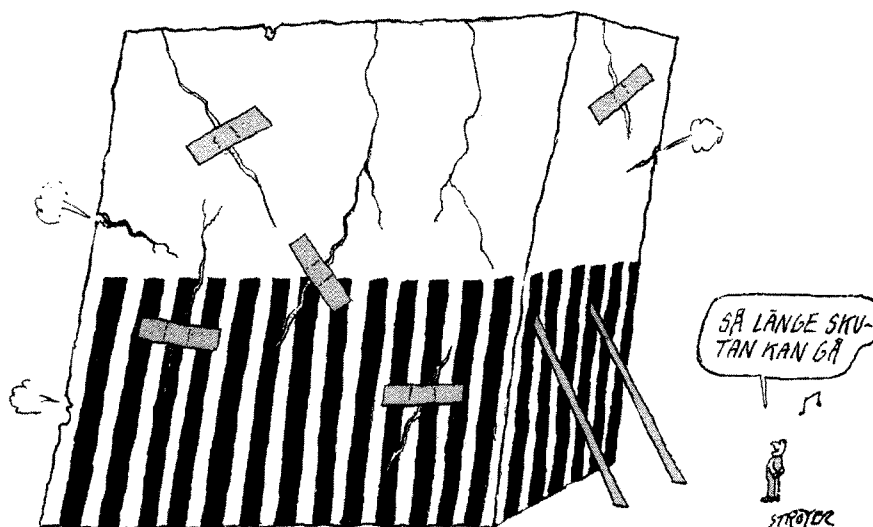


Åldras våra kärnkraftverk i förtid ?



Frågan om de svenska kärnkraftverkens tekniska livslängd har åter aktualiserats i debatten, då några av verken det senaste året haft längre driftavbrott än tidigare.

Avvecklingsförespråkarna har tolkat detta som att åldringen skett fortare än ägarna förutsett, och att det nödvändiga underhållet kommer att spränga rimliga ekonomiska ramar.

Också tryggheten i elförsörjningen har ifrågasatts. Man har i debatten bl a tagit fasta på att under en vecka i oktober 1993 (vecka 42) sju av de tolv svenska reaktorerna varit avställda.

I denna Bakgrund skall vi belysa några allmänna villkor och utvecklingstendenser som påverkar driften. Som exempel skall vi i detalj beskriva de enskilda orsakerna till avställningarna vecka 42. Vår slutsats är att det inte finns någon grund för generaliseringar om åldringsprocesser och deras framtida inverkan på driften.

Bakgrunden bygger på KSU-rapport Q 120, November 1993, av Jean-Pierre Bento.

Innehåll

1. Vad är teknisk livslängd?	sida 2	6. Läget vecka 42	sida 4
2. Tidigare drifterfarenheter	sida 2	Barsebäck 1	sida 5
3. Vad är "åldring"?	sida 3	Barsebäck 2	sida 6
4. Livslängdsförvaltning	sida 3	Oskarshamn 1	sida 6
5. Provningsprogram/-metoder.....	sida 4	Oskarshamn 2	sida 6
		Oskarshamn 3	sida 6
		Ringhals 1	sida 7
		Ringhals 2	sida 7
		7. Sammanfattning	sida 8

1. Vad är teknisk livslängd ?

De politiska besluten om kärnkraften i Sverige har i hög grad styrts av begreppet "teknisk livslängd".

Sålunda har skälet för avveckling till år 2010 uppgetts vara att den tekniska livslängden är 25 år. Det stod emellertid tidigt klart att det rörde sig om en sammanblandning av förväntad teknisk livslängd och avskrivningstid.

Den senare, som är just 25 år, måste självklart väljas kortare än den förra med god marginal, om projekt av detta slag skall kunna finansieras med den grad av säkerhet som finansmarknaden kräver.

Den eftersträlvade tekniska livslängden, 40 år, bestämde konstruktionsföreskrifterna för ett fåtal anläggningsdelar som vid konstruktionstillfället bedömdes som ej utbytbara. Därutöver förutsattes givetvis ett löpande underhåll, innefattande provning, reparationer och utbyte av komponenter.

Så länge detta underhåll ryms inom företagsekonomiska ramar, utgör det ingen begränsning av den tekniska livslängden. Naturligtvis kan dessa ramar ändras med tiden. De beror t ex av elförbrukning, elskatter och elpriser.

Kärnkraften kännetecknas av låga rörliga kostnader. När ett verk väl amorterats och bara de löpande kostnaderna återstår, finns därför betydande ekonomiskt utrymme för ökande underhållsbehov.

Ett övergripande villkor har varit, och är, att säkerheten inte bara skall vidmakthållas utan successivt förbättras genom växande erfarenhet och teknisk utveckling. Enligt Statens Kärnkraftinspektion (SKI) har detta under 1980-talet lett till starkt förbättrad säkerhet för samtliga reaktorer.

2. Tidigare drifterfarenheter

De nu inträffade avbrotten måste ses mot bakgrund av tidigare drifterfarenheter. En nyckelparameter är **energitillgängligheten**, dvs den energi en anläggning verkligen kunnat producera under ett år, i förhållande till den teoretiskt möjliga.

I de långsiktiga kalkylerna räknade man från början med en energitillgänglighet på 70 %. Detta har visat sig vara realistiskt i det internationella perspektivet.

I USA låg den genomsnittliga tillgängligheten fram till 1990 under 70 %, men har de senaste åren successivt ökat till 76 %. I Japan var den för 1992 74 % och i Frankrike 75 %.

Under en följd av år, till och med 1991, uppvisade de svenska kärnkraftverken exceptionellt goda resultat, se figurerna 1 - 7. Det långsiktiga utfallet bestäms inte av driftresultaten för enstaka år. Dessa är relevanta bara om de ingår i en bestående trend.

3. Vad är "åldring"?

Åldring är en fortskridande förändring (försämring) av en komponents material egenskaper som i princip börjar så snart komponenten tillverkats, och som pågår under hela dess livstid.

Förändringen och förändringstakten beror på ett komplicerat sätt av komponentens egenskaper och av driftförhållandena (temperatur, tryck, kemisk miljö, strålning m m). Exempel på åldringsprocesser är förslitning, korrosion, erosion, försprödning, utmattnings- och dimensionsförändringar.

Kärnkraftverken kontrolleras fortlöpande genom övervakning av driftförhållandena, analys av drifterfarenhe-

terna samt provning mot givna normer enligt föreskrivna program. Denna övervakning fångar upp åldringsfenomen, men ger också utslag för annat än åldring.

Det inträffar t ex att tillverkningsbrister upptäcks först efter flera års drift. Särskilt då det gäller mekaniska komponenter (rör, ventiler, pumpar m m) är det viktigt att skilja mellan åldringsfenomen och gamla defekter.

Framstegen inom provningstekniken har starkt ökat möjligheterna att upptäcka små defekter som kan härröra från tillverkningen och som inte förvärrats med tiden (se också avsnitt 5).

Denna utveckling innebär en förbättring - inte en försämring - av säkerheten, även om den medför tillfälliga driftavbrott. Se också Faktarutan.

Tillverknings- och konstruktionsbrister kan i och för sig leda till onormal åldring. Sådana händelser måste bedömas från fall till fall, och kan inte läggas till grund för generaliseringar.

Mänskligt felhandlande kan också leda till störningar som inte är åldringsbetingade. Möjligen skulle en öknings-tendens kunna vara ett tecken på försämrad organisation eller minskande kompetens, och i så måtto en "åldring" av säkerhetskulturen.

En sådan utveckling skulle vara allvarlig och förtjäna största uppmärksamhet, men den är inte irreversibel och kan inte jämföras med åldring i vanlig bemärkelse.

4. Livslängdsförvaltning

Termen "livslängdsförvaltning" ("Plant life management") åsyftar den strategi som finns för att anläggningarna under hela sin planerade livslängd skall uppfylla kraven på i första hand säkerhet,

men också tillgänglighet och effektivitet.

En sådan strategi finns alltifrån första drifttagningen, men den anpassas kontinuerligt till ny teknik och ny kunskap. Här spelar egna och andras drift-erfarenheter en stor roll.

Faktaruta

Den grundläggande säkerhetsprincipen vid kärnkraftverken är det så kallade **djupförsvaret**. Det innebär att säkerheten ligger på flera nivåer som utgör successiva "skyddsnät".

Den första nivån är den haveriförebyggande. På denna nivå finns kvalitets- och stabilitetskrav, betryggande marginaler, provnings- och underhållsprogram etc.

Den andra nivån är den haverimotverkande. Den är till för att fånga upp störningar som inträffar trots åtgärderna på den första nivån. Hit hör ett stort antal övertaliga och diversifierade säkerhetssystem, administrativa barriärer och utbildning i störningshantering.

Den tredje nivån är den konsekvenslindrande, som förhindrar stora omgivningskonsekvenser vid inträffat haveri. Den utgörs framför allt av reaktorinneslutningen med dess system för filtrerad tryckavlastning.

När man, mycket tack vare skärpta provningsprogram och förbättrad teknik, successivt uppdagar gamla defekter, är detta bara en bekräftelse av den insikt som ligger till grund för djupförvarsprincipen, nämligen att den förebyggande nivån inte är utan brister. Strävan är emellertid att så mycket som möjligt stärka denna nivå.

Detta framhålls också i SKIs rapport "Säkerhets- och strålskyddsläget vid de svenska kärnkraftverken 1992-93" av den 15 november 1993, där det bland annat sägs:

"Den grundläggande säkerhetsstrategin - ett djupförsvär i flera led mot allvarliga olyckor - är utformad utifrån förutsättningen att dolda fel och brister kan finnas, men att de inte skall leda längre än till tillbud utan allvarligare konsekvenser för anläggningen".

I livslängdsförvaltningen delas anläggningens system och komponenter in i tre kategorier efter underhållskraven:

- *Komponenter vilkas livslängd är beräknad till 40 år.*

Hit hör reaktortanken, vissa rörsystem, stora transformatorer och byggnader.

- *Komponenter vilkas livslängd understiger 40 år, men som inte byts löpande*

Hit hör styr- och reglerutrustning, övervakningsutrustning, vissa rörsystem, värmeväxlare (ånggeneratorer) och större maskiner (pumpar, turbiner m m). Planering för ersättningskomponenter är ett viktigt moment i underhållet.

- *Komponenter som byts löpande*

Hit hör reläer, transmittar, interna delar till ventiler, pumphjul, m m.

Gränsdragningen mellan de båda första kategorierna är inte given en gång för alla. Oförutsedda förändringar kan kräva åtgärder tidigare än beräknat, samtidigt som den tekniska utvecklingen kan skapa bättre förutsättningar för reparationer eller komponentbyten.

Ett exempel är tryckvattenreaktorernas ånggeneratorer. När bland annat de svenska reaktorerna beställdes i slutet av 60-talet räknade man med att ånggeneratorerna skulle hålla under anläggningarnas hela livstid.

Olika korrosionsfenomen, somliga betingade av den mekaniska konstruktionen, andra av specifika vattenkemiska förhållanden, ledde emellertid i många anläggningar till successiv degradering.

Ånggeneratorbyten blev vanliga internationellt. Den växande erfarenheten har gjort att bytena blivit allt mindre tidsödande och billigare. Idag räknar man med att ett byte av ånggeneratorer har betalat sig efter ca 5 år.

Ånggeneratorerna har definitivt överförts från underhållskategori 1 till 2.

En nödvändig förutsättning för god livstidsförvaltning är tillförlitliga provningsprogram och -metoder.

Dessa verktyg är oundgängliga då det gäller att möta åldringsfenomen. De senaste åren har medfört en betydande utveckling härvidlag.

5. Provningsprogram och provningsmetoder

5.1 Provningsprogram

I början baserades provningsintervallen på statistik över felfrekvens. Det gällde både mekaniska, elektriska och elektroniska komponenter.

Kraftföretagen och tillsynsmyndigheten har dock i samförstånd infört en ändring härvidlag: i de nya regler som styr den återkommande provningen fästs större avseende vid de olika systemens och komponenternas säkerhetsmässiga betydelse.

Man har alltså övergått till en mer riktad felsökning. De nya reglerna har följaktligen medfört intensifierad kontroll innanför reaktorinneslutningen.

Ett rörsystem tilldelas exempelvis ett "brotindex" som är ett mått på sannolikheten för rörbrott, men också ett "konsekvensindex" som återspeglar rörbrottets inverkan på anläggningens säkerhet. Dessa två nyckeltal tillsammans avgör sedan omfattningen och frekvensen av den återkommande provningen.

I många fall, när en provning visat på defekter - t ex inhomogeniteter inuti rörväggar - skulle en skadetålighetsanalys visa att anläggningen kan drivas vidare utan oacceptabel risk.

Detta praktiseras i underhållsverksamheten på andra områden, t ex flyget, där vissa stabila materialdefekter tolereras men övervakas kontinuerligt.

Vid de svenska kärnkraftverken har man dock istället valt som huvudprincip att åtgärda defekter i anslutning till upptäckten.

5.2 Provningsmetoder

Idag har den oförstörande provningen betydligt större möjligheter än när de första reaktorerna byggdes. Det gäller både möjligheten att prova i besvärliga geometrier och miljöer, och förmågan att urskilja små, obetydliga defekter.

Denna utveckling beror på att det nu finns känsligare utrustning, robotteknik och bättre dekontaminerings- och strålskyddsmetoder. Framför allt har dock en avgörande utveckling skett i fråga om datoriserad signalbehandling. Vid provning gäller det ju ofta att urskilja ytterst små defekter i en miljö som ger en mängd störsignaler.

Ett problem är att metoder och utrustning ibland pressas så hårt att man får falska indikationer. Det finns idag emellertid alternativa, principiellt olika provningsmetoder att tillgå, vilket kan utnyttjas för att verifiera resultaten.

En svaghet är att det i många fall fortfarande är svårt att åldersbestämma sprickindikationer.

Inte ens genom noggrann metallografisk undersökning lyckas man alltid göra en exakt åldersbestämning.

Det finns slående likheter mellan utvecklingen inom industriell provning och medicinsk diagnostik.

Inom den senare finns allt fler och

allt bättre screeningmetoder att tillgå.

Insatser av nya screeningprogram har till exempel lett till en skenbar ökning av vissa sjukdomar men det vore fel att tolka detta som en försämring av hälsoläget.

Också inom medicinen ger vissa scre-

eningmetoder problem med falska indikationer, med onödiga insatser (och onödig oro) som följd.

Utvecklingen mot allt finare metoder framtingar till slut en övergripande kostnads-nytta-avvägning.

6. Läget vecka 42

18-24 oktober 1993 stod sju av våra tolv kärnkraftblock. Både driftavbrottens orsaker och längd skilde sig avsevärt.

Vi skall i det följande ge en "ögonblicksbild" av vart och ett av de sju avbrotten vecka 42. Det betyder att vi inte diskuterar de berörda blocken i ett längre tidsperspektiv.

Figur A visar energitillgängligheten under tiden april - november 1993, figurerna 1 - 7 visar energitillgängligheten över tioårsperioden 1982-91. Årtalet i rubrikerna avser startår för den kommersiella idrifttagningen.

6.1. Barsebäck 1 (1975)

Vid början av vecka 42 var B1 avställt för planerat underhåll, som syftade till en konstruktionsförbättring.

När detta arbete avslutats förhindrades återstarten av att man vid rutinprovning i systeraggregatet B2 erhållit ett för stort inneslutningsläckage (se avsnitt 6.2). Detta föranledde motsvarande provning - täthetsprovning av inneslutningen vid högt tryck - även på B1.

Också här visade provningen ett för stort läckage, drygt dubbelt det tillåtna. Orsakerna visade sig dock vara mera triviala och lättåtgärdade än i systeraggregatet: man konstaterade smärre läckage i några genomgående system, bl a en personalsluss. Dessa brister avhjälpes snabbt.

På grund av den korrosion som upptäckts vid B2 (se nedan) gjordes parallellt med reparationerna oförstörande stickprovskontroller av inneslutningens tätplåt, som vållat problemet i B2. Inga sådana angrepp hittades i B1.

Figur A. Energitillgängligheten under tiden april - november 1993. (Observera att skalan för tillgänglighet täcker intervallet 80-100 %).

Figuren visar att driftstoppen i oktober i de flesta fall stod i samband med revisionsavställningarna och deras provningsprogram (i B1:s fall revisionen i systeraggregatet B2).

O1 har varit avstängd sedan 1992.

6.2 Barsebäck 2 (1977)

I kärnkraftverkens säkerhetstekniska föreskrifter, som bl a innehåller regler för provning, finns bestämmelsen att reaktorinneslutningarnas täthet skall kontrolleras årligen i anslutning till revisionsavställningarna.

Dessa provningar sker vid 0,5 bars övertryck. Därutöver skall återkommande provning göras vid högre tryck (2 bars övertryck) tre gånger under en tioårsperiod.

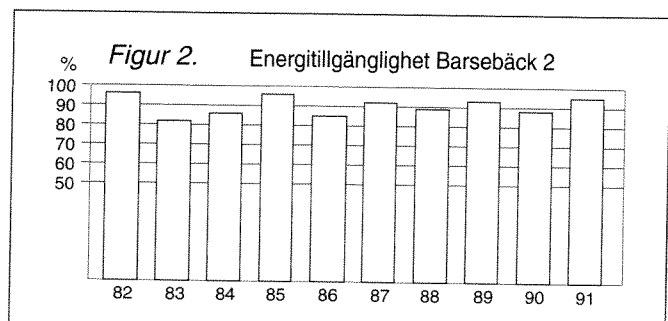
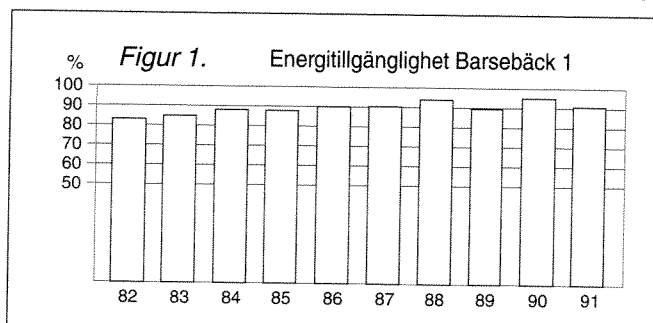
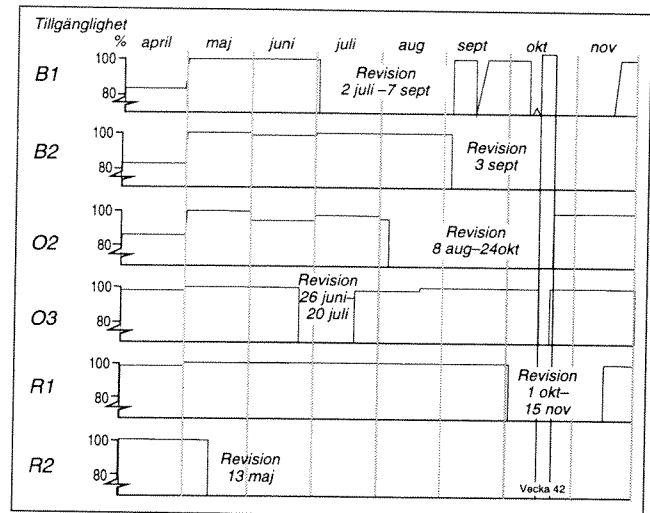
Läckaget, och därmed även gränsen för tillåtet läckage, beror av trycket i inneslutningen. Vid 2 bars övertryck är gränsvärdet 0,35 % av inneslutningsvolymen per dygn.

Vid maximalt inneslutningstryck, dvs det tryck då sprängblecket till säkerhetsfiltret öppnar, motsvarar detta ett läckage på 1 % av volymen per dygn.

Det högsta tillåtna läckaget motsvarar ett hål med diametern 3 mm i inneslutningsväggen, vars totala yta är 2.700 m²!

Vid B2 genomfördes vid årets revision ett av de återkommande högtrycksproven.

Man mätte då ett diffust läckage som var dubbelt så stort som det tillåtna, dvs 0,7 % av inneslutningsvolymen per dygn.



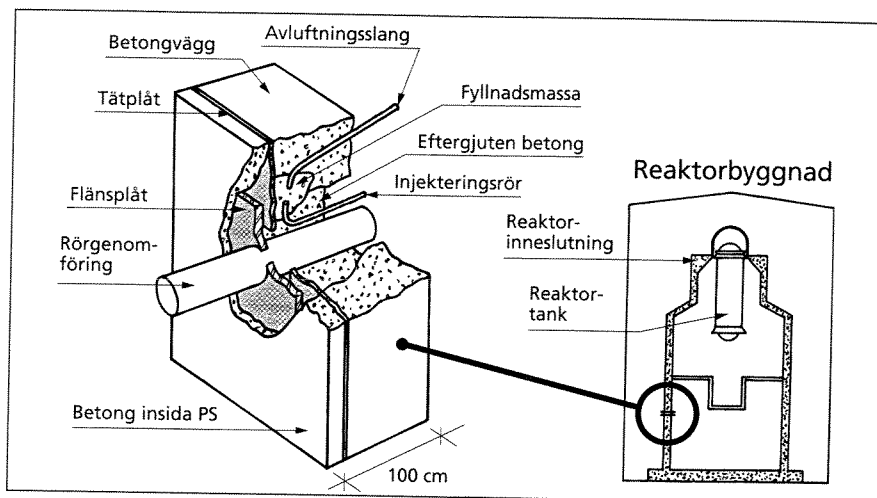
Faktaruta

En fråga som ligger nära tillhands är om diffust inneslutningsläckage vid ett hårdhaveri skulle sätta säkerhetsfiltret ur spel.

Eftersom inneslutningsstrilarna inom några timmar tvättar ut det mesta av aktiviteten ur inneslutningsatmosfären, har utsläppet genom maximalt tillåtna läckor beräknats vara avsevärt mindre än utsläppet genom filtret enligt specifikationerna. Osäkerheten i beräkningarna är dock betydande.

Om det diffusa läckaget i en haverisituation skulle visa sig för stort kan operatörerna, genom att manuellt öppna säkerhetsfiltret, snabbt ta ner inneslutningstrycket och därigenom minska det diffusa läckaget i förhållande till filterutsläppet.

Det bör här noteras att säkerhetsfiltren vid provning visat sig vara betydligt effektivare än specifikationerna angett.



Figur B. Korrosionen i Barsebäck 2 finns i plåten vid genomföringarna. Felet beror på att eftergjutningarna inte gjordes rätt

Vid läcksökning fann man ett läckage i en av de stora kabelgenomföringarna i övre delen av inneslutningens kondensationsutrymme (se figur B).

Läckan berodde på hål i den tätplåt som finns ingjuten i väggen av armerad betong. Närmare undersökning visade korrosionsangrepp på utsidan av plåten.

Liknande skador hittades på ytterligare ett antal genomföringar. Det visade sig att korrosionen förorsakats av brister i den eftergjutningsteknik som använts för genomföringarna när anläggningen byggdes.

Genom att man inte följt byggnadsanvisningarna hade vatten blivit stående på utsidan av tätplåtarna, som så småningom korroderat.

Det rörde sig alltså om för tidig åldring på grund av tillverkningsfel. Liknande har, såvitt man kunnat se, inte förekommit vid andra reaktorer.

Den fullständiga kontrollen och utvecklingen av reparationsteknik förutsågs bli tidsödande.

Som redan diskuterats medförde felet ingen allvarlig försämring av säkerhetsmarginalerna.

Ytterligare en omständighet som minskade den säkerhetsmässiga betydelsen var läckornas läge i inneslutningen, se figur B.

Vid ett eventuellt hårdhaveri hade den radioaktiva inneslutningsluften måst passera vattnet i kondensationsbassängen innan den nått läckageställena, och radioaktiviteten hade då till stor del bundits i vattnet.

6.3. Oskarshamn 1 (1972)

O1 har varit avställd sedan augusti 1992. Den ursprungliga orsaken till avställningen var ett ventilfelet.

Medan detta åtgärdades upptäcktes i Barsebäck 2 den brist i konstruktionen som var gemensam för de fem äldsta kokvattenreaktorerna och som föranledde krav på omedelbar ombyggnad.

De berörda reaktorerna var Barsebäck 1 och 2, Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1.

Felet bestod i att ett ångläckage i inneslutningen kunde riva loss mineralullsisoleringen kring olika komponenter.

Mineralullen kunde i sin tur, om den hamnade i kondensationsbassängen, sätta igen intagen till hårdnöd kylsystem och inneslutningsstrilar.

Detta visade sig kunna inträffa betydligt fortare än experiment och beräkningar gett vid handen, beroende på att experimentbetingelserna inte varit tillräckligt realistiska.

Situationen medförde bl a att den s k 30-minutersregeln i vissa fall kunde bli satt ur spel.

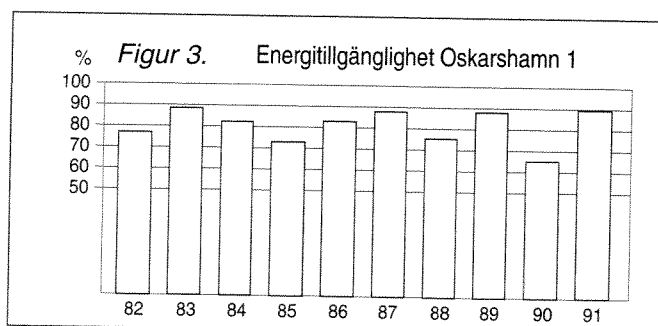
Denna regel, som från början var unik för de svenska kokvattenreaktorerna, innebär att inga operatörsingripanden erfordras under de första 30 minuterna av ett störningsförlopp. Därmed minskas risken för stressbetingat mänskligt felhandlande.

Det uppdagade felet innebar också att vid vissa, mycket osannolika störningar (stora rörbrott utan föregående läckage) nödkylsystemen kunde ha blivit utslagna.

Det kan noteras att den internationella reaktionen på den upptäckta bristen i allmänhet varit mindre radikal än i Sverige.

Medan svenska myndigheter och kraftföretag i samförstånd ställde av de berörda blocken för omedelbara åtgärder - provisoriska eller permanenta -, har andra länder låtit driften fortgå i avvaktan på närmare utredningar av problemets omfattning och lämpliga lösningar.

De omfattande åtgärder som 1992 och -93 vidtogs för att rätta till bristerna innebar bl a att en stor del av den gamla rörisoleringen av mineralull byttes ut



mot metallisolering. (I de nyare verken fanns sådan redan i betydande omfattning.)

Också silarna vid inloppen till kylsystemen byggdes om.

Blottläggningen av rörledningarna i samband med omisoleringen erbjöd tillfälle till utökad kontroll. Vid dessa provningar upptäcktes vid O1 några genomgående sprickor och flera yt-sprickor i rörböjar.

Sprickorna var orsakade av spänningskorrosion, som uppkommit genom att rörböjarna vid tillverkningen kall-bearbetats utan efterföljande värmebehandling.

Dessutom hade man vid montaget lagt krympsvetsar på rörböjarna, vilket ytterligare ökade spänningarna i materialet. Dessa fel kan alltså tillskrivas brister vid tillverkning och montage.

Under den fortsatta provningen våren 1993 upptäcktes ytterligare defekter, bl a på insidan av matarvattenssystemets stigarledningar inne i reaktortanken. Orsaksmekanismen måste här ha varit en annan.

Faktaruta

När det i massmedia talas om sprickor i kärnkraftverk uppfattas detta ofta som att skadan går genom rörväggen och därmed utgör ett hot mot det berörda systemets integritet.

I allmänhet handlar det emellertid om mycket ytliga defekter, till exempel med ett djup på några procent av godstjockleken.

OKG har beslutat att fullfölja undersökningen av reaktortanken och dess interna delar med ett omfattande provningsprogram, som inte väntas vara avslutat förrän våren 1994.

En därpå följande renovering beräknas kunna bli klar under sommaren 1994.

6.4 Oskarshamn 2 (1975)

Att O2 var avställd under vecka 42 berodde på den brist i konstruktio-

nen som upptäckts vid Barsebäck 2 sommaren 1992 och som föranledde ombyggnader vid samtliga de fem äldsta kokvattenreaktorerna (se föregående avsnitt).

Något olika lösningar hade valts vid de fem blocken. Vid O2 gjordes först en provisorisk ändring. Med denna fick blocket drivas fram till den årliga revisionsavställningen, då en permanent ombyggnad skulle göras.

Vid montaget av de nya silarna uppstod då problem - konstruktionen måste ändras och nya hållfasthetsberäkningar göras. Revisionsavställningen blev därför längre än planerat.

De problem vid Barsebäck 2 med korrosion kring inneslutningsgenomföringar, som berodde på tillverkningsfel, hade ingen motsvarighet vid O2, där eftergjutningen av genomföringarna gjorts på ett annat sätt, och där det stora täthetsprovet gett fullgott resultat.

6.5 Oskarshamn 3 (1985)

O3 ställdes av måndagmorgonen i vecka 42 på grund av en tillfällig driftstörning. Ett vattenläckage från en ventilpackning resulterade i ett elektriskt jordfel.

I samband med felsökningen kopplades vissa komponenter felaktigt in på en strömlös skena, vilket följdriktigt ledde till automatisk nedstyrning av reaktoreffekten.

Eftersom signalbilden i kontrollrummet under det korta spänningsbortfallet var oklar, utlöste operatörerna helt korrekt manuellt snabbstopp.

I samband därmed fick två skalventiler i ångledningarna automatiska signaler att öppna. Då detta skedde mot högt differenstryck, utsattes ventiler för stora krafter.

Man ansåg det därför nödvändigt att kontrollera ventiler innan blocket återstartades i slutet av veckan.

6.6 Ringhals 1 (1976)

Vecka 42 ingick i den planerade årliga revisionsavställningen för R1. Som ett led i den återkommande och utökade provningen undersöktes ett stort antal svetsar i primärsystemet.

Vid ultraljudsprovning erhöles indikationer vid två s k korspunkter, dvs skärningspunkter mellan en runtgående och en längsgående svets. Dessa var belägna i en förbikopplingsledning till en av reaktorns sex huvudcirkulationsledningar.

Indikationerna tydde på att defekterna var små, vilket bekräftades genom kontroll med röntgen och därefter mekanisk uppläkning av de upptäckta ytsprickorna.

De aktuella korspunkterna hade kontrollerats 1989 utan att någon defekt upptäcktes. Genom metallografiska undersökningar har man emellertid nu konstaterat att ytsprickorna är gamla.

Att de inte upptäckts förut måste tillskrivas förbättringarna i den datoriserade signalbehandlingen.

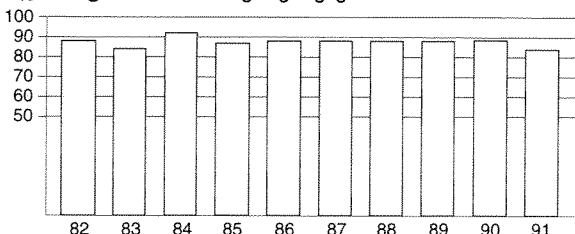
Den ena sprickan åtgärdades genom att den defekta rördelen byttes ut. Den andra lagades genom påläggssvetsning. En omfattande kontroll av motsvarande ledningar i de övriga huvudcirkulationskretsarna samt av ledningar i resteffektkylsystemet har inte avslöjat några defekter.

Vid årets revision gjordes också kontroll av reaktortanken med anslutande stutsar. Härvid erhöles en sprickindikation på en av fyra matarvattenstutsar. Sprickan, som ligger på insidan av stutsen, är ca 30 mm lång, som mest ca 1 mm djup i en godstjocklek på 22 mm, och mycket smal. Med största sannolikhet har den uppkommit under den senaste driftsäsongen.

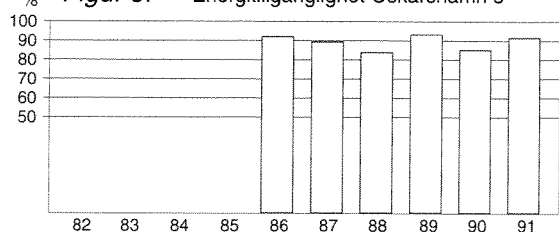
Det är arbetet med denna stuts som styrt tiden för återstarten av R1.

De metallografiska undersökningarna har ännu inte slutredovisats. Fel-

Figur 4. Energitillgänglighet Oskarshamn 2



Figur 5. Energitillgänglighet Oskarshamn 3



orsakerna och eventuella åldringsmekanismer har därför ännu inte fastställts.

Faktaruta

Eftersom "sprickor" i kärnkraftverk i debatten ofta förknippas med risker för hårdhaverier, kan ett säkerhetstekniskt resonemang utifrån situationen vid R1 vara på sin plats.

Brott i en rörledning kan leda till att kylvatten strömmar ut ur reaktorn. Om detta inte stoppas kan hårdheten i värsta fall överhettas och smälta. Ett rörbrott föregås emellertid så gott som alltid av en genomgående spricka som ger ett litet läckage.

Brottet förutsätter således dels att den växande sprickan förblivit oupptäckt vid provningarna, dels att de befintliga läckagedetektorerna inte reagerat.

Dessa kontroller, som är till för att förebygga rörbrott, ligger på första nivån i djupförsvaret. Om ett rörbrott trots allt skulle inträffa, tas det omhand på nästa nivå som omfattar nödkylsystemen.

De rörbrott som i förlängningen skulle kunna utvecklas ur defekter av det slag som upptäckts vid R1, är mindre än de som nödkylsystemen är dimensionerade för att klara av.

6.7 Ringhals 2 (1975)

1991 upptäcktes i den franska tryckvattenreaktorn Bugey 3 ett droppläckage från en styrvastav genomföring genom reaktortanklocket.

Detta föranledde en undersökning av tanklocket i Ringhals 2 under revisionen 1992. Då upptäcktes fem yt-sprickor vid genomföringarna som visade sig bero på spänningsskorrosion. De största defekterna slipades bort.

Vid revisionen 1993 fortsatte kontrollen med ytundersökning (penetrantprovning) från insidan av tanklocket. Man hittade därvid en tydlig ytspricka vid en styrvastav genomföring. Området hade inte inspekterats sedan tillverkningen.

Ett materialprov togs ut, och metallografisk undersökning visade att orsaken var brister vid tillverkningen. Sprickan, som var 180 mm lång, hade alltså funnits från början och inte brett ut sig under driften. Man beslöt om

reparation före återstart för nästa driftsäsongs.

En omfattande djupkontroll från insidan gjordes också med hjälp av ultraljud. Ytterst små indikationer erhöles vid flera genomföringar. Det rör sig om bindfel från svetsningen, eller slagg-inneslutningar i gränsytan. Indikationerna är harmlösa men måste följas upp.

Ingen av de identifierade skadorna innebar någon risk för brott i en styrvastav genomföring.

Byte till ett nytt reaktortanklock övervägs dock på längre sikt. Motivet är inte säkerheten utan strävan att minska stråldoserna till personalen genom minskat behov av provning.

7. Sammanfattning

Upptäckten sommaren 1992 av en konstruktionsbrist, gemensam för de fem första kokvattenreaktorerna, avbröt en lång tidsföljad av utomordentligt goda driftresultat för de svenska kärnkraftverken.

Bristen måste åtgärdas vid samtliga fem block, som därigenom kom att förbli avställda under en stor del av det följande driftåret.

Under vecka 42 i år var sju block avställda, däribland de fem tidigare berörda. Detta bidrog i den offentliga debatten till spekulationer om oväntat snabb åldring. En genomgång av situationen vecka 42 visar bl a följande.

-Vid fem av blocken var det planerade provningsprogram som ledde till avställning genom att defekter upptäcktes och åtgärdades.

Vid ett av blocken orsakades avställningen av en tillfällig driftstörning.

Vid ytterligare ett block berodde avställningen på att den inledningsvis nämnda ombyggnaden ännu inte var avslutad.

-Att provningar låg bakom de flesta

driftavbrotten förklarar i viss mån att dessa kom att sammanfalla i tiden. Provning sker företrädesvis under de årliga revisionsavställningarna. Reparationer infaller följaktligen mest i anslutning till dessa revisioner som för flera av verken ägde rum på sensommaren/hösten.

Kraftföretagen överväger att i fortsättningen tidigarelägga de årliga revisionerna för att undvika att provningsbetingade driftavbrott infaller på hösten då efterfrågan redan kan vara hög.

En koppling finns också till de redan nämnda ombyggnadsavställningarna som gav tillfälle till mer omfattande provning än normalt.

-Många av de fel som föranlett avställningarna var gamla brister som nu upptäckts, mycket tack vare utökad provning och förbättrad teknik.

-De upptäckta felen gav ingen försämrad riskbild. Detta har också konstaterats i Kärnkraftinspektionens årliga rapport till regeringen av den 15 november där det bl a sägs:

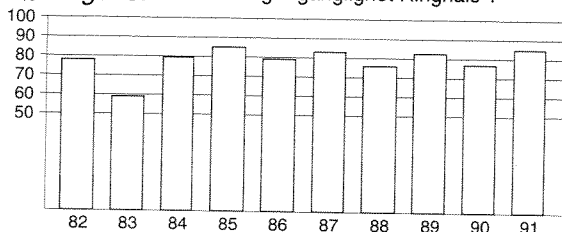
"Inte i något fall har dessa [skador] varit av den art att de inneburit någon fara för haveri eller radiologiska utsläpp till omgivningen.

Den totalt sett allt bättre kontrollen ger emellertid möjlighet att fånga upp begynnande skadebildning på ett allt tidigare stadium, och därmed hålla marginalerna till oönskade händelser på en tillfredsställande nivå trots att anläggningarna blir äldre".

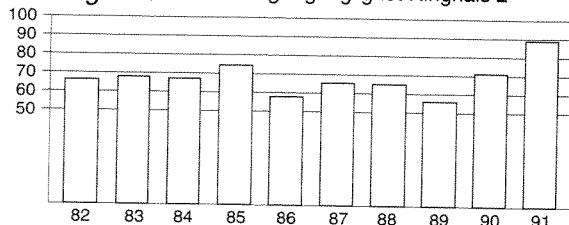
Situationen under vecka 42 ger alltså ingen grund för generaliseringar om åldringsprocessen och dess eventuella effekter vid de svenska kärnkraftverken

Evelyn Sokolowski.

Figur 6. Energitillgänglighet Ringhals 1



Figur 7. Energitillgänglighet Ringhals 2



Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (KSU) ägs av de svenska kraftföretagen Forsmarks Kraftgrupp, OKG, Sydkraft och Vattenfall. KSU driver säkerhetsfrågor som lämpar sig för samordande insatser från ägarföretagen.

Främst gäller det grundutbildning och årlig återträning av kraftverkens driftpersonal i fullskalesimulatorer vid huvudanläggningen i Nyköping. Simulatorerna återskapar så naturtrogna förlopp som möjligt av processerna i de svenska kärnkraftverken.

Därutöver ges högre teoretisk vidareutbildning inom kärnkraftområdet, ända upp till högskolenivå.

KSU utvärderar också inträffade störningar såväl i Sverige som utomlands. Stockholmskontoret är den svenska länken i flera internationellt organiserade system för utbyte av drifterfarenheter, INPO (Institute of Nuclear Power Operation) och WANO (World Association of Nuclear Operators).

Drifterfarenheterna läggs även till grund för samhällsinformation om kärnkraftsäkerhet, joniserande strålning samt riskjämförelser mellan olika energislag. Detta sker efter utvärdering av en särskild analysgrupp.

Analysgruppen vid KSU

Jean-Pierre Bento, civ. ing, Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB

Per-Åke Bliselius, tekn lic, Sydkraft AB

Monika Eiborn, fil. kand, ABB Atom AB

Monica Gustafsson, docent, IAEA, WIEN

Ingemar Lindholm, tekn. lic, Sv Kärnbränslehantering AB

Gustaf Löwenhielm, tekn dr, radiologisk säkerhet, Vattenfall AB

Anders Pechan, utredn. sekr, Analysgruppen vid KSU

Agneta Rising, fil. kand, radiofysik Ringhalsverket, Vattenfall AB

Evelyn Sokolowski, docent, Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB

Gunnar Walinder, professor

Carl-Erik Wikdahl, civ. ing, EnergiForum AB