2, 1977 och Barsebäck 1, 1985. I ett fall var skadan upptäckt i en pump i saltvattenssystemet, vilket kan innebära inslag av allmän korrosion.

## 4.8 Korrosion

Med allmätkorrosion menas att kemiska eller elektrokemiska reaktioner mellan en metallisk komponent och miljön är mätbara. Allmätkorrosion är inte något stort problem i svenska kärnkraftanläggningar. De ursprungliga kemispecifikationer bestämdes för att minimera just allmätkorrosion då man vill minska uppbyggnad av radioaktiva beläggningar på systemytorna och även mängden avfall i form av jonbytomassa.

Andra korrosionsmekanismer kan indelas i sex olika kategorier: galvanisk korrosion, gropfrätning, spaltkorrosion, korrosion på grund av syraangrepp, saltvatten och mikrobiologisk korrosion. Gränserna mellan dessa olika kategorier är i de praktiska fallen inte alltid lätt att avgöra, varför fördelningen som framgår av Tabell 12 och är baserad på anläggningarnas ofta mycket kortfattade beskrivningar kan anses något godtycklig.

Galvanisk korrosion kan uppstå på grund av ett pålagt elektromagnetiskt fält eller att en galvanisk cell uppstår när olika ädla metaller kommer i kontakt med varandra. Under flera år befarades att blottlagt tryckkärlsstål skulle kunna utsättas för galvanisk korrosion om ytförhållanden blev ogynnsamma. Uppföljning av sådana fall såväl i Sverige som i andra länder har visat att så är inte fallet. Detta har även bekräftats experimentellt [12].

Gropfrätning kan i princip förekomma i alla metaller och legeringar, och kan ofta hänföras till lokala skillnader i sammansättning eller tillståndet på komponentens yta. Detta kan i sin tur leda till en minskning av det passiva skyddet, eller möjligheter till koncentrationer av andra ämnen som bidrar till lokala galvanisk korrosion.

Spaltkorrosion förekommer, som framgår av namnet, i spalter där korrosiva ämnen kan koncentreras och leda till lokala korrosionsangrepp. Spalter består inte enbart av mellanrum såsom vid packningar i komponenter men kan i praktiken uppstå i många olika delar av systemen såsom vid svetsar där rågen inte har varit helt eller korrekt borttaget men bildar en ficka.

Korrosion på grund av syraangrepp kan ske i tryckvattenreaktorer om en genomgående spricka uppstår med borsyra läckage som följd. Den svårösliga borsyra ansamlas på ytsidan av komponenten och har rapporterats ha en mycket snabb korrosionshastighet på låglegerat stål. Sådan felaktighantering av kemikalier, såsom syror, vilka orsakar angrepp från komponenternas utsida ingår inte i STRYK.

Några fall av mikrobiologisk korrosion har inte rapporterats i system eller komponenter som omfattas av STRYK. En kartläggning av korrosion i brandvattensystem i nodiska kokvattenreaktoranläggningar har gjorts [13] där denna mekanism beskrivs ingående.

Saltvattenkorrosion förekommer också i mycket begränsad omfattning bland annat för att hälften av de svenska anläggningarna inte har någon kontakt med högsalthaltiga havsvatten men ligger vid Östersjökusten.

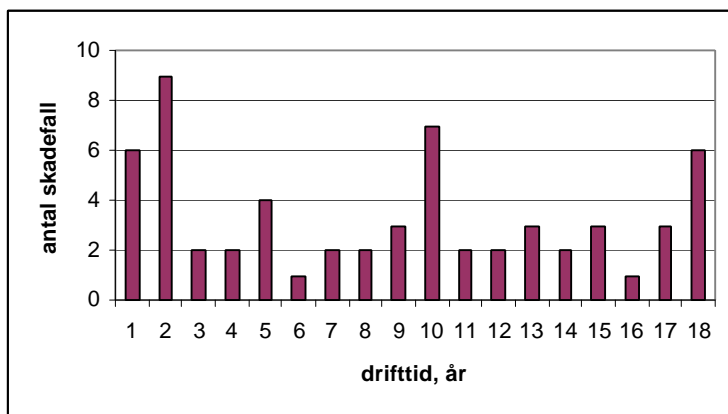
<b>Korrosionstyp</b>	<b>Antal skadefall</b>
Allmänkorrosion	40
Spaltkorrosion	8
Saltvatten korrosion	7
Gropfrätning	2
Syraangrepp	2
Galvanisk korrosion	1
Mikrobiologisk korrosion	0
<b>Totalt</b>	<b>60</b>

Tabell 12: Skadefall orsakade av korrosion i samtliga anläggningar

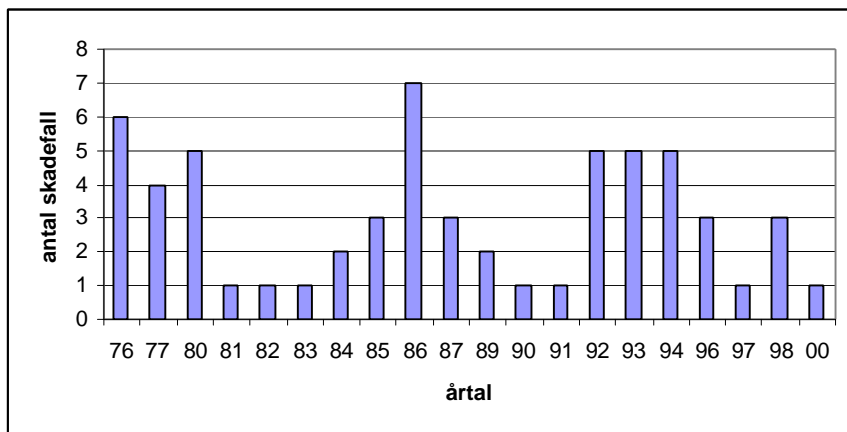
Som framgår av Tabell 12 har totalt 60 fall av olika korrosionsskador rapporterats inklusive fyra fall av korrosionsangrepp i inneslutningsdelar av Barsebäck 1, Forsmark 1 och 3. Dessa fall behandlas inte vidare i denna rapport. För en mer utförlig beskrivning av dessa fall hänvisas till SKI:s utredning [3]. Flera av fallen som inkluderas i gruppen allmänkorrosion har uppstått på grund av brister i det skyddande skick på komponenten. Även några av spaltkorrosionsfallen har uppstått av liknande skäl. Det är möjligt att ett fall av mikrobiologisk korrosion har inträffat i en del av ett brandvattensystem som delas mellan Oskarshamn 1 och 2. Det är inkluderat i gruppen allmänkorrosion och rapporterades 1982 men någon mer ingående undersökning har ej

genomförts. I följande diskussion har samtliga 60 skadefall betraktats som en grupp då undergrupperingar är så små. Endast åtta skadefall har lett till läckage på grund av genomgående skador, bland andra den i Oskarshamns brandvattensystem. Flera korrosionsskador har upptäckts på grund av läckande packningar, men har inte medtagits i STRYK.

Antal skadefall orsakade av korrosion som funktion av tid presenteras i Figur 27.

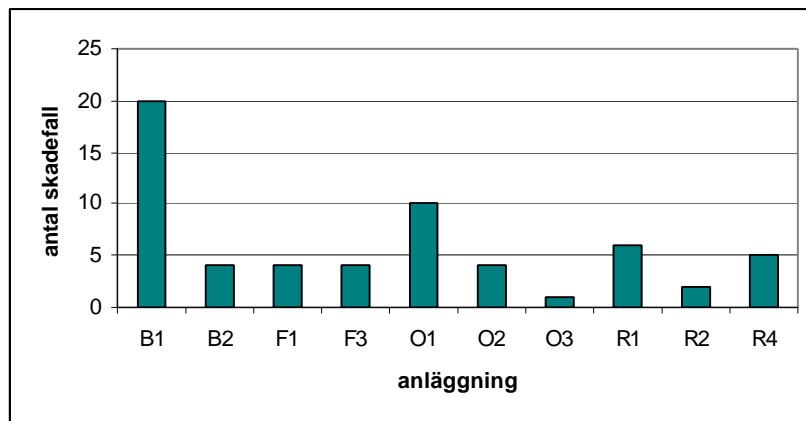


Figur 27a: Förekomst av korrosionsskadefall som funktion av drifttid



Figur 27b: Förekomst av korrosionsskadefall som funktion av årtal för upptäckt

Som framgår av Figur 27 är antalet skador som inträffat per år så liten att det är inte meningsfullt att dra några slutsatser om utvecklingen över tid.



Figur 28: Förekomst av korrosionsskadefall i olika anläggningar

Som framgår av Figur 28 finns två anläggningar som har haft flera korrosionsskador än de andra. Dessa är Barsebäck 1 och Oskarshamn 1. Någon förklaring till de förhållandevis fler skadefall i Barsebäck 1 finns inte. Detta gäller speciellt i förhållande till Barsebäck 2 då samma rapporteringsförfarandet finns för dessa anläggningar. Flest skador har inträffat i Barsebäck 1 av typ allmätkorrosion, 12 st. Av de sju skadefallen orsakade av saltvatten inträffade sex stycken i Barsebäck 1 och ett i Ringhals 4. Notervärt är att inga sådana skador har inträffat i de anläggningar som är belägna på Östkusten. I Oskarshamn 1 kan fyra av de nio fallen hänvisas till upptäckten under FENIX-projektet av mindre korrosionsskador på utloppsstutsarnas inre radier i reaktortryckkärlet på grund av brister i plätteringsskyddet.

Inget system har flera än fem rapporterade skadefall orsakade av de olika korrosionsmekanismer. Vad gäller komponenttyp är det rörledningar, värmeväxlare och tankar som är de mest drabbade (13, 13 respektive 12 skadefall). Det kan vara värt att notera att tankar innehållande kvävgas, såsom i snabbstoppssystem i Barsebäck 1 och 2 och Ringhals 1 är överrepresenterade i antalet skador. Någon direkt förklaring för detta finns inte.

## 4.9 Övriga skador och defekter

I detta avsnitt tas upp övriga inträffade skador i den mån de förekommit samt kvarlämnade tillverkningsdefekter och vissa blandformer där tillverkningsdefekter har inslag av driftinducerad tillväxt och som inte har diskuterats i tidigare avsnitt.

### 4.9.1 Korrosionsutmattning

Korrosionsutmattning är som framgår av namnet en degraderingsmekanism i korrosiv miljö men med inslag av cykliska belastningar, till skillnad från spänningsskorrosion där belastningen är statisk. Brottytorna är typiska och ofta beskrivs som ett solfjädermönster. Propagering sker transkristallint, såsom andra utmattningssprickor.

Inga skador orsakade av korrosionsutmattning finns registrerat i STRYK. Några misstänkta fall har vid undersökning visat sig vara orsakade av termisk utmattning.

#### **4.9.2 Varmsprickor**

Varmsprickor förekommer i svetsgoods och är en form av tillverkningsdefekter. I kärnkraftverk är det främst svetsgoods av Inconel 182 som är känt för att innehålla varmsprickor. Sprickmorfologin av varmsprickor är snarlik interkristallin spänningsskorrosion. Sprickorna bildas oftast på grund av segregering av legeringsämne med låga smältpunkter till korngränserna, till exempel molybden, svavel eller fosfor. Varmsprickor bildas ofta i material som är kalldeformerad, eller inte har värmebehandlats efter svetsning, såsom under svetsreparationer. Vid metallografiska undersökning där lågförstörande mikroskop används är det nästa omöjligt att se skillnader mellan varmsprickor och interkristallin spänningsskorrosion, men vid högre förstoringar kan man syna varmsprickornas mer rundade former. Dessa sprickor har oftast också en distinkt korngränskemi med högre halter av de segregerade ämne.

Flera fall som har klassificerats som interkristallin spänningsskorrosion skulle kunna vara varma sprickor. Detta gäller i första hand lockbalkarna i Forsmark 1, 2 och 3 (se avsnitt 4.1.3.2), anslutningssvetsar i Forsmark 1 och 2 (se avsnitt 4.1.5.2), och smidesringarna (se avsnitt 4.1.5.5).

Förutom skadefall där man kan misstänka varmsprickor finns det fall där förekomsten av varmsprickor är väldokumenterade. Ett sådant fall förekom i Oskarshamn 1 där varmsprickor fanns genom ca 70 % av godstockleken i en svets i system 313. Varmsprickor är inte driftinducerade skador men eftersom deras förekomst kan vara utbrett och att det vid oförstörande provning inte går att skilja dem från interkristallin spänningsskorrosion kan det bli ett ekonomiskt problem för anläggningar när de upptäcks. Om några av sprickorna är utbrytande kan propagering genom interkristallin spänningsskorrosion inte heller uteslutas.

#### **4.9.3 Tillverknings eller skador orsakat av montagefel, mm**

Ungefär 60 skadefall har rapporterats och är inkluderade i STRYK utan att man direkt kan bevisa att de är driftinducerade. I skaderapporterna från anläggningarna har denna kategori av skadefall oftast beskrivits som tillverknings- eller montagefel utan att någon särskilt utredning har genomförts. Cirka hälften av fallen anges vara olika former av svetsdefekter såsom slagger, bindfel eller enbart beskrivna som svetsdefekt.

Ett fall anges orsakat av vattenslag (en spricka i ett rörböj i system 414 i Forsmark 2). Tre fall av nötning eller mekaniskslitage har rapporterats och två fall där knallgas har ansamlats och orsakat skador i ventiler i Forsmark 3 och Oskarshamn 2.

## 5. Jämförelser mellan skadeutveckling i svenska anläggningar och anläggningar i USA

Samtidigt som SKI arbetade med STRYK påbörjades ett projekt att kartlägga inträffade rörbrott i amerikanska lättvattenreaktorer. Huvudsyftet var inte att göra en jämförelse med svenska förhållanden men att utöka information och ge bättre underlag till kontrollprogram inklusive riskbaserade kontrollprogram. Arbetet påbörjades i 1996 som ett uppdrag till en av världens ledande materialexperter med många års erfarenheter av förhållanden i USA, och efter en inledande fas utökades uppdraget genom ett samarbete med EPRI.

Den ursprungliga databasen baserades på tillgänglig litteratur och offentliga handlingar från US NRC. Utbyggnaden skulle även omfatta information från kraftverkens egna arkiver, men såsom fallet i STRYK var det vissa svårigheter förknippade med denna utökning. Resultaten och en analys av databasen över amerikanska skadefall finns i en EPRI rapport [4].

I EPRI rapporten har skadorna grupperats efter deras allvarlighetsgrad. Det har inte funnits meningsfullt att göra en sådan klassificering för den svenska databasen där utav de dryga 1600 skador är endast ca 100 st. genomgående eller rapporterats har lett till läckage. En årsvis sammanställning av samtliga rapporterade skador i de tolv svenska anläggningar återges i Bilaga 2.

Rapporten drar fem huvudsatsar angående skadefall i amerikanska anläggningarnas rörledningar:

- De flesta läckande skador upptäcks under rondering
- Ett mycket begränsat antal läckande skador upptäcks inom de kontrollprogram som bygger på ASME Section XI
- Riktade inspektioner fungerar för att upptäcka icke-läckande skador orsakade av interkristallina spänningskorrosion samt erosionskorrosion
- Dominerande skademekanismer är interkristallin spänningskorrosion och erosionskorrosion
- Vibrationsutmattning var en ofta förekommande skademekanism till mitten av 80-talet

En jämförelse med STRYK visar att vissa slutsatser är i stort snarlika. De flesta läckande skadefallen upptäcks under rondering eller genom läckage övervakning. Har man en effektivt kontrollprogram skall emellertid antalet läckande skadefall var lågt, samt att dessa per definition kan enbart upptäckas utanför kontrollprogrammet, dvs. genom rondering eller läckageövervakning.

Svensk erfarenhet är dock att enbart en bråkdel av rapporterade skadefall har lett till läckage. De allra flesta (över 90 %) har upptäckts genom genomförda kontrollprogrammen, jämfört med mindre än 50 % i den amerikanska databasen.

Beträffande dominerande skademekanismer är det stora likheter mellan de två databaser.

Rapporten över amerikanska erfarenheter har inte diskuterat de olika orsakerna till interkristallin spänningskorrosionssprickning, men i likhet med svensk erfarenhet är denna den dominerande skademekanismen. En jämförelse vad gäller erosionskorrosions skadefall visar att samma orsak anges. I svenska anläggningar är materialval och fuktig ånga de oftast angett skäl till erosionskorrosion. Inga skadefall har angetts vara orsakade i svenska anläggningar av ”slurry” eller kavitation som förekommer i EPRI rapporten.

Skillnader mellan baserna ligger främst i andelen läckande skadefall där amerikanska rapporter visa på att närmare hälften har lett till läckage. Enligt svensk erfarenhet skulle detta innebära att skador som har lett till komponentutbyte eller reparation till stor del saknas i den amerikanska databasen. Detta kan vara en följd av de olikheter i rapporteringskraven mellan de två länder.

En statistisk jämförelse mellan de två databaser görs inte i denna rapport. Underlaget är olika främst på grund av olikheter i rapporteringskraven och praxis i de två länder. En annan viktig bidragande faktor är det finns stora brister i underlaget i såväl den amerikanska som den svenska basen, igen på grund av rapporteringsdetalj och -kvalité. Det bör även påpekas att komponenterna i underlaget skiljer sig mellan de två databaserna. Den amerikanska databasen innehåller enbart röledningar och rörböjar och inte alla de övriga komponenttyper som har inkluderats i STRYK.

## 6. Slutsatser och rekommendationer

Arbetet med utvärderingen av STRYK har visat vikten av en noggrann uppföljning av inträffade skador. Kartläggning av skadeorsaken kan kräva en rad olika insatser alltifrån en detaljerad beskrivning av händelseförloppet till avancerade materialundersökningar av uttagna prov eller hela komponenter. Resultaten används sedan för att välja lämplig reparationsmetod eller genomföra skadetålighetsanalyser, och inte minst för erfarenhetsåterföring.

Stora individuella variationer finns mellan de olika anläggningarna vad gäller den dominerande skademekanism vilket återspeglas i de system och komponenter där skador förekommer. Förutom Oskarshamn 1 och Ringhals 1 har det i anläggningarna upptäckts ett relativt konstant antal skador i anordningar tillhörande kvalitetsklasserna 1 och 2 under sin drifttid och någon direkt trend syns inte. Vissa år finns flera rapporterade skador i en eller annan anläggning då utökad provning på grund av en upptäckt skada kan leda till att flera liknande skador upptäcks samtidigt. Liknande anläggningar har olika trender, Barsebäck 1 och 2 har flera skador totalt än Oskarshamn 2, och Forsmark 3 har tio gånger så många skador som Oskarshamn 3.

Tryckvattenreaktorer anläggningarna har endast haft ett fåtal skador hittills utöver de omfattande skadorna i ånggeneratorrörerna, som ej omfattas av STRYK. Det är dock möjligt att denna trend nu håller på att ändras. I anordningar som tillhör kvalitetsklasser 3 och 4 verkar det som Forsmark 1 har haft flera skador än övriga anläggningar. I dessa klasserna har Barsebäck 1 och 2 rapporterat många flera skador än systeranläggningen Oskarshamn 2. Dessa trender kan till viss del vara en konsekvens av rapportering från de olika anläggningarna.

Merparten av skadorna (86 %) har upptäckts genom kontroll- och provningsprogram. Man kan notera att sedan införandet av riskinformerade kontrollprogram som föreskrevs genom kontrollgruppsindelning har antalet fall som lett till läckage minskat. I de fall som lett till läckage sedan 1998 har utmattning i så kallade klenledningar varit den dominerande drivmekanism. Dessa komponenter ingår normalt inte i kontrollprogrammen.

Den dominerande skademekanism är interkristallin spänningskorrosion, därefter kommer erosionskorrosion och sedan termisk utmattning följt av utmattning. Övriga mekanismer är försumbara i förhållanden till dessa.

Vid framtagning av trender mellan olika system finns vissa problem eftersom skador som ligger i anslutning till två system kan i olika delar av underlaget vara angivna som tillhörande dels det ena dels det andra systemet. Försök har gjorts vid utvärdering att vara konsekvent mellan jämförbara skadefall. Merparten av skadefallen (mer än 80 %) är koncentrerade till enbart tretton olika system. Snabbstoppsystemen har flest skadefall med interkristallin spänningskorrosion som den dominerade mekanism, liksom i kylsystemen för avställd reaktor och hårdstrilssystemen. I matarvattensystemen är skadorna till stor del orsakade av erosionskorrosion och termisk utmattning, men även här förekommer interkristallin spänningskorrosion. I kvalitetsklasserna 3 och 4 är merparten av skadorna orsakade av erosionskorrosion.



Rör och rörböjar är de oftast skadade komponenterna, men även interna delar, värmeväxlare, tankar och ventiler finns i stor utsträckning. I rörledningar är erosionskorrosion den dominant mekanism medan den är interkristallin spänningskorrosion i rörböjar. Interna delar har utsatts för interkristallin spänningskorrosion och termisk utmattning medan värmeväxlare och tankar mest har utsatts för erosionskorrosion.

Interkristallin spänningskorrosion har huvudsakligen orsakats av följande:

- Kalldeformation: inkluderar kallböckning och fall där initiering härrör från kalldeformation i komponentens inre yta eller från en repa (49 %)
- Materialval: inkluderar rostfritt stål med höga kolhalter där sprickans placering i komponenten inte är klarlagd (2 %), eller annan olämpligt tillstånd, och nickelbaslegeringar (25 %)
- Sensibilisering: omfattar rör och rörböjar där svets sensibilisering är orsaken (15 %)
- Kemi: fall där kemin klart har varit utanför specifikationer under en längre tid eller där spaltförhållanden förekommer (2 %)
- Svetsreparation: fall där det är klarlagt att svetsreparationer finns i det skadade området på komponenten (1 %)

Vad gäller skadeorsak för interna delar faller de flesta under kategorin materialval. Ett antal skadefall har inträffat där det är oklart om vilken skademekanism som har varit orsaken till initiering, men där propagering mycket tydligt har skett genom interkristallin spänningskorrosion. I flera av dessa fall har initiering med all sannolikhet skett genom termisk utmattning.

Skadorna orsakade av spänningskorrosion har åtgärdats främst genom utbyte till komponenter tillverkade av mindre känsligt material. I kokvattenreaktorer har vätedosering (så kallad HWC) använts för att minska såväl initiering som propagering i de mest drabbade anläggningarna, men det är svårt att utvärdera dessa effekter som en funktion av tid.

Spänningskorrosion orsakat av svets sensibilisering och kalldeformation har minskat med tiden i takt med utbyte av komponenter. Problemen med spänningskorrosion är emellertid inte helt lösta och aktuella frågor rör de ersättningsmaterial (så kallad Nuclear Grade) i kokvattenreaktorerna och även spänningskorrosion i nickelbaslegeringar i tryckvattenreaktorerna.

Bestrålningsinducerad spänningskorrosion har inte varit något problem i svenska anläggningar.

Termisk utmattning har upptäckts främst i rördelar såsom ventiler, T-stycke och rör. Ventiler förekommer ungefär jämnt fördelade mellan avblåsnings-, huvudcirkulations- och matarvattensystem. Drabbade T-stycken finns huvudsakligen i kylsystem för avställd reaktor och matarvattensystem. För rörledningar har inget tydligt mönster funnits vad gäller anläggning eller system. Interna delar och reaktortryckkärls matarvattenstutsarna är den andra stora grupp av komponenter som har skadats genom termisk utmattning.

Några skadefall orsakade av termisk utmattning har lett till läckage. Det är en mekanism som kan utvecklas mycket snabbt och det är ett problem som inte är helt löst. Utvärderingen har visat att temperaturskillnader på så lite som 55 °C kan leda till termisk utmattningsskador. Åtgärder består främst av möjligheter till systemombyggnad eller förändringar i drifrutiner.

I STRYK finns ingen information om belastningar på komponenterna varför ingen skillnad kan göras mellan hög- och lågcykelutmattning eller vibrationsutmattning. Ungefär en tredjedel av utmattningsskadefallen har lett till läckage. Många av dessa skadefall var i komponenter med relativt klena dimensioner. Utmattning i rörledningar är relativt jämnt fördelade mellan anläggningar, och det mest drabbade systemet är mellanöverhettningssystemen. En relativ stor andel av skadefallen har upptäckts genom rondering under effektdrift till skillnad från andra skademekanismer där detta sker undantagsvis. Antalet utmattningsskadefall är relativt konstant, vilket kan vara relaterat till att man har bytt ut många av de skadade komponenterna mot nya konstruktioner. Forsmark 3 dominerar statistiken, men varför denna skiljer sig markant från Oskarshamn 3 kan inte förklaras.

Avverkning orsakad av erosionskorrosion kan ske mycket snabbt, med upp till ett par mm per drift år. Redan efter ett par års drift rapporterades erosionskorrosionsskador från flera anläggningar. Det är främst matarvatten- och kondensatsystem som berörs. Utveckling med tiden är svår att utvärdera. Tidigare var rapportering av mer allmän karaktär men under senare år har såväl system som komponentbeteckningar angivits i flera årsrapporter. De nyregistrerade skadefallen är därför till stor del sådana som anläggningarna har haft uppföljning på under flera år.

Antalet rapporterade skadefall av erosionskorrosion är mycket ojämnt fördelade mellan anläggningarna. Forsmark 1 har haft flest fall följt av Barsebäck 2, Forsmark 2 och Barsebäck 1. Forsmark 1 och 2 har haft problem med fukthalten i ångan, vilket förhoppningsvis har åtgärdats genom byte av vissa interna delar. I Barsebäck uppstod problemen i samband med införande av HWC då syrehalten i turbinsystemen blev för lågt och orsakade ett antal skadefall, vilket åtgärdades genom att dosera syre till systemen.

Allmänkorrosion är inte något problem i svenska anläggningar, och inga fall av mikrobiologisk korrosion har rapporterats.

Skillnader mellan STRYK och andra internationella databaser ligger främst i att STRYK omfattar alla typer av komponenter. I de amerikanska databaser har närmare hälften av fallen lett till läckage. Enligt svensk erfarenhet skulle detta innebära att skador som har lett till komponentutbyte eller reparation till stor del saknas i de amerikanska databaserna. Till viss del kan detta vara en följd av de olikheter i rapporteringskraven mellan de två länderna.

Arbete med STRYK kommer att fortsätta under överskådlig tid och denna utvärdering kommer att uppdateras med jämna mellanrum. Av föreliggande utvärdering har det inte framkommit att SKI behöver ändra på sin huvudinriktning vad gäller forskning kring degraderingsmekanismer. Spänningskorrosion är fortfarande ett problem i "Nuclear

Grade” material och även i nickelbaslegeringar i tryckvattenreaktorerna, som båda redan är föremål för forskningsinsatser. Termisk utmattning har under senare tid blivit mer uppmärksammat internationellt, men eftersom åtgärderna består till stor i systemändringar är detta främst inte en forskningsfråga men en anläggningsangelägenhet.

För att förbättra STRYK ytterligare behövs en utveckling i rapporteringsförfarandet så att anläggningarna lämnar tillräckligt underlag med tillräcklig kvalitet för en smidig hantering hos SKI.

## Referenser

1. *Statens kärnkraftinspektions föreskrifter om säkerhet i vissa kärntekniska anläggningar* SKIFS 1998:1.
2. *Statens kärnkraftinspektions föreskrifter om mekaniska anordningar i vissa kärntekniska anläggningar* SKIFS 2000:2.
3. G. Barslivo, B. Aghilli, E. Österberg. *Utredning kring reaktorinneslutningar – Konstruktion, degradering och skador samt kontroller och provningar*. SKI Rapport SKI 01:xx.
4. S. Bush, A. Chockie, W. Nicholson, A. Slavich. *Nuclear reactor piping failures at US commercial LWR:s 1961 – 1997*. EPRI TR-110102, December 1998.
5. *Statens kärnkraftinspektions föreskrifter för tryckkärlssäkerhet i kärnkraftanläggningar och i anläggningar för lagring av använt kärnbränsle (FTKA)*, 1988-05-09.
6. *Statens kärnkraftinspektions föreskrifter om mekaniska anordningar i kärntekniska anläggningar* SKIFS 1994:1.
7. *BWR Water Chemistry Guidelines – 1996 Revision*. EPRI TR-103515-R1, December 1996.
8. O. Wachter. *Experience with Austenitic Steels Type 316 and Type 347 in German Boiling Water Reactors*, VGB Konferenz "Chemie in Kraftwerken 1995", 26-27 oktober 1995, Essen, Tyskland.
9. B. Josefsson. *Fraktgrafisk atlas för Alloy 182*. STUDSVIK/M-93/136, 1993-12-23.
10. B. Aghili. *Erosionkorrosion*, SKI Rapport 99:29, månad 1999.
11. *Säkerhetsgranskning Ringhals 1*. 1984.
12. B. Bengtsson. *FUD-projekt – Blottlagt kolstål i rostfri cladding – Slutrapport*. OKG Rapport reg. Nr 2000-03178, 2000-03-21.
13. U. Ehrnstén, L. Carpén, T. Kaunisto. *A survey of corrosion in fire fighting water systems in nuclear power plants*. VTT Manufacturing Technology Report VALC 616, May 1999.

## Skadedatabasen och arbetssätt

Databasen består numera av två delar, dels den elektroniska som är uppbyggd i Visual Basic, med möjligheter att arbeta i EXCEL eller ACCESS, dels arkivet där alla relevanta handlingar (förutom SKI beslut) arkiveras. Arkivdelen är en del av SKI:s centralarkiv och innehåller bland annat original dokumentation av skadeutredningar. I förekommande fall finns korsreferenser mellan STRYK och diarier.

Efter kraftföretagen hade kontrollerat och kompletterat underlaget genomfördes ytterligare en kontroll av författaren under inmatningsfasen. Inmatning och rättningar sköts av en enda person (ej författaren), och korrekturläsning har gjorts av författaren. Det interface som finns på skärmen visas i Figur 1. För flera fält finns fritext möjligheter (t.ex. "Referenser") som är åtkomliga genom att klicka i respektive ruta. Under framtagning av denna rapport har ytterligare några kategorier och rättningar införts.

The screenshot shows the 'Skador' (Damages) window in the STRYK 2000 1.3.3 application. The interface includes a menu bar with 'Arkiv', 'Redigera', 'Funktioner', 'Utskrifter', 'Systemhantering', and 'Om'. The main area is divided into several sections:

- Buttons:** 'Ny', 'Ändra', 'Bort', 'Spara', 'Avbryt', 'Stäng'.
- Identification:** 'Löpnummer' (00005), 'Diarienummer' (8.17/880617), 'Anläggning' (01), 'Systemnummer' (326), 'Arkiv' (01/1 Flick 5).
- Component Details:** 'Komponenttyp' (Rörbøj), 'Komponent Id' (empty), 'Kvalitetsklassning' (1), 'Kontrollgrupp' (empty), 'Skaden' (4), 'Skadeklass' (empty).
- Operational Data:** 'Tidpunkt' (8805), 'Drifttid' (16.3), 'Upptäcktsätt' (Ultraljud (UT)), 'Driftläge vid upptäckt' (Revision), 'Placering' (Buksidan).
- Physical Properties:** 'Typ av skada' (Spricka. misstänkt), 'Längd' (40), 'Djup' (4), 'C-halt %' (0.029), 'Orientering' (Omkretsled), 'Komponentdiameter' (168.3), 'Tjocklek' (12.5).
- Material and Action:** 'Skademekanism' (IGSCC), 'Material' (Avesta 832 MV/SS 2333), 'Åtgärd' (Utbytt).
- Checkboxes:** Skadeorsak, Skadeanalys, Skadetålighetsanalys, Övrigt, Materialanalys, Referenser, Miljö, Se även.
- Metadata:** 'Skapad' (1996-06-14), 'Uppdaterad' (2000-06-08 12:44:00), 'Av' (MONA).

Figur 1. Presentation av STRYK

Defekter som hör till ett skadefall, med samma skadeorsak, och där största delen av underlaget är gemensamt arkiverat tillsammans. Då anges en av defekter som "Huvuddefekt" där alla referenser och annan information finns registrerad, övriga defekter har en korsreferens till denna defekt. Detta är en följd av beslutet att inkludera samtliga funna sprickor och indikationer som separata dataposter där så är möjligt. Skadefall omfattande flera defekter ges ett gemensamt skadefallsnummer för att kunna skilja mellan

individuella sprickor och skadade komponenter. I många fall finns det flera indikationer eller sprickor i en komponent utan att det finns tillräckligt information för att särskilja dem. Denna information anges endast under rubriken "Övrigt" och inte som separata dataposter. De flesta termisk utmattningsskador har registrerats som en yta med sprickor och med angivelse av maximum djup.

STRYK är en databas innehållande information om över 1650 separata defekter. Rutinerna kring den är uppbyggd för att garantera så bra kvalitet på informationen som möjligt. Detta innebär att det finns olika nivåer på behörighet till databasen:

- rätten att läsa, söka, ta fram underlag och ta ut datalistor är den lägsta
- rätten att mata in data tilldelas enbart en person som ansvarar för all inmatning från givit underlag
- rätten att kontrollera underlag för inmatning och ändra i valmenyerna tilldelas systemansvarig
- rätten att ändra i koden för att tilldela nya fält ligger hos SKI:s IT ansvariga, på begäran av systemansvarig.

Som underlag för inmatning i STRYK används blanketter som kan fyllas i av handläggaren för det aktuella skadefallet (till dags datum har samtliga fallen utvärderats av författaren inför inmatning i STRYK). De fält som skall fyllas framgår av blanketterna nedan. Vissa av fälten diskuteras i mer detalj i följande text, medan andra beskrivs i blanketterna nedan. Det finns både fritextfält och fält med rullgardinmenyer där förbestämda val finns. Fältet "Övrigt" kan användas för att specificera vad "Annan" betyder i det enskilda fallet. I blanketterna nedan listas valmöjligheter för dessa fält. En del komponentval kan tyckas vara sällan förekommande, men vid inledning till projektet var frågorna kring dessa mycket aktuella. En del val har tillkommit under uppbyggnad då en regelbunden genomgång av fälten "Annan" har visat att ett tillräckligt antal av en viss kategori förekommer för att motivera att en ny valmöjlighet införs. Målsättning är att ha så få fall som möjligt där man måste söka grundinformation i fältet "Övrigt". I utskriften från STRYK finns uppgifter om drifttiden. Denna beräknas automatiskt, men kan även matas in särskilt om en komponent har bytts ut sedan anläggningen togs i drift.

Utöver driftinducerade skador finns ett fåtal registrerade indikationer som bedömdes inte vara driftinducerade, men som har inkluderats för att de har rapporterats till exempel från återkommande provning. Det kan inte uteslutas att dessa är ytbrytande. Dessa är inte inkluderade i utvärderingen, och är identifierade med en särskild kod i fältet "Skadeklass" för att kunna följa deras utveckling.

## REGISTRERINGS FÄLT - HUVUDDEFEKT

Löpnummer: *unik nr för enskild defekt (genereras automatiskt)*

Diarienummer: *enligt SKI:s diariet*      Anläggning:

System: *systemnummer o namn*      Arkiv: *STRYK pärm och flik*

Kvalitetsklass: *enligt SKIFS 1994:1*      Kontrollgrupp: *enligt SKIFS 1994:1*

Skadenr: *tilldelas skadad komponent*      Skadeklass: *lab, betong, övrig*

Upptäcktsätt: *provning med ultraljud, radiografi, penetrant, magnetisk, virvelström, visuellt, eller vid rondering, eller annat sätt.*

Driftläge vid upptäckt: *revision, effektdrift, varm beredskap annat*

Komponenttyp: *rör, rörböj, ventil, reaktortank, reaktortanklock, stuts i reaktortank, T-stycke, moderatortank, interndel, sil, lockbalk/lockbalkkonsol, interndel, tank, annan*

Komp id: *komponent identifikation*      Tidpunkt: *år och månad*

Komponentdimensioner: *ytra diameter eller relevanta mått i den del där defekten finns (mm)*      Tjocklek: *anges i mm*

Skadeplacering: *grund materialet, värmepåverkadezon (HAZ), svets, buk- eller ryggsidan av rörböj, annan*

Typ av skada: *spricka, konstaterad eller misstänkt, godsfortunning, korrosion, erosion, mekanisk, annan*

Skadedimensioner: *längd eller yta (mm)*      Djup: *maximum djup (mm)*

Skadeorientering: *axiell, omkretsled, annan*

$\Delta T$ : *anges för termisk utmattning*      C %: *för aktuella charge, anges för IGSCC*

Skademekanism: *IGSCC, termisk utmattning, mekanisk utmattning, korrosionsutmattning, IASCC, korngränsskorrosion, TGSCC, erosion, korrosion, annan*

Material: *typbeteckning*      Materialanalys: *Charge nummer och kemiskanalys*

Åtgärd: *lämnad, utbyt, slipning, gnistning, WOL, återsvetsad, ej angivit, annan*

Skadeorsak: *fritextsfält*

Skadeanalys: *anges som referens*      Skadetålighetsanalys: *anges som referens*

Referenser: *fritextsfält, anges endast för huvuddefekt, minst samtliga referenser som finns i arkivet*

Övrigt: *fritextsfält - här anges förklaring till alla fält där "annan" väljs, samt annan relevant information som inte platsas i annat fält*

Miljö: *fritextsfält*

Se även: *löpnummer till andra defekter med samma skadenummer, samt andra skador i motsvarande komponenter*

Anläggning	Antal skadefall per år av olika allvarlighetsgrad																
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Barsebäck 1 Skador						7	4	5	4	14	10		2	4	8	4	5
Genomgående skador							1				3		1	2	3		
Barsebäck 2 Skador							2	5	3	21	7		2	4		17	9
Genomgående skador							1	2	1					1			
Forsmark 1 Skador										1		9	4	14	9	12	7
Genomgående skador										1						3	1
Forsmark 2 Skador												4	4	2	23	2	2
Genomgående skador												2					1
Forsmark 3 Skador																7	12
Genomgående skador																1	
Oskarshamn 1 Skador	1			2	1	2	1		7	3	6	1	3	14	1	16	2
Genomgående skador	1			1	1	1			6	2	3	1		1		1	2
Oskarshamn 2 Skador						5		3		1	1		1	3	4	1	2
Genomgående skador								1			1		1				
Oskarshamn 3 Skador															1	12	1
Genomgående skador																3	



Anläggning	Antal skadefall per år av olika allvarlighetsgrad – forts													Total antal skador
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
Barsebäck 1 Skador	1	4	1	9	5	4	4	7	16	2	3	12		135
Genomgående skador								3		1		2		16
Barsebäck 2 Skador	5	1	11	1	3		5	10	10	3	2	25	2	148
Genomgående skador	1	1									1	1		9
Forsmark 1 Skador	13	6	10	14	20	10	3	1	2	9	1		19	164
Genomgående skador	2	1	1	1			1	1	1	1				14
Forsmark 2 Skador	4	2	3	8	1	4	6	11	6	13	12	10	8	125
Genomgående skador		1		3				3				1		11
Forsmark 3 Skador	8	14	2	4	10	8	4	15		4	1	1	2	92
Genomgående skador	3				1			3		1			2	11
Oskarshamn 1 Skador	3	3	10	4	8	34	7	15	3	2		3	1	153
Genomgående skador	1	1	3		1	1		3	2	1		3		36
Oskarshamn 2 Skador	1		3	6	2	12	1	4	3	1	1	6	3	64
Genomgående skador						2						1		6
Oskarshamn 3 Skador	5	1	4	1	2				1	1	1		1	31
Genomgående skador		1												4

Anläggning	Antal skadefall per år av olika allvarlighetsgrad																
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Ringahls 1 Skador					1	1		2	1	1	1	7	19	2	12	8	105
Genomgående skador					1					1		3			4	1	
Ringhals 2 Skador					2								1				3
Genomgående skador					2												1
Ringhals 3 Skador										1		2			2	2	
Genomgående skador										1		2					
Ringhals 4 Skador													1	4	1		1
Genomgående skador																	
<b>Totalt</b>	1			2	4	15	7	15	15	42	25	23	36	43	64	82	149
<b>Genomgående Totalt</b>	1			1	4	1	2	3	7	5	7	8	2	4	7	9	5

Anläggning	Antal skadefall per år av olika allvarlighetsgrad - forts													
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Total antal skador
Ringhals 1 Skador			1	1	7	2	4	5	1	17	4	15	12	229
Genomgående skador				1			4	1				1		17
Ringhals 2 Skador					2	1	1			1	5		4	20
Genomgående skador														3
Ringhals 3 Skador		3								1			4	15
Genomgående skador														3
Ringhals 4 Skador		1			1			1		1			7	18
Genomgående skador					1									1
<b>Totalt</b>	40	35	45	48	61	75	35	69	42	55	30	72	63	1194
<b>Genomgående totalt</b>	7	5	4	5	3	3	5	14	3	4	1	8	2	131