



Strål
säkerhets
myndigheten

Swedish Radiation Safety Authority

Författare: Maja Lundbäck
Gunnar Karlsson
Sture Lindahl
Bengt Ivung
Andreas Borsos
Lars Wallin

2016:36

Säker kraftförsörjning i svenska
kärnkraftanläggningar?
– en historisk betraktelse



Strål
säkerhets
myndigheten

Swedish Radiation Safety Authority

Författare: Maja Lundbäck, Gunnar Karlsson, Sture Lindahl, Bengt Ivung,
Andreas Borsos, Lars Wallin
Strålsäkerhetsmyndigheten, Solna

2016:36

Säker kraftförsörjning i svenska kärnkraftanläggningar?

– en historisk betraktelse

Datum: November 2016

Rapportnummer: 2016:36 ISSN: 2000-0456

Tillgänglig på www.stralsakerhetsmyndigheten.se

Förord

Starten på denna utredning började som ett ouppnåeligt önskemål i likhet med ”tänk om vi också kunde göra ett liknande arbete”. Tankarna och inspirationen kom efter att ha läst och lyssnat på andra arbeten vars syfte har varit att bevara kunskap om både Sveriges kraftsystem, men även anläggningarnas utformning. Tanken resulterade i en mindre förfrågan över ett lunchbord om man trodde att det här var möjligt, till att personer kontaktades. Efter att ett första utkast på utredningsplan var nedtecknat vintern 2015 växte gruppen från tre till fem personer. Ett febrilt, och lite nervöst arbete, med att ta fram avtal och lära sig allt man inte behöver veta om lagen om offentlig upphandling påbörjades.

Efter några ovissa veckor var alla förberedelser klara och gruppen kunde tillslut samlas den 29 februari 2016 för det första mötet i Solna. Slutresultatet av denna resa som omfattar tre möten, en mängd timmar med redigeringsarbeten, telefonsamtal och personliga aha-upplevelser finns nedtecknat i föreliggande rapport.

För att genomföra utredningen har följande personer bidragit med tid, kunskap och tålamod:

Gunnar Karlsson, Civ ing, Arbetade 1972- till pensioneringen 2015 hos ASEA-ATOM, sedermera ABB-Atom, Westinghouse. Började med att vara ansvarig för driftsättningen av 600-system i Oskarshamn 2. Har därefter från 1975 haft olika funktioner och roller vid hemmakontoret främst inom ramen för konstruktion av el- och kontrollsystemen.

Sture Lindahl, tekn.lic. i Reglerteknik, har arbetat, bl.a. inom Statens Vattenfallsverk, Sydkraft, ABB och ALSTOM. Sture har varit verksam inom Stamnätsorganen, Nordel, CI-GRÉ och IEEE. Nu är Sture senior rådgivare i Gothia Power AB, som sedan januari 2016 är en del av DNV GL.

Andreas Borsos, Dipl. Ing. Arbetade 1972-1984 hos ASEA-ATOM med konstruktion av hjälpkraftutrustning och efter 1974 som ansvarig på KSB för hjälpkraftutrustning. Från 1984 med design för HVDC i Ludvika och installation och driftsättning av anläggningar i Indien och USA.

Lars Wallin, Civ ing, Arbetade 1973-1991 hos ASEA-ATOM, sedermera ABB-ATOM med konstruktion av hjälpkraftutrustning. Ett hjärtebarn var huvudcirkulationspumparnas drivutrustning. Därefter har Lars varit verksam med stamnätet på Svenska kraftnät.

Bengt Ivung, ca 35 års anställning i olika positioner inom den nukleära industrin från Atomenergi – ASEA-ATOM till Westinghouse Electric. Anläggnings -utveckling, -försäljning, -projektgenomförande och -utredningar, främst för nordiska kokarvattenreaktorer. Efter pensioneringen, senior specialist under ca 10 år.

Stöd och allmän klokskap har *Mattias Karlsson, Klas Idehaag* och *Thomas Smed* bidragit med.

Samtliga deltagare ska ha ett stort tack för att med genuin välvilja intresserat sig och givit mig många oförglömliga stunder.

Maja Lundbäck, oktober 2016 Solna

Sammanfattning

Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) har vid uppföljning av de störningar som skett i kärnkraftanläggningar, både nationellt och internationellt, initierat ett arbete kallat *Degraderad kraftförsörjning* [1]. Ett mål med arbetet är att ta ett helhetsgrepp om ämnet och möjliggöra att i en regelstyrd miljö kunna tillgodogöra sig erfarenheter från de störningar som inträffat. Detta kan förhoppningsvis utgöra en god grund för nödvändiga förbättringar i anläggningarnas elkraftförsörjning. I samband med införande av *Oberoende härdkylning* och arbetet med *Degraderad kraftförsörjning* har det till exempel blivit kännbart att en samlad kunskap saknas om *varför* svenska reaktorers förmåga till härd- och resteffektkylning har fått den utformning som är aktuell idag. En snabb överblick av Sveriges kärnkraftreaktorer gör det uppenbart att de finns en avsevärd teknisk utveckling av kraftförsörjningens utformning. Det tydligaste exemplet på detta är O1:s hjälpkondensator till F3 och O3 som är starkt elberoende för upprätthållandet av härd- och resteffektkylning.

SSM anser att det är värdefullt att dokumentera *varför* dessa val gjordes under konstruktionen av anläggningarna. Kunskapen om *hur* dessa system fungerar finns dokumenterad och bevarad, men det är tunt med information om vilka förutsättningar som låg till grund för utvecklingen av kärnkraftanläggningars kraftförsörjning. *Förståelsen* och *kunskapen* om vilka förutsättningar som reaktorerna konstruerades för är av stor vikt för att kunna förstå vilken säkerhetspåverkan som anläggningarna utsätts för när omgivningen och tekniken förändras över tid. Om en ökad förståelse kan uppnås ger det bättre förutsättningar att på ett mer *vederhäftigt* sätt identifiera tekniska områden och åtgärder där säkerheten kan förbättras.

Utredningsrapporten går översiktligt igenom vilka typer av kraftförsörjningsprinciper som de svenska kokvattenreaktorerna konstruerades utifrån och går sedan vidare och redogör varför vissa typer av konstruktionsval lades till eller togs bort i samband med utvecklingen av anläggningarna. I slutet av rapporten diskuteras vilka andra intressenter och faktorer som påverkade utformningen av anläggningarna. Utredningens innehåll baseras på vittnesmål från ingenjörer som var med och hade ett avgörande inflytande på utvecklingen av svenska kärnkraftanläggningar.

Den rekommendation som arbetsgruppen ger till läsaren av denna rapport är följande: det är inte elkraften som kraftförsörjningsprincip som bör belysas. Begränsningar som andra typer av kraftförsörjning har är inte heller optimalt för att utföra kraftförsörjningsfunktionen i en kärnkraftanläggning. Att byta ut elkraft mot någon annan kraftförsörjningsprincip kan ge andra begränsningar som inte gynnar den övergripande reaktorsäkerheten. Det som bör belysas är *hur* elkraftsystemen konstrueras och används. Detta bör vara fokus för kommande arbeten som myndigheten kommer bedriva inom området.

Att återgå till det som en gång har varit är och förblir en omöjlighet, **det är inte heller en önskan**. Men en medvetenhet och en *förståelse* för historien ger en insikt och vägledning om vad som idag behöver göras för att åstadkomma en förändring till det bättre och vilka nya utmaningar som behöver beaktas.

Innehåll

Förord	1
Sammanfattning	2
Innehåll	3
1. Bakgrund	4
2. Syfte	5
2.1 Omfattning och avgränsning	5
2.2 Disposition	5
3. Övergripande om kraftförsörjning	6
4. Beställning, design och leverans	8
5. Om konstruktionsprocessen	11
5.1 Elkraftsystemens konstruktionsprocess	13
6. Kraftsystemens generella utformning och utveckling	15
6.1. O1: En turbin två generatorer – två elektriska subar med diversifierad passiv kraftförsörjning	18
6.1.1. Externa Kraftsystemet	18
6.1.2. Interna kraftsystemet	19
6.2. R1: Två turbiner – fyra elektriska subar med diversifierad kraftförsörjning	20
6.2.1. Externa kraftsystemet	20
6.2.2. Interna kraftsystemet	20
6.3. O2, B1 och B2: En turbin – två elektriska subar	21
6.3.1. Externa kraftsystemet	21
6.3.2. Interna kraftsystemet	21
6.4. F1 och F2: Två turbiner – fyra elektriska subar	22
6.4.1. Externa kraftsystemet	22
6.4.2. Interna kraftsystemet	22
6.5. F3 och O3: En turbin – 6 elektriska subar	23
6.5.1. Externa kraftsystemet	23
6.5.2. Interna kraftsystemet	24
7. Kraftförsörjningsprinciper	25
8. Omgivningsvillkor och andra faktorer som påverkat kärnkraftsanläggningar 27	
8.1. Konstruktionsförutsättningar och krav från leverantör	28
8.1.1. Rörbrott	29
8.1.2. Översvämning	29
8.1.3. Brand	29
8.1.4. Yttre påverkan	29
8.1.5. Anläggningsdokumentation	30
8.2. SKI:s roll	33
8.3. Det nationella kraftsystemet – Statens Vattenfallsverk och Sydkraft	34
9. Rekommendation, insikter och slutord	37
9.1. Rekommendation: Kraftförsörjning	37
9.2. Insikt: Konstruktionsprocessen	38
9.3. Insikt: Att konstruera och verifiera.....	38
9.4. Insikt: Olika aktörer och krav på oberoende	39
9.5. Slutord: Idag	39
10. Förslag på vidare studier för den intresserade	39
Ordlista	40
Litteraturlista	43

1. Bakgrund

SSM har vid uppföljning av de störningar som skett i kärnkraftanläggningar, både nationellt och internationellt, initierat ett arbete kallat *Degraderad kraftförsörjning* [1]. Ett mål med arbetet är att möjliggöra ett helhetsgrepp om hur tillståndshavare angriper ämnet samt tillgodogör sig uppdagade förbättringsarbeten som visat sig i samband med störningarna som rör anläggningarnas elkraftförsörjning.

Parallellt med uppföljningen av inträffade störningar har SSM arbetat med konstruktionsförutsättningar för *Oberoende härdkylning* [2] som efter Fukushima-olyckan 2011 betonade vikten av att kunna kraftförsörja anläggningars *säkerhetsfunktioner*¹ härd- och resteffekt kylning även under svåra omgivningsförutsättningar.

I samband med införande av *Oberoende härdkylning* och arbetet med *Degraderad kraftförsörjning* har det till exempel blivit kännbart att en samlad kunskap saknas om *varför* svenska reaktors förmåga till härd- och resteffekt kylning har fått den utformning som är aktuell idag. En snabb överblick av Sveriges kärnkraftreaktorer gör det uppenbart att de finns en avsevärd teknisk evolution av kraftförsörjningens utformning. Det tydligaste exemplet på evolutionen är O1:s hjälpkondensator till F3 och O3 som är starkt elberoende för upprätthållandet av härd- och resteffekt kylning.

I de nyare anläggningarna har stort fokus lagts på att kraftförsörja komponenter med elkraft vilket har gjort dem fullt ut elkraftberoende för att kraftförsörja processsystemen. Detta gör att utredningen har fokus på elkraftkonstruktion, dock utesluts inte frågeställningar som rör val av andra principer av kraftförsörjning.

Det är fler förutsättningar än nukleär säkerhet som styr en kärnkraftsanläggnings slutgiltiga konstruktion. Syftet med att uppföra en kärnkraftsanläggning är att den skall producera energi, eller som Cnut Sundqvist, f.d. teknisk direktör vid ASEA-ATOM, uttryckte det ”*en kärnkraftsanläggning ska vara en kilowattimme-fabrik*”. Elkraftsystemens utformning har många olika förutsättningar att förhålla sig till då de angränsar till, och samverkar med, både turbin och angränsande nät för 400 kV, 130 kV och 70 kV. Detta gör att fler förutsättningar och omgivningsvillkor kan påverka utformningen. När dessa omgivningsvillkor (som inte direkt härrör till nukleära säkerheten) ändras kan systemens förutsättningar ändras och således även systemens förmåga att utföra sin funktion. Sådana omgivningsvillkor och förutsättningar kan vara ändrade affärsmodeller, ansvarsförhållanden och rollfördelning för kraftproduktion samt händelser i världen som sätter större fokus på andra områden.

SSM anser att det är värdefullt att dokumentera *varför* dessa val gjordes under konstruktionen av anläggningarna. Kunskapen om *hur* dessa system fungerar finns väl dokumenterad och bevarad, men det är tunt med information om vilka förutsättningar som låg till grund för utvecklingen av kärnkraftanläggningars kraftförsörjning. *Förståelsen* och *kunskapen* om vilka förutsättningar som reaktorerna konstruerades för är av stor vikt för att kunna förstå vilken säkerhetspåverkan som anläggningarna utsätts för när omgivningen

¹ Begreppet säkerhetsfunktion har utvecklats sedan anläggningarna byggdes och har inte en helt enhetlig definition. Enligt SSMFS 2008:17 är följande säkerhetsfunktioner omnämnda i 3 §; reaktivitetskontroll, primärsystemets integritetsskydd, härdnöd kylning, resteffekt kylning och inneslutningsfunktionen. Det bör noteras att säkerhetsfunktioner inte alltid har varit definierat på detta sätt.

och tekniken förändras över tid. Om en ökad förståelse kan uppnås ger det bättre förutsättningar att på ett mer *vederhäftigt* sätt identifiera tekniska områden och åtgärder där säkerheten kan förbättras.

Denna studie har för avsikt att återge de mest tongivande förutsättningarna som fanns under konstruktionstiden från den första reaktorn O1 till de nyaste reaktorerna F3 och O3.

2. Syfte

Syftet med utredningen är att bevara kunskap om bakgrunden till konstruktionsval i svenska kärnkraftanläggningar. Det går inte fullt ut att ge en övergripande bild och förståelse för anläggningarnas uppbyggnad och funktion. Men givet är att så länge anläggningarna är i drift bör ansträngningar göras för att bevara historien om varför och hur anläggningarna uppfördes. Detta för att kunskap är en nyckel för att myndigheten ska kunna identifiera och förstå säkerhetspåverkan av de över tid förändrade förutsättningar som anläggningarna drivs under.

2.1 Omfattning och avgränsning

En överenskommelse gjordes att avgränsa utredningen till svenska lättvattenreaktorer, då syftet med de tidigare reaktorerna inte var att endast producera elkraft, utan att vara en del i den s.k. Svenska Linjen [3]. Beaktande av nuvarande konstruktion av anläggningarna och eventuella ombyggnationerna kommer endast att tas upp i begränsad omfattning, där arbetsgruppen har funnit det relevant och bidragande till utredning. Generellt har rapporten valt att inte ta upp konstruktionsändringar som gjordes efter 1985, detta för att begränsa rapportens omfång.

Även en avgränsning gällande Ringhals 2, 3, och 4 har gjorts. Själva reaktordelen levererades av amerikanska Westinghouse, men elkraftsystemen var Statens Vattenfallsverk ansvarig för. Redan 1973 publicerades en uppsats som motiverar utformningen av hjälpkraftsystemen i Ringhals skriven av Rune Fransson, "Utveckling som visar vägen: Säkra System i Ringhals" [4]. Tyvärr gick Rune Fransson bort för några år sedan och kunde inte medverka i utredningen. Arbetsgruppen bedömde att komplettering av uppsatsen inte skulle vara resurseffektivt.

2.2 Disposition

Avsnitt 3 ger en generell beskrivning av vad som avses med kraftförsörjning i denna rapport och vilka för- och nackdelar beskrivningen har.

I avsnitt 4 beskrivs en kort historisk översikt om när anläggningarnas uppfördes, samt en beskrivning av generell reaktorutveckling av ASEA-ATOM:s anläggningar. Avsnittet syftar till att ge en känsla för tiden som anläggningarna byggdes och konstruerades under.

I avsnitt 5 beskrivs ASEA-ATOM:s konstruktionsprocess, där avsnitt 5.1 är speciellt inriktat mot elkraftsystemens konstruktionsprocess. Syftet med avsnittet är att delge läsaren en uppfattning om hur processen gick till.

I avsnitt 6 tas generell utformning av kraftsystemen upp. Avsnittet är uppdelat efter anläggningarnas utformning samt om kraftförsörjningen är diversifierad.

Avsnitt 7 är inriktat mot de kraftförsörjningsprinciper som har utnyttjats vid utformningen av ASEA-ATOM:s reaktorer. Vilka avvägningar som har gjorts och några för- och nackdelar med de olika systemen beskrivs.

Vidare är avsnitt 8 uppdelat i tre stycken underavsnitt med syfte att ge en inblick i vilka andra faktorer och intressenter som har påverkat utformningen av elkraftsystemen i kärnkraftanläggningar i Sverige.

Reflektioner och slutord delges i avsnitt 9.

Utredningen avslutas med avsnitt 10 där framtida möjliga arbeten föreslås.

3. Övergripande om kraftförsörjning

Utredningen fokuserar på anläggningars förmåga att kraftförsörja säkerhetsfunktioner. Det underlättar att beskriva *funktionen* kraftförsörjning; då kraftförsörjning innebär ett system som **omvandlar** energi, **levererar** energi via matningsvägar till en last som **använder** energin för att utföra sin primära funktion. Avgränsningen för vad som menas med kraftförsörjning i denna rapport är från att energi har ”producerats”, till exempel ett diesellaggregat har via förbränning skapat ett moment på en axel som via en generator omvandlar mekanisk energi till elektrisk, till att energin från den mottagande lasten har omvandlats. Till exempel när pumpmotorn har överfört energin till pumpaxeln för att driva ett önskat vattenflöde.

Oavsett vilken typ av *medium*² (t.ex.: el, ånga, tryck etc.) som väljs för att föra över energi behöver systemet ha dessa tre grundkomponenter för att *kraftförsörjningsfunktionen* ska vara intakt (omvandlar, levererar, använder).

En fördel med att använda ordet *kraftförsörjning* och dess fokusering på funktionen i en anläggning är att begreppet är teknikneutralt vilket kan bidra till att vara *pådrivande* [5] och *möjliggöra* en utveckling hos tillståndshavare och kärnkraftindustrin. Att vara teknikneutral innebär att möjligheten att välja olika principer för kraftförsörjning, till exempel via ånga, gravitation, tryck eller el, står fritt för tillståndshavarna.

Vad som kan anses vara ”*bästa möjliga teknik*” [6] eller val av kraftförsörjningsprincip är inte givet, utan är en kombination av vilka behov processsystem ställer på kraftförsörjningen. Vidare avgör även teknikutvecklingen och ändrade omgivningsvillkor, till exempel påverkar krav från anslutande kraftsystem en anläggningsutformning. Att förstå de

² Dessa källor är emellertid ej utbytbara med varandra.. Angriff behöver ånga av rätt temp och tryck, samt en kondensor. El-drift behöver det nationella kraftsystemet, alternativt lokalt producerad el från kemi (batteri), förbränning (diesel) Även i dagens kärnkraftanläggningar har således kraftförsörjningen olika ursprung. Batterisäkrad kraftförsörjning är i det korta perspektivet säkrast då den kemiska energiomvandlingen är mycket säker. Dieselsäkrad kraftförsörjning är något mer osäker, då den är beroende på att dieseln startar. Yttre nät är osäkrast och säkrast på samma gång. Sannolikheten för avbrott är låg, men ett fel eller avbrott drabbar samtliga subar samtidigt.

tekniska antaganden som gjorts för varje anläggning är en grundsten i säkerhetsarbetet då säkerheten helt och hållet är tillståndshavarnas fulla ansvar.

En nackdel med att använda ”kraftförsörjning”³ för att beskriva ovanstående systems funktion hos kärnkraftanläggningar är att begreppet är relativt nytt och ska även beskriva något som redan finns. Nya begrepp kan skapa komplikationer och bidra till otydligheter när de möter de äldre, mer väletablerade, begreppen. Till exempel användes inte begreppet kraftförsörjning vid konstruktion och byggnation av de svenska anläggningarna. Utan då talades det om processsystem, hjälpkraftsystem och kontrollsystem. Även dessa begrepp har haft en utveckling där till exempel ”hjälpkraftsystem” ibland omnämnt som ”lokal-kraft”, eller som ”elektriska kraftsystem” för F3 och O3.

Varför myndigheten väljer att reglera och bedriva tillsyn om *kraftförsörjning* istället för till exempel ”hjälpkraftsystem” är för att det finns ett behov av utveckling. Störningar i elkraftsystemet har belyst att området behöver omvärderas och att ett helhetsgrepp behöver tas. SSM har inte innan år 2006 i någon större utsträckning bedrivit riktad tillsyn inom vare sig elkraftsystem eller det mer övergripande begreppet kraftförsörjning. Vid uppföljningen av störningarna inom ärende [1] stod det klart att den internationella regelgivning och regelutveckling som krävde konstruktionsförutsättningar för ”elektriska hjälpkraftsystem” har varit fokuserat på kraftkällor, såsom dieselaggregat och gasturbiner. Kraftförsörjning (eng: *power supply*) har över tid blivit mer och mer inriktat mot el. Efter Forsmark 1-händelsen år 2006 gjordes ett stort arbete av OECD/NEA:s och DiDELSYS bildades. Under tiden som arbetsgruppen DiDELSYS arbetade inträffade en rad liknande händelser vilket gjorde att huvudfokus var på överspänningstransienter.

Efter Fukushimaolyckan i mars 2011 initierades en fortsättningsgrupp inom OECD/NEA, kallad ROBESYS, som syftade till att stärka elkraftsystemens robusthet mot extrema yttre händelser. Detta gjorde att fokus återigen hamnade på kraftkällor, denna gång mobila. Men mitt i arbetet med ROBESYS inträffade två händelser där fasfel skapade osymmetri vilket gjorde att samtliga motorer som kraftmatades av samma kraftkälla (externa kraftsystemet i båda fallen) trippade via inbyggda motorskydd eller gick sönder (Forsmark 2013). Konsekvensen blev att all elektriskt driven hårdkylning upphörde [1].

Erfarenheter av denna tillbakablick ger att degraderad kraftförsörjning kan påverka både *kraftkällor*, *matningsvägar* och *laster*. Störningarna har även påverkat flera redundanta säkerhetssystem som via elkraftförsörjningen är funktionellt ihopkopplade. SSM har ifrågasatt om anläggningarna har *tillräckligt funktionellt oberoende* elkraftförsörjning i arbetet som rör degraderad kraftförsörjning [1].

Även dagens förutsättningar vad gäller ägarstrukturer för kärnkraftanläggningar, samarbeten med leverantörer och hela samhällsstrukturer har ändrats sedan kärnkraftanläggningarna byggdes och togs i drift. Detta bidrar till att många aspekter inte ser ut som det gjorde vid beställning, byggnation och drifttagning av anläggningarna. Inträffade störningar gör att det är dags att lyfta frågan om kärnkraftanläggningars möjligheter att kraftförsörja säkerhetsfunktioner är tillräcklig. För att ifrågasätta detta inom rimliga proportioner behövs *förståelse* och *kunskap* om vilka val som gjordes vid konstruktion av anläggningarna.

³ IAEA Safety Standards Series, NS-G-1.8 ”Design of Emergency Power Systems for Nuclear Power Plants” är en standard som använder sig av det mer teknikneutrala begreppet *kraftförsörjning* (eng: *power supply*).

4. Beställning, design och leverans

För att få perspektiv på vilken tidsram den svenska kärnkraften har utvecklats under följer nedan en sammanfattning av när anläggningarna beställdes:

Sedan Niels Bohr kommit tillbaka från Los Alamos i augusti 1945 började han argumentera för svensk kärnkraft och framförde sitt budskap till den dåvarande ecklesiastikministern Tage Erlander. Han agerade och redan på luciadagen 1945 sammanträdde ”Atomkommittén” för första gången för att börja utreda atomfrågorna. Arbetsgruppen har valt att inte försöka beskriva det efterföljande händelseförloppet, som ledde fram till den svenska utbyggnaden av kärnkraft för elförsörjningen.

Starten på den svenska kommersiella kärnkraftbyggnationen började på slutet av 1950-talet då Atom Kraft Konsortiet (AKK) bildades. År 1958 valde AKK ut Simpevarps-halvön i Oskarshamns kommun som platsen för deras första reaktor. Under åren fram till 1964 dryftades utformningen och storleken på den tilltänka reaktorn samtidigt som AKK höll sig informerade om utvecklingen i omvärlden. År 1964 ägde den tredje konferensen i Geneve⁴ om kärnkraftens fredliga användning rum och det var under denna sammankomst som Olle Gimstedt och Sune Wetterlundh träffade på ASEA:s Curt Nicolin. Det var här som Curt Nicolin för första gången tog upp frågan om att utveckla en egen konstruktion, utan licensavtal från GE [7]. Kort därefter kom första offerten från ASEA att leverera en ”liten lättvattenreaktor av Amerikansk typ” alltså en kokvattenreaktor av samma typ som amerikanska GE tidigare hade levererat.

I april 1965 återkom ASEA med ett bindande anbud. Senare samma år bildades Oskarshamnsverks kraftgrupp AB (senare OKG AB) för att teckna ett turn key kontrakt för Oskarshamn 1 (O1). STAL-LAVAL var för beställningen av O1 en underleverantör till ASEA och konstruerade världens största dubbelroterande turbin. O1 togs i drift 1972. Vid leveranstidsförseningar fanns i O1:s avtal en paragraf om böter. Efter tio månader hade OKG även rätt att vägra ta emot anläggningen och återförvisa den till leverantören.

Tävlan om beställning av reaktorerna för R1 och R2 blev dramatisk. Under år 1967 och 1968 hade Statens Vattenfallsverk (SV, som då ägde kraftstationer, distributionsnät och 400 kV-nätet i Sverige) förhandlat med ASEA och Westinghouse om reaktorn för R1. SV ansåg att Westinghouse hade ett fördelaktigare anbud än ASEA och förordade en tryckvattenreaktor från Westinghouse. Parallellt förhandlade staten genom det konsultativa statsrådet Krister Wickman med ASEA om ett samgående av deras atomkraftavdelning med AB Atomenergi och deras bränslefabrik på Liljeholmen i Stockholm för att bilda ett gemensamt reaktor- och bränslebolag. ASEA var inte särskilt intresserad av ett sådant samgående. En överenskommelse blev möjlig genom att samgåendet villkorades med att ASEA skulle få beställning på reaktorn för R1.

Den 3 juli 1968 undertecknades en principöverenskommelse om bildandet av ASEA-ATOM med staten som ägare till hälften av aktierna. Två dagar senare, den 5 juli offentliggjorde SV att man beställt en kokvattenreaktor från ASEA till R1 och en tryckvattenreaktor från Westinghouse till R2. SV beställde turbinanläggningen inklusive generator till R1 från English Electric och turbinanläggningen till R2 från STAL-LAVAL med generator från ASEA. Varken staten eller SV ville att ett företag skulle få monopol på leveransen av kärnkraftanläggningar och beställningen till R1 och R2 fördelades därför på fyra anbudsgivare. Efter en del förseningar rörande turbinanläggningen driftsattes R1 1975.

⁴ <https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/magazines/bulletin/bull6-4/06405100304.pdf>

I december 1968 undertecknades samarbete inom ett särskilt bolag, ASEA-ATOM AB, som började sin verksamhet den 1 januari 1969. Krister Wickman blev den förste industriministern i det nyinrättade industridepartementet från den 1 januari 1969.

År 1969 beställdes OKG:s reaktor 2, O2. I samband med O2:s beställning ville även Sydkraft beställa en kopia av O2 med förlägningsplats i Barsebäck, reaktorn blev Barsebäck 1 (B1). Sydkraft beställde sedan 1972 en till kopia av B1 till anläggningen i Barsebäck, och det som till vardags brukar benämnas ”trillingarna”; O2, B1 och B2 var beställda av ASEA-ATOM. Vid beställningen av trillingarna stod ASEA-ATOM för reaktorn och STAL-LAVAL för turbinen, men redan vid denna beställning fanns det samordningsdiskussioner mellan de båda parterna som senare kom att fördjupas. O2 driftsattes 1974, B1 1975 och B2 1977.

Vattenfall hade planer på att expandera antalet kärnkraftanläggningar i landet [8], men den tilltänkta förlägningsplatsen i Trosa var det protester mot. Därför kom Vattenfall med ett annat förslag; Forsmark. Vid beställning av reaktorerna vid den nya förlägningsplatsen samarbetade Vattenfall med ett antal lokala bolag och bildade Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA).

I januari 1971 gav ASEA-ATOM anbud om att bygga Forsmark 1 och Forsmark 2 (F1, F2) i konkurrens med två tryckvattenleverantörer, Westinghouse och KWU. Vid beställningen hade SV önskemål om att ASEA-ATOM skulle bygga Ringhals 3 och 4 (R3, R4) och Westinghouse skulle bygga F1 och F2. ASEA-ATOM var inte helt tillfreds med beslutet, även dåvarande regering ansåg att ASEA-ATOM skulle bygga F1 och F2, och Westinghouse, R3 och R4.

Det blev som regeringen tyckte var lämpligast.

I och med att diskussioner med Statens Vattenfallsverk inleddes om den anläggning som senare blev F1 drog ASEA-ATOM igång arbetet som kom att resultera i det som benämns *Källarstandard*. Benämningen uppkom då arbetet utfördes i källaren hos ASEA:s utvecklingsavdelning. Källarstandard lägg sedan även till grund för beställningar av TVO för Olkiluoto 1 och 2 (OL1, OL2) samt vidareutvecklingsarbetet i BWR 75. Projektet var således tongivande för svensk kärnkraftutveckling.

Källarstandard har sitt ursprung från den internationella utvecklingen av kärnkraft som i sin tur drevs av oljekrisen i början av 1970-talet. Reaktordelens utformning togs fram under mycket kort tid av en begränsad arbetsgrupp. Källarstandard utvecklades för att klara en mycket högre reaktoreffekt än i tidigare utföranden, målet var en ökning med 60 %. Ledord för arbetet var att konstruktionen skulle öka anläggningens *säkerhet* och *tillgänglighet*. Enkelfel och brand skulle klaras. Drift- och underhållskostnaderna kunde begränsas genom ökad användning av redundans i stället för diversifiering.

Nedan beskriver Bengt Ivung, Civ Ing, en av deltagarna i arbetet med Källarstandard, översiktligt hur arbetsgruppen resonerade om olika konstruktionsval:

Under arbetet studerades bl.a. olika konfigurationer för de processtekniska säkerhetssystemens utformning. Jag sökte först åstadkomma ett enkelt hårdkylningssystem där en pump kunde pumpa in vatten till reaktortanken vid både högt och lågt reaktortryck. Det närmast till hands liggande systemalternativet var att utföra anläggningen med 3x100 % säkerhetssystem för att klara både enkelfel och brand. Effekten för hårdkylningssystemets

pumpar blev emellertid mycket stor och kunde inte klaras med på marknaden tillgängliga dieslaggregat. Arbetet fortsatte med ett alternativ där inpumpningen till reaktortanken delades upp på en centrifugal högtryckspump och en annan centrifugal lågtryckspump, för vart och ett av de tre 100 % delarna. Även i detta alternativ var effektbehovet till nödkylpumparna för stort för att klaras med då tillgängliga dieslaggregat.

Parallellt studerades även olika utformningar av reaktorbyggnaden. Jag tog fram ett alternativt förslag för en rund byggnad med långa hängande tubvärmväxlare för kylning av inneslutningsbassängen och för kylning av reaktorvattnet. Utformningen skulle för enkla service och underhåll av värmväxlarna.

Vid ett möte med hela gruppen diskuterades olika förslag för processystem-elsystembyggnadsutformning. Under mötet var det någon som kom med förslaget att göra säkerhetssystemen 4x50 % vilket trots den totalt mindre kylkapaciteten från 300 % till 200 % skulle klara enkelfel och brand och kanske även bli billigare. Ett 4-delat system i kombination med att använda kolypump i stället för centrifugalpump för högtryckssystemet bedömdes kunna ge en nödvändig effektminskning för dieslarna. El-chefen blev då mycket glad när han konstaterade att han skulle kunna köpa dieslar, layoutansvarig konstaterade att han hade en bra placering av säkerhetssystemen i reaktorbyggnadens fyra hörn och slapp det runda alternativet när jag meddelade att jag hoppades kunna använda kompakta plattvärmväxlare för bassängkylningen i stället för de långa tubapparaterna.

Det blev Bingo!

Cnut Sundqvist beslutade vid sittande bord att vi skulle gå vidare med 4x50 %. Senare visade det sig att den valda systemlösningen var mycket lyckosam och användbar för olika händelsekombinationer i samband med service och underhåll mm.

Vid beställning av F1 och F2 kände sig Vattenfall inte helt säkra på ASEA-ATOM:s utvecklingsarbete, de menade att det hade gått för fort (ca sex månader) och beställde således in en rådgivare och granskare från amerikanska Bechtel.

Avtalen för F1 och F2 var tvådelade, ett avtal för reaktor och ett annat avtal för turbin, tecknades i maj 1972. SV köper 1972 reaktordelen av ASEA-ATOM och turbindelen av STAL-LAVAL för Forsmark 1. FKA övertar sedan avtalen från Vattenfall. År 1973 tecknas liknande avtal mellan FKA och ASEA-ATOM respektive STAL-LAVAL för Forsmark 2. Det var SV/FKA som hade samordningsansvaret och svarade dessutom för bygget. En stor del av samordningen mellan reaktor och turbin utfördes dock av ASEA-ATOM. F1 driftsattes 1980. I november 1973 tecknades ett liknande avtal mellan FKA och ASEA-ATOM för F2 som driftsattes 1981.

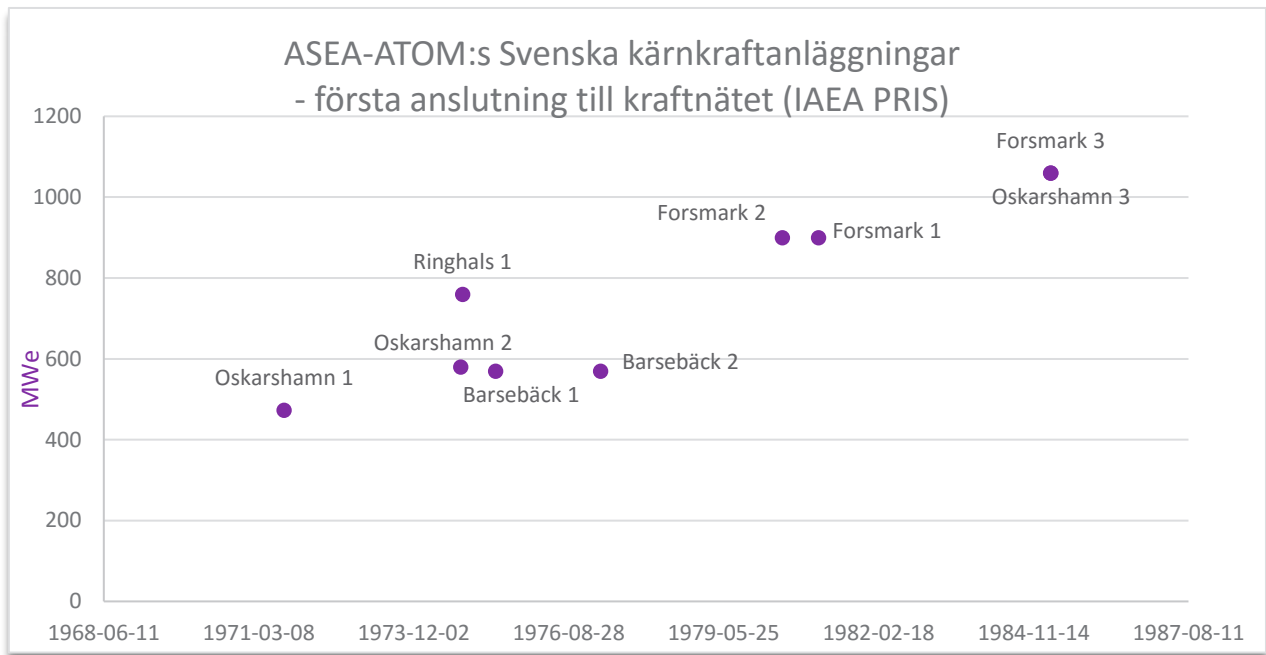
I samband med beställningen av de första två reaktorerna till Forsmark, beställde även finländska Teollisuuden Voima Oyj (TVO) år 1973 och 1974 två stycken reaktorer baserade på Källarstandarden, precis som F1 och F2. De finska reaktorerna blev uppförda på ön Olkiluoto i Euraåminne i landskapet Satakunta och kallas numera Olkiluoto 1 och 2 (OL1, OL2) där OL1 togs i kommersiell drift 1979 och OL2 1982.

Vid årsskiftet 1972/1973 inledde ASEA-ATOM sitt nästa utvecklingsprojekt som benämndes BWR 75. Anbud om Forsmark 3 och 4 (F3, F4) lades sommaren 1975 med ett tvådelsavtal liknande F1:s avtal. Året därpå, juni 1976, beställde även OKG en BWR 75 till Oskarshamnsverket på Simpevarpshalvön. Regeringen som satt 1976 var oenig om

bygget av F3, vilket gjorde att beslutet mynnade ut i att F3 skulle byggas ”långsamt”. Men hösten 1978 var regeringen återigen oenig och frågan om att avbryta bygget av F3 kom upp, men att O3 skulle slutföras.

Oenigheterna inom riksdagen blev så omfattande att statsministern avgick i oktober 1978 och våren 1979 föreslog regeringen att 12 reaktorer skulle slutföras vilket medförde att byggena av F3 och O3 fortsattes. Den 5 augusti 1985 blev nytt leveransdatum för F3. Den 18 augusti var F3 i kommersiell drift, tre dagar efter O3.

ASEA-ATOM arbetade med många parallella projekt och utvecklade sina reaktorkonstruktioner från 440 MWe till 1 060 MWe på mindre än 20 år. I figur 1 visas en tidsaxel för anläggningarnas idrifttagning och ursprunglig effekt.



Figur 1 ger en översiktlig bild över när svenska anläggningar fasades för första gången mot kraftnätet. Data är taget från IAEA:s Power Reactor Information System (PRIS).

Utöver ASEA-ATOM:s 11 byggda anläggningar togs underlag fram till två nya anläggningar; BWR90 och BWR90+. BWR90 togs fram inför finska TVO:s offertförfrågan för Finlands femte reaktor (OL3). Anläggningen offererades 1991 men projektet stoppades på grund av beslut i finska riksdagen. BWR90+ togs bl.a. fram inför en förnyad offertförfrågan för OL3. Projektet stoppades 2002 då nya ägaren Westinghouse beslutade avstå att överhuvudtaget offerera.

5. Om konstruktionsprocessen

För att förstå hur anläggningarna konstruerades och hur elkraftsystemen utformades med reaktorutvecklingen bör ASEA-ATOM:s konstruktionsprocess beskrivas översiktligt.

I ASEA-ATOM:s kärnkraftanläggningar gjordes följande uppdelning i systemgrupper;

Byggnadssystem (100-system)
Reaktor och mekaniska system (200-system)
Processystemen (300-system)
Turbinsystem (400-system) STAL
Kontrollsystemen (500-system)
Hjälpkraftsystemen (600-system)
Servicesystem (700-system)
Övriga system (800-system)

Processystemen var den ledande konstruktionsdelen av anläggningarna som gav underlag och konstruktionsförutsättningar för hjälpkraftsystemen/elkraftsystemen. Men det skedde genom hela konstruktionsprocessen en iterativ kommunikation mellan de olika disciplinerna, där konstruktionsarbetena inom olika tekniska områden pågick parallellt.

Konstruktionsprocessen skedde stegvist parallellt med att anläggningarna offererades, avtal skrevs och anläggningar byggdes. Detta medförde att om till exempel en motor blev för stor för utrymmet, eller att önskad storlek inte fanns tillgänglig på marknaden, fördes informationen fram och ändringar fick vidtas innan nästa steg i konstruktionsprocessen. Förväntningarna på vad som skulle levereras av respektive avdelning och tekniskt område var tydliga för varje steg i konstruktionsprocessen. Kommunikationen underlättades av att de allra flesta medarbetare satt nära varandra och hade daglig kontakt.

Som exempel kan lyftas att personal som jobbade med driftsättning fick spendera i upp till två år på konstruktionskontoret för att bygga upp förståelse för konstruktionsarbetet och anläggningens konstruktion samt bygga upp kontakter med konstruktörer.

Att ha projekt som pågick parallellt var ett måste för att kunna offerera och leverera anläggningar inom rimlig tid. Till exempel skulle ASEA-ATOM haft svårigheter med att behålla personal om leveranstiden drog ut på tiden.

Bengt Ivung reflekterar:

”Det hade varit svårt för ASEA-ATOM att ha en väl fungerande konstruktionsprocess om vi inte hade byggt så många anläggningar. Det kontinuerliga konstruktionsarbetet gjorde att ASEA-ATOM kunde leverera många anläggningar under kort tid.”

Gunnar Karlsson Civ Ing kompletterar:

”Det var samarbetet mellan olika tekniska områden och tydlig ansvarsfördelning som var nyckeln till framgången”

Utöver att ha en effektiv konstruktionsprocess gällde det att ständigt blicka framåt och möjliggöra för ingenjörerna att ha innovativa idéer för att kunna offerera sådant som möjligen skulle kunna bli efterfrågat. Ett exempel är att Centralt mellanlager för använt kärnbränsle (CLAB) som började skissas på efter BWR 75 och kom att byggas i stort sett parallellt med F3/O3 1980 - 1985.

Likväl som konstruktionsprocessen utvecklades och förfinades inom ASEA-ATOM på ett systematiskt sätt utvecklades och förfinades också rutiner och metoder för montage, montagekontroll samt också anläggningskontroll och driftsättning med tillhörande kontroll och provning. Detta täckte hela spektrumet från första montage till och med det nukleära driftsättningsprogrammet och det avslutande leveransprovet.

Utöver att personal som skulle arbeta med anläggningskontroll och driftsättning förberedde sig genom att arbeta på konstruktionskontoret så var alltid de enskilda projektens driftsättningsorganisation underställda konstruktionsavdelningen och verkade som dess förlängda arm. Erfarenheten från driftsättningsverksamheten åtfördes därigenom per automatik till konstruktörerna som kunde ta hänsyn till detta vid nästa projekt.

Som exempel kan nämnas att för F3 och O3 infördes i konstruktionen delade skåp för att korta tiden på kritiska linjen vid elmontaget. Det innebar att terminaldelen av apparat- och reläskåp levererades först varigenom montaget av dessa kunde påbörjas tidigare liksom förläggning och inkoppling av anslutande anläggningskablage. Den delen av skåpen som innehöll elektronik- och reläutrustning kunde därigenom levereras i ett senare skede och då hade den delen genomgått komplett kontroll inklusive funktionskontroll på fabrik. Dessa delar levererades således med tillhörande kontrollredovisning som också innehöll funktionskontroll.

Precis som för konstruktionsprocessen fanns det hos ASEA-ATOM en generisk arbetslogik och generiska arbetsprocesser från ax till limpa för den verksamhet som bedrevs också på den enskilda förläggningsplatsen.

5.1 Elkraftsystemens konstruktionsprocess

Vid konstruktion av elkraftsystemen i kärnkraftanläggningarna fanns det redan befintliga industristandarder. Konstruktion av elektriska hjälpkraftsystem hade sedan tidigare blivit väletablerat hos kraftproduktionsanläggningar såsom kolkraft och vattenkraft, men även större industrianläggningar som behövde en stabil leverans av kraft gav influenser på arbetet. Att det redan fanns mer standardiserade lösningar för byggnation av elkraftsystemen var ett förhållande som åtskilde hjälpkraftsystemen från till exempel processsystemen. Processystemen var föremål för utvecklingsarbetet för att det var där som ASEA-ATOM behövde vara i framkant. Således skedde de mesta av förändringar där som i sin tur skapade nya tekniska förutsättningar för elkraftsystemen.

Andreas Borsos, *Dipl. Ing.*, förklarar:

Det bör noteras att olikheterna i hjälpkraftsystemen i anläggningarna beror på mekanisk utveckling samt förändring av reaktor- och processystemen.

Vid design av en anläggning togs övergripande scheman fram där inmatningar bestämdes, antalet skenor, reservkraftaggregat, spänningsnivåer samt batterier för nödsituationer. Detta skedde vid ett tidigt stadium vid design av en anläggning. Innan översiktschemat för hjälpkraftsystemet fastställdes, utfördes kortslutnings- och spänningsfallsberäkningar med dåvarande principer. Följande studier utfördes:

- Beräkning av belastningsströmmar
- Beräkning av stationär kortslutningsström
- Beräkning av dynamisk kortslutningsström
- Överspänning vid lastbortfall
- Isolationskoordineringsstudie
- Start av matarvattenpump
- Krav på mättransformatorer för differentialskydd
- Relästudie och selektivplanering

Parallellt med detta arbete bestämdes utformningen av processsystemens delar. Den utformningen avgör hur de olika lasterna, som pumpar, värmare, fläktar, ventiler, speciella mekaniska utrustning skall drivas vid och vilken spänningsnivåer dessa skall anslutas till (beror av effektnivån).

Nästa steg blev att välja behövlig utrustning för hjälpkraftsystemen⁵. Kravet (enligt kontraktet) var att alla utrustningar och komponenter som levererades till alla kärnkraftanläggningar i Sverige, skall uppfylla aktuella SEN-normer, IEC (International Electrotechnical Commission) Publications, framförallt vad gäller typtester samt DIN och VDE från Tyskland.

Strukturen på organisationen som konstruerade anläggningar hos ASEA-ATOM grundades redan vid framtagandet av O1. En projektorganisation som hade ansvar för tid och pengar och en teknikorganisation som var ansvarig för den tekniska utformningen och konstruktionen av anläggningarna. Arbetsmetoderna och tekniskt underlag som togs fram för O1 utvecklades och förbättrades konstant. I gamla organisationsunderlag kan man se att från och med konstruktionen av O2, B1 och B2 är organisationen relativt konstant.

Eftersom kontrakten för anläggningarna såg olika ut hade ASEA-ATOM olika roller för samordning och koordinering av anläggningarna. Till exempel för F1 och F2 var ASEA-ATOM ansvarig för att reaktordelen med tillhörande processsystem. Turbindelen med generator och tillhörande hjälpsystem levererades av STAL-LAVAL. Men ASEA-ATOM hade samordningsansvaret för hela anläggningen. Ett exempel på hur ett sådant samordningsansvar kunde utformas var när ASEA-ATOM konstruerade hjälpkraftsystemen för F1 och F2. Då var konstruktörer från ASEA och Statens Vattenfallsverk involverade i granskningen av konstruktionsförutsättningar, med tillhörande konsekvensanalyser för att tillvarata erfarenheten från O1, R1, O2, B1 och B2 samt Statens Vattenfallsverks samlade kunskaper och erfarenhet inom byggandet av friledningar samt olika typer av kraftanläggningar. Denna grupp kallades *HUR-gruppen* (hjälpkraftutrustning).

ASEA-ATOM köpte, förutom utrustningar och komponenter från ASEA, också insatser för elberäkningar och eldetaljkonstruktion. ASEA ansvarade för att deras utrustningar och komponenter uppfyllde då gällande praxis och då gällande normer och förordningar. I och med att ASEA-ATOM och ASEA kunde ha så pass nära kontakt kunde en kunskap om utrustningar och komponenter byggas upp och ett nära samarbete vad gällde att säkerställa kvalitet skapades.

Då arbetet med Källarstandarden togs vid, samt att en del krav från både IAEA, NRC och kraftnätet i form av Nordel kom till i början på 70-talet startades vid konstruktionen av F1 och F2 "onsdagsmöten" med leverantörer och beställare. På mötena diskuterades huvudsakligen olika lösningsalternativ för att hitta svagheter i konstruktionen med tillhörande konsekvensanalys. Även riktlinjer och funktionskrav på valda apparater och apparatgrupper, systemlösningar med frågor som "vad händer om..." eller "om signalen inte kommer fram..." diskuterades. Varje nedanstående kapitel har diskuterats internt under konstruktionsfasen och utarbetat ett slags riktlinje som följde ända fram till anläggningens spänningssättning.

⁵ Till exempel: transformatorer, motorer, ställverk, batterier, likriktare, växelriktare, drivsystem för HC pumpar, kontroll- och kraftkablar, utrustning för avbrottsfritt nät, reläskydd, dieselmotor och dieselgenerator med tillhörande varvtalsreglering och kontrollutrustning samt val av kontrollutrustning, reläteknik baserat på 110 V DC eller 220 V AC eller fast kopplad elektronik Combimatic.

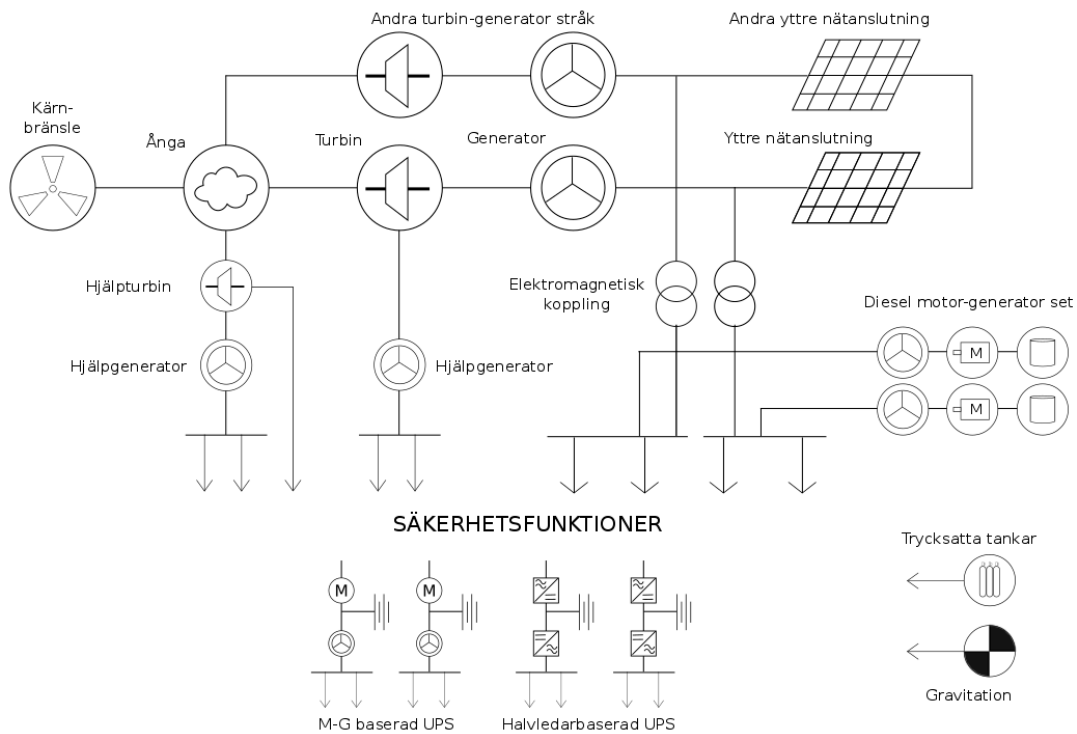
Nedan återges en förkortad version av riktlinjer som tekniskt belystes och granskades innan designverksamheten gick vidare:

- Funktionskrav av system och systemens ingående utrustningar och komponenter
- Vad händer i anläggningen om elsystemet eller delar av elsystemet och utrustningar och komponenter blir spänningslösa
- Säkerhetskrav i anläggningen på elsystemet eller delar av elsystemet i fråga
- Tekniska krav
 - Allmänna tekniska krav
 - Skydd mot överspänningar och störningar
 - Övriga skyddsfrågor och selektivitet, samt tidsaspekter.
 - Primärskyddet (skydd plus brytare) skall koppla bort felet inom 70 ms.
 - Hur påverkas elsystemet av 30min regel
- Krav på vibrationstålighet och krav på byggnadens el-rum
- Mekaniska och elektriska utformning av systemet
- Tillämpbara normer som SEN, IEC, GDC, NRC, IEEE och Nordel
- Störningskänslighet

6. Kraftsystemens generella utformning och utveckling

Från säkerhetssynpunkt varierar anläggningarnas beroende av elkraftsystem, men för att få grepp om den variationen och förståelse för elkraftens roll i anläggningssäkerheten redogörs nedan i stora drag för kraftsystemens utformning.

I figur 2 beskrivs schematiskt en kärnkraftsanläggnings vanligaste energiomvandling, och alltså även potentiella möjligheter till kraftförsörjning:



Figur 2 beskriver en schematisk bild över en kärnkraftsanläggnings olika energiomvandlingar. Bilden representerar inte någon av befintliga kärnkraftsanläggningar, utan har som syfte att illustrera vilka möjligheter till kraftförsörjning som finns. I en reaktor sker omvandling av energi genom kärnklyvning, ångbildning, mekanisk kraft i form av moment på en turbinaxel till omvandling via elkraft via en generator. I teorin finns samtliga dessa val till att utforma olika typer av kraftförsörjningssystem – alla med sina för- och nackdelar. Dessa system levererar effekt till kraftsystemet. Ihopkopplat med kraftsystemet är anläggningens elkraftsystem som är utrustade med dieselaggregat för prioriterade laster vid eventuellt bortfall av elkraft vid störd drift. I de tidigaste reaktorerna valdes en diversifierad kraftförsörjningsprincip, där till exempel ånga användes som ett komplement till elkraften.

I utredningen har systemen delats upp i två huvudgrupper; externa kraftsystemet samt interna kraftsystemet. Denna uppdelning är gjord för att de externa är direkt kopplat till det nationella kraftsystemet. Det externa kraftsystemet (i förlängningen det nationella kraftsystemet) är utanför tillståndshavarnas fulla kontroll och ansvar. De interna kraftsystemen är till för att driva processen. Dessa två system är, i och med att de är till stor del sammankopplade elkraftsystem, momentant fysikaliskt beroende av varandra. Med en viss tidsfördröjning har även processsystemen behov av kraftförsörjning och ger på så vis en direkt koppling till anläggningens aktuella driftläge där den momentana mängden energi i reaktorn avgör hur mycket tid som behövs innan behovet av elkraft påkallas. Utformningen av anslutningen till det externa kraftsystemet har en viss roll för hur de interna kraftsystemen utformades. Samverkan mellan det nationella kraftsystemet och driften av en kärnkraftsanläggning är en intrikat fråga.

Eftersom det är elkraftsystemen som dominerar kraftförsörjningsfunktionen, kommer avsnitt 6 att fokusera på elkraftsystemens konstruktion.

Det är några konstruktionsprinciper och konstruktionslösningar som har varit gemensamma för mer än ett par anläggningar, några av de mer uppenbara anges nedan:

Enkelhetsprincipen

ASEA-ATOM utvecklade över tid konstruktioner som skulle vara enkla och lätta att köra, underhålla och ha en transparent konstruktion. Det var i Källarstandarderna som konceptet utvecklades och där tog ett stort steg i att göra enkla, raka separerade system. Detta innebar att inga elektriska subar fick möjlighet till korskopplingar och omkoppling. Att införa möjligheter till korskopplingar ansåg ASEA-ATOM att för många felmoder i ett redan komplext system introducerades, vilket stred mot enkelhetsprincipen. För att möjliggöra omkopplingar med hög tillförlitlighet skulle det innebära höga krav på operatörerna, att utrustning provas och instruktioner skulle tas fram och hållas uppdaterade. Utöver ovanstående skulle även träning behöva utföras kontinuerligt i samband med att personalen måste ha stor kunskap om systemens funktion och uppbyggnad.

30 minuters regeln

För att ge operatörerna tillfälle att kunna skapa sig en överskådlig blick vid en inträffad störning eller avvikelse konstruerades anläggningarna enligt 30 minuters regeln. Principen var att anläggningarna automatiskt skulle klara av att tas ned till säkert läge utan inverkan från operatörer inom de första 30 minuterna från att en störning inträffar. Således blev principen avgörande för vilken automatiseringsnivå som anläggningen skulle förses med.

Det framgår ur Cnut Sundqvists ”*Från O1 till O3 – Eller ett kvartssekel av BWR-utveckling*” att principen har sitt ursprung vid konstruktionen från Ågesta som påbörjades 1956 och har sedan funnits med vid konstruktionen av samtliga anläggningar. Vidare sägs att därigenom var Sverige 10 år före omvärlden i denna aspekt.

Husturbindrift

Gemensamt för samtliga anläggningar är att de utrustades för att klara av husturbindrift, anledningen till detta var för att det var funktioner som behövdes för att snabbt kunna återuppta elleveranserna till kunderna. Detta för att anläggningarna skulle kunna bidra till att hela stamnätet blev mer robust och att återstart av bortkopplad anläggning gick fortare. För mer djupgående information om samverkan med kraftsystemet se avsnitt 8.3.

Dimensionering av batterier

Samtliga anläggningar utrustades med två timmar batteritid. Två timmar ansågs vara tillräckligt för att ge operatörer möjlighet att agera om något onormalt skulle uppstå. Vidare så gjorde konstruktörer ingen skillnad på batterisäkrad AC och DC – de systemen ansågs vara likvärdiga från robusthetssynpunkt.

Uppdelning mellan drift- och säkerhetssystem

Uppdelningen mellan drift- och säkerhetssystem var något som för elsystemen inte introducerades på allvar förrän vid projektet BWR 75 och konstruktionen av F3 och O3. För processystemen infördes uppdelningen i Källarstandarderna och konstruktionen av F1/F2/OL1/OI2.

ASEA-ATOM gjorde en skillnad på säkerhetssystem och säkerhetsuppgifter. Fram till och med B2 så användes principen 3x50 % på processystemen. Processystemen användes både till drift- och säkerhetsuppgifter. Från och med F1/OL1 så användes i stor utsträckning skilda system till säkerhetsuppgifter respektive driftuppgifter. För säkerhetsuppgifter

användes ofta 4x50 %- iga system. För driftuppgifter användes 3x50 % fortfarande i stor utsträckning, t ex i turbindelen. I F1/F2 används tre mava- och kondensatpumpar per turbin.

Indelning av subar och stråk

Samtliga anläggningar har konstruerats med ett antal system för att upprätthålla drift och säkerhet – dessa system är indelad i subar och stråk.

Ordet ”sub” kommer ursprungligen från engelskans ”subdivisions” men har inom svensk kärnkraftindustri blivit ett etablerat begrepp. För processsystemen användes ursprungligen ordet stråk för parallella system med samma uppgift. Ordet sub infördes främst för att beskriva vilket elektriskt stråk (eller sub) som kraftförsörjde processsystemen. Begreppet sub är centralt vid konfigurationen av en anläggnings el- och kontrollsystem. Var sub har sitt eget kabelvägssystem. Komponenterna i processsystemen benämndes sedan med tillhörande elektrisk sub A, B, C, D såsom PA4, PB4, PC4, PD4 vilket underlättade både för samordning av konstruktionsarbetet och arbetet med tillgänglighets- och säkerhetsanalys.

Subar kan vara uppdelade olika beroende på vad som avses, kontrollsystemen kan vara uppdelade i flera subar medan elkraftsystemen har ett annat antal elektriska subar, detta beror på anläggningsutformningen. Valet av antal subar för olika system har utvecklats över tid och skiljer sig mellan anläggningarna. Denna skillnad kommer att beskrivas i kommande avsnitt.

Nedan följer en övergripande beskrivning av de svenska anläggningarnas kraftsystem. Beskrivningen utgår från anläggningarnas grundutförande. Fakta i avsnittet är baserat på generella översiktsscheman samt utredningsgruppens medlemmars goda minne.

6.1. O1: En turbin två generatorer – två elektriska subar med diversifierad passiv kraftförsörjning

6.1.1. Externa Kraftsystemet

ASEA-ATOM konstruerade O1 med en ursprunglig effekt på 440 MWe. O1 anslöts till 130 kV-regionnätet via aggregattransformatorn. Startransformatorn var kopplad till det 130 kV-ställverk som man senare installerade O2:s gasturbiner till. Detta gjorde att O1, efter konstruktionen av O2, kunde matas från gasturbinerna via starttransformatorn.

Turbinen är en motroterande Ljungström-turbin vilket innebär två elektriskt sammankopplade generatorer; den ena roterar medurs och den andra moturs. Generatorerna är tillverkade av ASEA och har vardera en skenbar märkeffekt om 275 MVA. Denna typ av lösning är unik för O1 och det har aldrig konstruerats något liknande igen. Den fuktiga ångan orsakade erosionsskador i radialturbinens sista steg. Konstruktionen bedömdes vara olämplig för de ännu större kärnkraftanläggningar som skulle byggas efter O1. STAL-LAVAL träffade därför avtal med BBC i Schweiz om licenstillverkning av stora axialturbiner som kom till användning i många anläggningar. Grundkonstruktionen av O1 saknade generatorbrytare. Detta medförde till exempel att det blev mer komplicerat vid underhåll av starttransformatorn då man blev beroende av dieseldrift alternativt elkraft från gasturbiner. Då tekniken gick framåt, så kompletterades O1 med en generatorbrytare 1986 eller 1987 (båda brytarna är tillverkade år 1986). O1 togs i kommersiell drift 1972.

6.1.2. Interna kraftsystemet

I grundutförandet hade O1 två stycken elektriska subar med en spänningsnivå på 6 kV. Varje sub försågs med nödkraftaggregat i form av ett dieselaggregat. Dieselaggregaten kraftmatade objekt med en spänning på 6 kV. O1 konstruerades som en externpumpsreaktor och utrustades med fyra huvudcirkulationspumpar vardera drivna av en roterande omformare.

I O1 fanns ursprungligen inget högtrycksinpumpningssystem utan den var utrustad med en hjälpkondensor. Då det dimensionerande fallet var dubbelsidigt rörbrott i huvudcirkulationssystemet system 313 skulle ett sådant tillstånd göra att reaktortanken tömdes och blev trycklös på tre sekunder. Vid ett sådant dimensionerande tillstånd skulle lågtrycksinpumpningssystemet 323 starta och ge ett sprayflöde till reaktortanken som vid låga reaktortryck var tillräckligt för att kunna kyla boxväggar och bränsle så att bränsletemperaturen begränsades till acceptabla värden.

Skulle det vid andra rörbrott eller missöden uppstå ett läge med för högt tryck i reaktortanken för att möjliggöra vatteninpumpning med lågtryckinpumpningssystemen kunde avblåsning ske med 314 systemet. Då sjunker trycket i reaktorn och möjliggör vatteninpumpning. Dessutom finns möjlighet att pumpa in en begränsad mängd borerat vatten vid högt tryck med 351-systemet. Efter dessa resonemang ansåg ASEA-ATOM att det inte behövdes ytterligare högtrycksinpumpningssystem för O1. Vidare så gav konstruktion av hjälpkondensorn i O1 möjlighet att förlänga den passiva kylfunktion via koppling till bränslebassängerna vilket medför att den på ett passivt sätt kan förses med vatten under relativt lång tid.

De batterisäkrade systemen hade spänningsnivåer på 400 VAC och 110 VDC och även dessa bestod av två subar från ursprungskonstruktionen.

O1 var utrustad med totalt fyra stycken roterande omformare, två stycken för avbrottsfri kraft och två stycken för störningsfri kraft. Skillnaden mellan störnings- och avbrottsfri kraft var att utrustningar och komponenter som försörjdes av störningsfria nätet skulle kunna tänkas störas av varierande elkvalitet som skulle kunna uppkomma vid start av större laster. De utrustningar och komponenter som var viktiga för att upprätthålla drift och säkerhet och som inte klarade spänningsbortfall, till exempel motorstyrda ventiler, men hade potential att störa känslig utrustning försörjdes av det avbrottsfria nätet. Det fanns ingen startsekvens för de objekt som var kraftförsörjda av roterande omformare.

Utöver roterande omformarna för avbrottsfri och störningsfri kraft så använde sig O1 av en ”swingbus” som medförde flexibla drift av de batterisäkrade systemen.

Kommentarer

Redan i slutet på 1970-talet byggdes O1 om för att öka separationen för el- och kontrollutrustning. Man insåg att O1 hade en bristande separation för brand i el- och kontrollutrustningen och vid en sådan händelse skulle centrala kontrollrummets (CKR) manövernöjlighet bli allvarligt utmanad. Detta resulterade i att man genomförde en ombyggnation där man införde reservkontrollbyggnaden (RKB). Principen var att man delade upp systemen mellan RKB och centrala el-delen för att kunna hantera att antingen CKR faller bort och reaktorn skulle kunna hanteras på ett säkert sätt via RKB, eller vice versa. Vid införande av RKB anslöt man objekt i byggnaden till O2:s gasturbin med startautomatik. Man införde också högtrycksystemet, system 327.

6.2. R1: Två turbiner – fyra elektriska subar med diversifierad kraftförsörjning

6.2.1. Externa kraftsystemet

R1 hade en nästintill fördubbling av effekten, från 440 MWe till 750 MWe. Beslutet att göra R1 så markant större än O1 var att AESA pressades att erbjuda en reaktor med denna höga effekt för att kunna konkurrera med Westinghouse som erbjöd en kärnkraftanläggning med en elektrisk nettoeffekt om 820 MWe.

R1 konstruerades som en tvåturbinsanläggning, men det valet var inte helt självklart utan var mer en fråga om vilken typ av generator som skulle väljas.

När R1 beställdes 1968 hade ASEA begränsad erfarenhet av vattenkylda generatorer: Seitevare (vattenkraft) 225 MVA och 200 r/min hade kommit i drift 1967 och Västerås G4 (kraftvärme) var beställd med 230 MVA och 3 000 r/min, men togs inte i drift förrän 1975. Då erfarenheten var så pass begränsad övertygade STAL-LAVAL och ASEA SV om att tillgängligheten för stora turbomaskiner var sådan att en tvåturbinanläggning skulle ge bättre energitillgänglighet än en enturbinanläggning. Generatorerna till R1 beställdes från English Electric. Vardera turbinen konstruerades så att de kan drivas oberoende av varandra för att minimera risken för helt utebliven kraftproduktion.

R1 anslöts via aggregattransformator och radialledning till 400 kV kopplingsstationen i Strömna.

6.2.2. Interna kraftsystemet

R1 utrustades med fyra stycken elektriska subar med en varsin dieselaggregat för nödkraftförsörjning på 6 kV-nivå. R1 var som sin föregångare O1 en externpumpsreaktor, men utrustades med sex stycken externa huvudcirkulationspumpar (system 313) som var och en matades via en roterande omformare. Spänningsnivåerna i det interna kraftsystemet var 6 kV och 500 V (500 V var vid denna tidpunkt en svensk industristandard).

R1 blev utrustad med elektriskt drivet lågtrycksinpumpningssystem 323 precis som O1, men då R1 inte hade hjälpkondensorns funktion installerades två kretsar med ångdrivet i system 323 för att klara högtrycksinpumpningen. Även i hjälpmatarvattensystemet 416 installerades ett ångdrivet högtrycksystem som en redundans till 323. R1 var den enda kokvattenreaktorn i Sverige som försågs med ångdriven hjälpkraft. Vid drifttagningen av R1 var det problem med att få god tillförlitlighet och tillgänglighet på turbinerna, de mår generellt inte bra av att stå still i så långa perioder och att jobba mellan så stora tryckskillnader som krävdes av ett härdkylsystem. Erfarenheten från R1:s ångdrivna system var en bidragande orsak till varför man inte fortsatte att ha en diversifierad kraftförsörjning. För utökat resonemang om kraftförsörjningsprinciper se avsnitt 7.

Likspänningssystemet (110 V DC) var uppdelat på fyra stycken subar. För det batterisäkrade växelspänningsnätet fanns det två stycken roterande omformare. En roterande omformare försörjde två subar med batterisäkrad växelspänning.

6.3. O2, B1 och B2: En turbin – två elektriska subar

6.3.1. Externa kraftsystemet

O2, B1 och B2 eller ”trillingarna” som de brukar benämnas då de är nästan kopior av varandra. Trillingarna; O2, B1 och B2 togs i kommersiell drift 1975, 1977 respektive 1974. Anläggningarna levererades med en effekt på 570 MWe vardera. B1 och B2 anslöts till 400 kV-transformatorstationen Barsebäck (BBK) som inte ska förväxlas med Barsebäckverket (BVT). Vid idrifttagningen anslöts O2 till 400 kV-transformatorstationen Simpevarp. Transformatorstationen har nu ersatts med en ny 400 kV-kopplingsstation (Ekhyddan), en 400/130 kV-transformator och det gamla 130 kV-ställverket i Simpevarp.

Alla tre reaktorerna blev utrustade med en turbin och en stationstransformator, men inget startställverk inne i anläggningarna. Både det nybildade ASEA-ATOM samt beställarna OKG och Sydkraft var för konstruktion med en turbin – både leverantör och beställare föredrog en sådan lösning då man inte var övertygad om att den förväntade framtida högre energitillgängligheten skulle kompensera den högre investeringskostnaden som det innebär att bygga två turbiner. Samtliga turbiner levererades av STAL-LAVAL (BBC-licens). De två generatorerna för B1 och B2 hade vattenkyld generator och levererades av ASEA. Generatorn för O2 hade vätgaskyld rotor och levererades av BBC som också levererat tre generatorer med vätgaskyld rotor till Karlshamnsverket. Generatorbrytare infördes vid grundkonstruktionen av B2, men inte för B1 och O2. Senare (troligen 1986 respektive 1976) kompletterades O2 och B1, precis som O1, med en generatorbrytare för att underlätta driften, bland annat för att undvika snabbomkoppling av hjälpkraftsystemet i samband med start av aggregaten.

Vid dessa tre reaktorer uppfördes externa gasturbiner som reservkraft för att stötta anläggningar vid ett eventuellt bortfall av kraftsystemet. Gasturbinerna var en diversifierad kraftkälla till reservnätet på 130 kV för samtliga tre anläggningar. Gasturbinerna användes även som reservkraft till kraftsystemet när de inte fanns något behov av att stötta kärnkraftanläggningarna. O2:an hade två stycken dedikerade gasturbiner, medan B1 och B2 delade på två stycken. Gasturbinerna hade säkerhetsuppgifter för samtliga tre anläggningar, men de kunde användas som spetskraft för det nationella kraftsystemet om behov uppstod under förutsättning av att kärnkraftanläggningarna inte hade behov av matning.

6.3.2. Interna kraftsystemet

Utöver stöttnings från de externa gasturbinerna utrustades anläggningarna med två stycken elektriska subar med en nödkraftdiesel per sub. Spänningsnivån i interna systemet var 6 kV respektive 380 V. Trillingarna var de första reaktorer där elmotorer kom till användning för att driva högtrycksinpumpningspumparna (system 327). Från ursprunglig konstruktion var B1, B2 och O2 konstruerade så att system 323 och system 327 aldrig behövde gå samtidigt i dimensionerande fall. Vid I- och Y-isolering så användes matarvattnetsystemet 312 och lågtrycksinpumpningen, system 323, och vid A-isolering så användes system 327. Matar- och kondensatsystemen hade säkerhetsuppgifter. Dessa system matades från gasturbinerna i dimensionerande fallet.

O2 utrustades med möjlighet till manuell omkoppling till O1:s C-skena.

Trillingarna var externpumpsreaktorer vars fyra stycken motorer i huvudcirkulationssystemet 313 som försörjdes via roterande omformare. Trillingarna fick ett annat säkerhetskoncept än de två tidigare reaktorerna (O1 och R1). Trillingarna var de första som fick helt elberoende system för upprätthållande av säkerhetsfunktionerna härd- och resteffekt-kylning. I detta ingick konceptet att använda sig av system som är i drift och som har hög tillgänglighet. Man ansåg det vara en fördel att veta att systemen fungerade då systemen kördes kontinuerligt i och med att de var system som aktivt upprätthöll driften av reaktorerna. Principen för utformningen av matarvattenpumparna och kondensatpumparna var 3x50 %.

Trillingarna var utrustade med fyra subar med batterisäkrad likspänning (110 V DC). En skillnad från de två tidigare reaktorerna var att trillingarna utrustades med två stycken roterande omformare samt två stycken statiska omformare för det batterisäkrade växelspänningssystemet, där var och en av omformarna matade två subar.

6.4. F1 och F2: Två turbiner – fyra elektriska subar

6.4.1. Externa kraftsystemet

F1 och F2 togs i drift 1980 respektive 1981 med en effekt på 900 MWe per reaktor. STAL-LAVAL levererade turbinerna och ASEA levererade generatorer med vattenkyld stator och vattenkyld rotor.

F1 och F2 utrustades med två stationstransformatorer, generatorbrytare, en starttransformator samt ett startställverk (precis som R1). Anläggningarna kopplades in mot 400 kV via det gemensamma ABC-ställverket FT46. Starttransformatorn anslöts till det regionala 70 kV-nätet. I 70 kV-ställverket anslöts två gasturbiner (Gunnarsbo) vars primära uppgift var att stötta reservkraftnätet.

6.4.2. Interna kraftsystemet

Det interna kraftsystemet var precis som i trillingarna baserat på elkraft som enda aktiva kraftförsörjning av hjälpkraftsystemen. Vid konstruktion av F1 och F2 var N-2 kravet en drivande faktor, där konceptet togs fram enligt Källarstandarden (se avsnitt 3). För F1 och F2 resulterade det att fyra stycken elektriska subar där ett dieselaggregat installerades per sub för nödkraftförsörjning. Fortfarande hade man inte någon uppdelning av drift- och säkerhetsklassad utrustning. Installationen gjordes med två avståndseparerade subar per rum med spänningsnivåerna 6 kV respektive 500 V.

Då fyra dieselaggregat installerades behövde inte anläggningarna tillgodoräkna sig kraft från externa gasturbiner för att klara det dimensionerade behovet av intern kraftförbrukning. All utrustning med säkerhetsuppgift lades på 500 V nivån. Som redan tidigare nämnts så var 500 V på denna tid en industristandard i Sverige och valdes utifrån att det fanns tillgängliga utrustningar och komponenter.

Övergången från externpumpsreaktorer till internpumpsreaktorer ställdes andra krav på utformningen av drivsystemet 649 för huvudcirkulationssystemet 313. Valet av att ha statiska omvandlare för styrning av elmotorerna i systemet berodde huvudsakligen på att

ASEA hade börjat tillverka statiska omriktare (tyristorstyrda) och det fanns ett internt tryck på att använda ”sina egen” utrustning. Installationen på F1 och F2 blev då den största tyristorstyrda asynkronmotor som ASEA hade byggt. Konstruktionen togs fram speciellt för kärnkraft, då tekniken var ännu för dyr för andra tillämpningar.

F1 och F2 konstruerades med åtta stycken internpumpar. För att kompensera för massan i systemet som fanns för externpumpsreaktorerna installerades filter i de statiska växelriktarna för att förhindra för snabb styrning av huvudcirkulationspumparna. Det var även en utmaning att dra kablarna genom inneslutningen till pumparna då kablarna blev otympliga. För att kunna konstruera internpumps reaktorer krävdes det bland annat att kablarna i inneslutningen klarade av miljön. ASEA-ATOM löste det genom att ha blymantlade kablar som klarade av strålningsmiljön inne i inneslutningen. De blymantlade kablarna dämpade även störningar från drivsystemet (frekvensomriktaren). För att förhindra att speciellt pulsräknande funktioner i system 531 påverkades av störningar korsade alltid kablarna för system 531 och kablarna till pumparna i system 313 i rätt vinkel och på största praktiskt möjliga avstånd. Kablarna för system 531 är dessutom förlagda för sig inneslutna i slutna u-balkar (tjockt gods).

Behovet av stora motorer för system med säkerhetsuppgift minskade dels genom vald 4x50 % systemlösning och dels genom att reaktorerna blev utrustade med interna pumpar och risken för stora rörbrott minskade. Detta gjorde att motorstorleken på till exempel lågtrycksinpumpningen system 323 och högtryckinpumpningen system 327 kunde minskas och det räckte att ha motorer på 500 V för att täcka effektbehovet. I och med denna utformning försvann säkerhetsuppgiften från matarvatten- och kondensatsystemen.

För varje sub installerades ett batterisäkrat nät med en roterande omformare, vilket resulterade i att F1 och F2 fick fyra stycken roterande omformare för det batterisäkrade växelspanningsnätet.

6.5. F3 och O3: En turbin – 6 elektriska subar

6.5.1. Externa kraftsystemet

F3 och O3 togs i drift 1985 med en elektrisk nettoeffekt på 1 060 MWe. F3 anslöts till 400 kV-ställverket FT47 och O3 anslöts till 400 kV-transformatorstationen Simpevarp vars 400 kV-ställverk försågs med en tredje driftskena (D-skenan). Kärnkraftanläggningarna konstruerades med en turbinaxel. Turbinen levererades av STAL-LAVAL, även denna på licensens från BBC. Generatoren var fyrpolig med vätgaskyld rotor, och var vid konstruktionen av de två BWR 75-reaktorerna utgjorde några av världens största. Anläggningarna utrustades med två stationstransformatorer och en starttransformator samt med två stycken unika generatorbrytare då generatorernas märkström är ovanligt hög. Generatorerna för F3 och O3 har en beskedlig märkspänning (20,5 kV) vilket gav en märkström om 36 447 A.

Vid både O3 och F3:s förläggingsplatser var redan två reaktorer konstruerade med tillgång till gasturbin; 130 kV i Oskarshamn och 70 kV i Forsmark. Dock anslöts ingen av reaktorerna direkt till gasturbinerna, utan gasturbinerna utgjorde en diversifierad kraftkälla för det externa reservkraftnätet.

6.5.2. Interna kraftsystemet

O3 och F3 konstruerades med fyra stycken separata säkerhetsubar där konceptet med en sub per rum för första gången realiserades hos svenska kärnkraftanläggningar. Det var huvudsak insikten om att öka den fysiska separationen i anläggningarna för att klara eventuella bränder. Även krav om jordbävning från både myndigheten [7], men även ASEA-ATOM:s vilja att exportera utomlands till både Mexiko och Turkiet [3]. Utöver de elektriska säkerhetsubarna installerades två stycken driftklassade elektriska subar. I första utförandet av F3 var det tänkt att endast en driftsub skulle räcka, men av praktiska och ekonomiska skäl valde man tillsammans med Statens Vattenfallsverk att införa två stycken.

Uppdelningen mellan säkerhet- och driftsystem drevs inte enbart utav separationskravet, utan blev till även av praktiska anledningar då det krävdes en större mängd betong att bygga jordbävningssäkrade anläggningar, vilket gjorde att säkerhetsklassad utrustning koncentrerades till vissa byggnader. Driftsystemen behövde inte byggas i jordbävningssäkert utförande, vilket var starkt kostnads- och utrymmesbesparande. För utförligare beskrivning om hur anläggningsutformningen påverkades av kravet om jordbävning se avsnitt 8.

Anläggningarna var internpumpsreaktorer med åtta stycken huvudcirkulationspumpar. I likhet med F1 och F2 (även OL1 och OL2) så hade dessa statiska omvandlare filter som vid störd drift begränsar pumpvarvtalets ändringshastighet. Vid elbortfall minskar varvtalet snabbt på grund av det låga tröghetsmomentet. Både ordinarie skena och säkerhetsklassad skena fick spänningen 10 kV då motorerna för anläggningarna blev så pass mycket större då reaktorernas effekt ökade. 6 kV och 500 V som tidigare användes räckte inte till utan spänningsnivåerna valdes till 10 kV och 660 V. Samtliga säkerhetssystem baserades på elkraft.

Det bör däremot nämnas att man till exempel överdimensionerade lågtrycksinpumpningen (323) våldsamt då man hade stora osäkerheter i vilken kapacitet som myndigheten skulle kräva vid påkallad funktion. Det var i huvudsak två skäl som avgjorde kapaciteten hos system 323; Det skulle finnas en hårdstril, och den skall ha samma sprinklingsprestanda som i trillingarna. Bakgrunden till detta var osäkerhet om SKI, eller andra myndigheter, skulle kräva ett "hypotetiskt bottenbrott" och i sådana fall hur stort det skulle vara. I säkerhetsbilagan för F3 ansattes brottstorleken till 80 cm² baserat på praxis i Tyskland. Den andra anledningen var att hårdstrilen skall ha 1 x 100 % kapacitet i en krets i 323; inte 2x50 % som i F1 och F2 för att förbättra separationen.

Dessa två beslut som togs av ASEA-ATOM medförde en stor kapacitet på 323; sprinklingsflödet per patron skall vara 154 g/s och sedan finns fördelningsfaktorer och antaganden om läckage i kopplingar stuts-hårdstril baserat på vilka man kan beräkna ett krav på flöde hos 323 vid trycklös reaktor.

F3 och O3 var första anläggningarna att konstrueras utan roterande omformare. All batterisäkrad växelspanning matades genom statiska omvandlare i samtliga fyra subar.

Kommentar

Då OKG beställde O3 från ASEA-ATOM gjordes en del tillägg. Ett tillägg var att förse anläggningen med ett spädmatarvattensystem (system 328) vars uppgift är att förse reaktorn med vatten då behovet är litet (t.ex. start) och det ordinarie matarvattensystemet inte är inkopplat. På så vis behöver man vid start av anläggningen inte pumpa in vatten intermittert från kondensationsbassängen med högtrycksinpumpningssystemet (system 327).

Systemet kraftförsörjs från ordinarie nät och har inga säkerhetsuppgifter. I efterhand har driftfall^[1] (styrda via övergripande störningsinstruktioner (ÖSI)) tagits fram för att i nödfall kunna tvångsköra systemet och på så vis möjliggöra tillgång till en större mängd vatten vid störd drift.

Ett annat tillägg som gjordes för O3 var vattenblåsande ventiler. På varje ångledning sattes två ventiler i serie som på indikerad nivå i ångledning öppnade och avlastade till kondensationsbassäng via en avblåsningsventils nedblåsningsrör. Utrustningen medgav att man tog bort logik för nivåreglering med högtrycksin pumpning (327) och lågtrycksin pumpning (323) till följd av utlöst RC^[2].

7. Kraftförsörjningsprinciper

Som beskrivits i de tidigare avsnitten har elkraftsystemens uppbyggnad varierat mellan olika anläggningar, men i och med utvecklingen har de nyare reaktorernas elkraftsystem ensamt fått stå för anläggningarnas förmåga att kraftförsörja säkerhetsfunktionerna hård- och resteffektkylning. Syftet med detta avsnitt är att dokumentera varför utvecklingen gick mot att bygga anläggningar fullt ut beroende av elkraft.

För ASEA-ATOM utgjorde hjälpkondensator och ångdrivna pumpar undantag från huvudregeln. Anledningen var för att systemen endast kan krediteras under en begränsad tid. Huvudregeln var att säkerställa elkraftmatningen från hjälpkraftsystemen i både kort- och långtidsförloppet efter ett missöde. Även målet om att ha anläggningar med hög tillgänglighet bidrog till att konstruera anläggningar som var elberoende.

Nedan följer en beskrivning av de för- och nackdelar som sågs med systemen.

Hjälpkondensator

Vid konstruktionen av O1 införskaffade man information och erfarenheter från andra länders konstruktioner, dock främst från USA [9].

De privata och kommunägda kraftbolagen och industrin tog redan i början av 1960-talet avstånd från tungvattenreakortekniken. Det viktigaste skälet var den utveckling som ägde rum i USA. Bland annat hade det i USA skett ett genombrott för kokvattenreaktorer då Dresden 1, en BWR på 180 MWe levererad av General Electric, togs i drift 1960. Inte långt därefter startade en PWR, kallad Yankee Rowe, av ungefär samma storlek.

Hjälpkondensator valdes för O1 mot bakgrund av detta. En annan bidragande orsak kan vara att elektriska system på 1960-talet inte var så välutvecklade och inte ”på modet” för rän första oljekrisen slog till i början på 1970-talet, se figur 1. Utöver ovanstående orsaker så hade O1 en låg termisk effekt jämfört med senare konstruerade anläggningar vilket gjorde dimensioneringen av hjälpkondensorn mer hanterbar.

Funktionen som hjälpkondensorn bidrar med är bra att ha vid normaldrift och avställningar samt utgör en bra backupp vid diverse störningar och missöden. ASEA-ATOM:s konstruktion av hjälpkondensorn i O1 har en stor fördel i sin koppling till bränslebassängerna vilket medför att den på ett passivt sätt kan förses med vatten under relativt lång tid. Däremot kan systemet bara föra bort värmets från reaktortanken och har sin begränsning i

^[1] 3-D12.328-2

^[2] Kedja i reaktorskyddssystemet som initieras subvis på miljövillkor i RI eller nivå L3 i reaktortanken +0,5möh.

långtidsförloppet då kylvattnet tar slut. Hjälpkondensorn var dessutom en stor, skrymmande, dyr samt värmetekniskt och hållfasthetsmässigt svårberäknad apparat.

Hjälpkondensorns funktion ansågs vara bra att ha, men utgör ingen undermedicin för alla missöden och störningar. Man måste därför alltid försäkra sig om att ha tillgång till en säker elkraftförsörjning, vilket var en grundorsak till att hjälpkondensorn togs bort i senare anläggningar.

Enligt beskrivning ovan av hjälpkondensorn finns det både för och nackdelar med funktionen. ASEA-ATOM återinförde hjälpkondensorn bland annat på grund av dess passiva funktion i ASEA-ATOM:s senaste utvecklade kokvattenreaktor; BWR90+.

Ångdrivna pumpar

Enligt uppgifter från de medverkande av R1:s konstruktion är man inte helt säker på varför valet föll på ångdrivna pumpar. Valet av ångdrivna pumpar låg kanske nära till hands då det är system som även används i andra kraftverk som driftsattes under samma tidsperiod. Till exempel försågs samtliga tre Karlshamnswerk (togs i drift, 1969, 1971 och 1973) med ångdrivna matarvattenpumpar. Detta var en innovation som gav ett elektriskt hjälpkraftsystem med lägre kapacitet. Det uppges även att de ångturbindrivna matarvattenpumparna gav en högre verkningsgrad för anläggningarna. Till skillnad mot ångturbiner för hög- och lågtrycksinspumpning är de ångturbindrivna matarvattenpumparna ständigt i drift vid konstant tryck när anläggningen är i effektdrift. Matarvattenpumparna har uppvisat hög tillförlitlighet.

Vid driftsättningen av R1 var det problem att få de ångdrivna systemen att fungera korrekt, det var svårt att få en acceptabel tillgänglighet eftersom turbinen (mekaniken) krånglade.

Bengt Ivung förklarar hur ASEA-ATOM resonerade om ångdrivna pumpar efter erfarenheter från R1:

Problemen med ångdrivna nödkylpumpar var att de var dyra, komplicerade och förlorar sin effekt och möjlighet att pumpa in vatten till reaktortanken när trycket snabbt sjunker i reaktortanken vid inre rörbrott. Man är beroende av ett säkert fungerande elektriskt hjälpkraftsystem på samma sätt som i O1 med deras hjälpkondensor.

Det fanns även en annan aspekt som talade emot en fortsatt användning av ångdrivna pumpar och det var operatörernas möjlighet att köra turbinen. Det var många manövrar som måste utföras för att systemet skulle ha en chans att starta. Det relativt komplexa tillvägagångssättet att starta systemet stred emot ASEA-ATOM:s princip av enkelhet; operatörerna skulle ha system som var tillförlitliga och enkla att ha i drift, detta gällde framför allt de system som inte användes i daglig drift. Vilket blev extra tydligt när man införde system som enbart hade säkerhetsuppgifter. I arbetsgruppen finns även andra erfarenheter av ångdrivna system från andra industrier. Om vattendroppar kommer in kan detta skapa kraftiga skakningar och smällar i ångledningarna. Ångledningarna kan förses med dräneringssystem men det kan vara en utmaning vid intermittent drift av turbinerna.

Elektriska system

Som beskrivits tidigare i rapporten var trillingarna O2, B1 och B2 de första fullt ut elberoende anläggningarna. Men erfarenheter från konstruktionen av de tre anläggningarna i

samband med branden i Browns Ferry bidrog till att utveckla en mer renodlad anläggning med högre grad av separation och bättre tillgänglighet (se avsnittet om Källarstandarderna).

Valet att falla tillbaka på elkraft blev naturligt, då det är få kraftförsörjningssystem som var så pass effektiva och tillförlitliga. Sture Lindahl, tekn. lic. och senior rådgivare, reflekterar:

Något enklare, robustare och mera prognoserbar utrustning än en direktstartad kortsluten asynkronmotor har jag svårt att tänka mig.

Det hade även fördelen att det fanns god kunskap om elektriska utrustningar och komponenter och elkraftsystem inom landet, och framför allt i Västerås hos ASEA som har bidragit till den generella utvecklingen av elektriska komponenter. Lars Wallin, Civ ing, förklarar;

Det bör noteras att satsningen på elkraft som kraftkälla låg i tiden. Under detta årtionde gjordes stora språng i utvecklingen av tyristorer för drift i likriktare, frekvensomriktare för motordrifter och högspänd likström. Det fanns ett utvecklat tekniskt samarbete inom industri och kunder i vilket man delgav varandra kunskaper som ej är möjligt i dagens hårt EU-styrda upphandlingsdirektiv. Ett exempel är samarbetet för utveckling av frekvensomriktare för drivsystem 649 som pågick på ASEA-Y-sektor med deltagande från ASEA-ATOM.

De tekniska begränsningar som diskuteras i ovanstående avsnitt om hjälpkondensorn och ångturbindrivna pumpar gäller inte på samma sätt för elkraftsystemen, då de bland annat är mer reglerbara, bränsle till dieslar och gasturbiner går att lagra i tankar för att använda vid behov samt är systemen i högre utsträckning lättare att utföra underhåll och prover på. Däremot har el som kraftöverförande medium andra fysikaliska utmaningar då det är relativt komplext i sin natur med många fysikaliska parametrar som kan ändras snabbt och utmana systemets funktion. Utöver de är systemen i sig uppbyggda av många utrustningar och komponenter som ska samverka vilket i sig kan ge svårigheter att utläsa felmoder om de inte försetts med omfattande händelse- och störningsregistrering. För teknisk utveckling av elkraftsystemen, se avsnitt 6.

Följande citat kommer från Bengt Ivung och sammanfattar varför ASEA-ATOM designade fullt ut elkraftberoende anläggningar;

Orsaken till att vi övergav hjälpkondensorn och ångdrivna kylpumpar var för att man alltid är beroende av att kunna tillgodoräkna tillgången på elkraft för att kunna kyla härden. Hjälpkondensorn och ångdrivna pumpar kan bara krediteras i korttidsförloppet och inte fullt ut vid stora inre rörbrott. Systemen kan därtill inte krediteras för kylning av kondensationsbassängen. Däremot kan systemen utgöra en bra och alternativt diversifierad passiv kylmöjlighet i händelse av kortvariga störningar i elförsörjningen och har därför sitt berättigande.

8. Omgivningsvillkor och andra faktorer som påverkat kärnkraftsanläggningar

De avgörande förutsättningarna som ledde till att ASEA-ATOM kunde leverera nio reaktorer till svenska kraftsystemet framtogs hos ASEA-ATOM, men vid konstruktionsarbetet

fanns det krav och önskemål från andra intressenter som konstruktörer fick förhålla sig till, till exempel myndigheter och det nationella kraftsystemet. Syftet med detta avsnitt är att dokumentera vilka andra omgivningsvillkor, intressenter och faktorer som i någon mån påverkade konstruktionen av anläggningarna. En annan viktig aspekt i detta avsnitt är att försöka få fram hur och i vilken omfattning dessa faktorer egentligen påverkade olika designval.

Övergripande har följande områden identifierats som tongivande:

- 1) Konstruktionsförutsättningar och krav från leverantör
- 2) Statens Kärnkraftsinspektions roll
- 3) Kraftnätet – Vattenfall och Sydkraft

8.1. Konstruktionsförutsättningar och krav från leverantör

Nedan följer en sammanfattning av vilka konstruktionsförutsättningar och krav som var tongivande under konstruktionen från ASEA-ATOM:s perspektiv. Här bör det påpekas att rapporten har ägnat en övervägande del åt att beskriva tekniska val, anledningen till det är för att det var erfarenheter från tekniska aspekter som var tongivande för utvecklingen av designen.

För ASEA-ATOM drevs utveckling av reaktorerna av att de ska tåla vissa tillstånd, såsom rörbrott, för att erhålla en hög säkerhet tillsammans med system som ska hålla nere underhållskostnaderna och samtidigt ha hög tillgänglighet. Genomgripande genom hela utvecklingsprocessen av anläggningarna var att reaktorerna skulle vara enkla att köra. Detta betyder att konstruktörer på ASEA-ATOM hade i ständig åtanke operatörernas situation och deras möjlighet att kunna köra anläggningen och även hantera den när störningar uppstod. Frågor som rörde hur operatörerna skulle uppleva vissa situationer var ständigt närvarande, ett exempel där sådant spelade in var bland annat i valet av kraftförsörjning som beskrivits i tidigare avsnitt.

Inget av ovanstående var så kallade *formella krav*⁶, utan var strategi för ASEA-ATOM att konstruera säkra och konkurrenskraftiga anläggningar som till stor del gick att sälja över hela världen.

På 1970-talet kom det allt fler formella krav, det var även samtidigt som den svenska kärnkraftsmyndigheten bildades; Statens Kärnkraftsinspektion (SKI). De mest tongivande formella kraven kom från US Nuclear Regulatory Commissions (NRC) General Design Criteria (GDC) och Regulatory Guides (RG). Dessa krav kom först under utvecklingen av BWR 75 och tiden därefter. Den kraftiga ökningen av de amerikanska RG-kraven och tillhörande svenska och finska krav framgår av att det i kontraktet för F1 ingick 12 st. RG, för OL1 36 st. och för F3 90 st. Bengt Ivung förklarar i stora drag hur ASEA-ATOM hanterade tillkomna krav:

⁶ I avsnittet förekommer benämningar som *formella krav* och *informella krav*. I utredningen har en skillnad gjorts där de formella kraven härrör mer från standarder och myndighetsutövning och där informella krav är mer direkt kopplad till en händelse eller konstruktionsförutsättning. Det kan ibland vara svårt att skilja på formella och informella krav då de formella kraven många gånger härstammar från de informella. Men de formella kraven har oftast en längre tidsaspekt och mer byråkratiska i att framstå som ”best practice” medan de informella kan vara mer relaterade till konstruktionen och vad som är rimligt för att uppnå en robustare konstruktion.

”De formella kraven var mycket få vid konstruktion och byggande av externpumpsreaktorerna. Vid utvecklingen av Källarstandarderna var det främst sunt förnuft som gällde. Vid granskningen visade det sig att vi i allt väsentligt uppfyllde kraven utan större ändringar i konstruktionen men verifieringen krävde en stor mängd pappers- och redovisningsarbete. Kraven användes för det mesta till att verifiera en färdig design.”

Efter leverans av F3/O3 genomfördes utvecklingen av BWR90 samtidigt som de nya EUR-kraven⁷ gavs ut. EUR-gruppen utförde en granskning av BWR90 som ledde fram till den första EUR-godkända reaktorn.

8.1.1. Rörbrott

Rörbrott har redan innan byggnationen av O1 varit ett postulerat tillstånd som kunnat på mycket kort tid utmana reaktors säkerhet. Rörbrotten i en reaktor var det som drev utvecklingen mot internpumpsreaktorer. Samtliga anläggningar i Sverige har analyserats och åtgärder för att hantera en sådan situation har vidtagits.

8.1.2. Översvämning

Sedan översvämningen i Ågesta den 1 maj 1969 [10] och har sedan dess funnits med som ett konstruktionsstyrande krav för svenska kärnkraftanläggningar och har först och främst påverkar separationskraven.

8.1.3. Brand

Kravet om ökad brandseparation kom till i grundkonstruktionen för BWR 75 (O3/F3). Branden i Browns Ferry den 22 mars 1975 ökade även medvetenheten om känsligheten för brand hos övriga befintliga anläggningar, till exempel genomfördes projektet Kabel-Separering på O1 (KS-O1) för att åstadkomma en ökad robusthet mot brand. Att öka robustheten mot brand ställde större krav på fysisk separation. Som tidigare beskrivits ville ASEA-ATOM begränsa kostnaderna för drift och underhåll med de fyrdelade systemen och satsade därför på redundans med fokus på separation. Systemlösningar med både redundans och diversifiering samt passiva system infördes i den sist utvecklade reaktorn; BWR90+.

8.1.4. Yttre påverkan

I framtagningen av BWR 75 beaktades yttre påverkan i en större omfattning än de andra anläggningarna. Nedan listas några av de krav och möjliga tillstånd som ASEA-ATOM tog hänsyn till vid konstruktionen av F3 och O3:

Jordbävning

Jordbävning som yttre påverkan var ingen större fråga för anläggningar i Sverige, men vid framtagandet av BWR 75 behandlades jordbävning vilket var till viss del drivet av viljan att exportera anläggningar utomlands. Vid förhandlingar om O3, som återupptogs

⁷ EUR-gruppen: European Utility Requirements, <http://www.europeanutilityrequirements.org/Wel-come.aspx>

1976, hade den relativt nybildade myndigheten SKI tagit med jordbävning som ett myndighetskrav [7].

Jordbävningskravet påverkade anläggningsutformningen på så sätt att man ställde olika krav på säkerhetsutrustning och driftutrustning. Säkerhetsutrustning placerade i jordbävningssäkra byggnader. Alla seismiskt klassade byggnader placerade nära reaktorbyggnaden och på en gemensam bottenplatta. För el- och kontrollutrustningen specifikt innebar jordbävningskravet bl a

- Metodik för att verifiera jordbävningssäkerhet måste tas fram. Gjordes både genom teoretiska beräkningar och provning i laboratorier
- Elskåp måste förses med ”ytterrock” för att få nödvändig styvhet
- Elskåp svetsades till balkar som var ingjutna i bjälklaget. Normalt bultas annars elskåpen fast.
- I elektronikskåp styvades ramverken upp genom att särskilda plåtar sattes in (äggplåtar) för att minska ramverkens vibration i sidled och därmed påkänningen på rackmontrade komponenter
- Typprovning av komponenter genomfördes. Vissa komponenter underkändes, några modifierades och tillverkades i en seismisk version, t ex försågs vissa relätyper med starkare fjädrar för att förhindra kontaktstudsar. (De flesta komponenttyper för montering i elskåp klarade kraven utan åtgärd.)
- Apparatskåp som innehöll säkerhetsklassad utrustning, dvs som hade jordbävningskrav, fick ej placeras högre upp i anläggningen än på plan 4.
- Ställverksskåp som innehöll säkerhetsklassad utrustning, dvs som hade jordbävningskrav, fick ej placeras högre upp i anläggningen än på plan 3. (T ex kontaktorer har tyngre rörliga delar som är ”fjädrande upphängda” varför de är känsligare för vibrationer än lättare elektromekaniska reläer)
- Kabelstegar och kabelrännor inklusive fastsättningsanordningar togs fram i jordbävningssäkert utförande
- Praktiska kriterier togs fram hur man skulle skydda jordbävningsklassad utrustning från att vedervägas av icke jordbävningsklassad utrustning

En särskild dokumenttyp i slutdokumentationen togs fram, benämnd Seismisk dokumentation

Kravet i sig gav även en avsevärd ökad mängd redovisningspapper. Jordbävningståligheten behövdes för att kunna offerera en anläggning utanför Norden med betydlig högre jordbävningsnivåer och större anläggningspåverkan. Turkiet med en förläggingsplats på en förkastningsspricka var ett avskräckande exempel men en potentiell kund [3]. ASEA-ATOM menade att den stora frågan i arbetet med BWR 75 var brand.

Yttre händelser

För BWR 75 ökades kraven i grundkonstruktionen om yttre påverkan inte skulle kunna påverka anläggningarna i sådan grad att säkerheten skulle utmanas. Till exempel dimensionerades vissa tak efter större snölast och utformningen och placeringen av byggnader tog hänsyn till missiler

8.1.5. Anläggningsdokumentation

Vid framtagandet av anläggningarna togs så klart även anläggningsdokumentation fram. För en kärnkraftreaktor har antalet dokument stadigt ökat. Vilka dokument som användes vid konstruktion av anläggningarna är inte helt lätt att hålla koll på. Till exempel är idag anläggningarnas säkerhetsredovisning styrande och mycket central samling dokument vid

all diskussion som rör kärnkraftsäkerhet. Historien om anläggningarnas säkerhetsredovisning är inte helt lätt att kartlägga då det har varit flera olika benämningar på dokumenten och även dess betydelse har varierat under årens lopp.

I den första föreskriften som SKI tog fram, SKIFS 1998:1, användes begreppet säkerhetsredovisning, men innan dess var det benämningen säkerhetsanalysrapport som dominerande. Begreppet säkerhetsanalysrapport fanns med redan vid beställning av O1. Första versionen av säkerhetsanalysen togs fram som underlag till offerten och innehöll dimensionerande beräkningar och funktionella beskrivningar, till exempel vad som hände vid ett bottenbrott. Säkerhetsanalysen innehöll principiella konstruktionsförutsättningar för anläggningen som helhet. Detta har i princip skett för samtliga anläggningar som ASEA-ATOM offererat.

Det var under arbetet med Källarstandarderna som säkerhetsanalysen började kallas för PSAR (Preliminary Safety Analysis Report) och FSAR (Final Safety Analysis Report). Detta var även samtidigt som NRC:s skrev sin RG 1.70 (1971-1972) som beskriver vad en SAR bör innehålla för amerikanska reaktorer – det låg i tiden att formalisera processen. Vid framtagandet av Källarstandarderna så ingick det att genomföra en jämförelse med amerikanska krav där ASEA-ATOM tolkade och översatte hur svenska reaktorer klara samma tillstånd och förhållanden som de amerikanska. I stort kom man fram till att ASEA-ATOM:s reaktorer principiellt uppfyllde de amerikanska kraven och standarderna – dock inte ordagrant då NRC:s RG baserades i mångt och mycket på GE:s design, vilket inte bör jämföras med ASEA-ATOM:s kokvattenreaktorer.

När beställaren av en anläggning ansökte om tillstånd för uppförande av anläggningarna användes PSAR som underlag till ansvarig myndighet. Tillstånd söktes bland annat hos DFA fram till 1974, då SKI bildades (för vidare läsning, se avsnitt 8.2). FSAR användes på samma sätt som PSAR förutom att den beskrev en färdig konstruktion.

Innehållet för SAR har varierat både över tid och beroende på vilken part som den var riktad till, men det var ASEA-ATOM som var huvudansvarig och skrev första utgåvan till samtliga säkerhetsredovisningar. Men oavsett vilken part som tog del av SAR var det aldrig ett konstruktionsstyrande dokument. Gunnar Karlsson, Civ ing, förklarar hur ASEA-ATOM tog fram anläggningsdokumentation som rörde konstruktionsarbetet samt hur dessa förhölls sig till säkerhetsanalysrapporterna:

När konstruktionen av anläggningen gjordes hos ASEA-ATOM så var grunddokumentet systembeskrivningen med tillhörande flödesschema. Denna togs fram i flera olika utgåvor allteftersom konstruktionsförloppet framskred. Som leverantör hade ASEA-ATOM ansvar för att alla krav i kontraktet uppfylldes. De generella krav som ställdes på t ex en motor, ett ställverk, eller ventilmanöverdon sammanställdes i teknisk bestämmelse för t ex motor. Då slapp man upprepa dessa skrivningar för varje motor som köptes. För Forsmark 1 och 2 hette de tekniska bestämmelserna TB, för OL1 och OL2 hette de TBe och för F3 och O3 hette de TRE. TRE användes också för CLAB. Tidigare anläggningar hade också tekniska bestämmelser men ej så omfattande.

1982 gick diskussionen att man vill ha gemensamma tekniska bestämmelser för alla svenska kärnkraftanläggningar. Därigenom så skulle man kunna utbyta reservdelar mellan anläggningarna utan att stöta på formella krav. Den första utgåvan av nuvarande TBEer framtogs av mig. Kravet var att de skulle kunna användas för alla svenska anlägg-

ningar. Vi hade en referensgrupp med KSU Bo Sundman som ordförande och med en representation från varje svensk anläggningsplats. Författare till tillhörande KBEer var Rainer Cebulla, också han arbetade hos ASEA-ATOM. Omfattningen av TBEer [Tekniska Bestämmelser för Elektrisk utrustning] och KBEer [Kvalitets- och Kontrollbestämmelser för Elektrisk utrustning] har sedan utökats samt nya referenser införts. Detta har gjorts av kraftbolagen tillsammans. På processidan har också tagits fram motsvarande dokument.

För el- och kontrollsystem hade vi en annan inledning på det orderbundna konstruktionsarbetet. Där tog vi fram EKFer och AKFer. Det var dessa som styrde konstruktionen. Det var formella rapporter som användes dels internt inom ASEA-ATOM men också för styrning av den detaljkonstruktion som ASEA-ATOM köpte av ASEA. Pratar man med elfolk och använder begreppet Allmänna konstruktionsförutsättningar så menar man just EK-Ferna, AKFerna och KÖA-handlingarna (konstruktions- och övriga anvisningar). Eftersom systembeskrivningar var ett krav i kontrakten togs även dessa fram för el- och kontrollsystemen. Däremot så styrdes konstruktionen av EKFerna och AKFerna. Systembeskrivningarna var inte lika detaljerade som AKFerna. EKFerna, AKFerna och KÖA-handlingarna var aldrig en del av slutdokumentationen utan det var enbart interna dokument hos ASEA-ATOM. Sedan har dessa följt med vissa konstruktörer så nu finns de hos kraftbolagen men har aldrig formellt överlämnats som slutdokumentation. För O3 så förhandlade OKG, i slutuppgörelsen då anläggningen var driftsatt, till sig en utgåva av handlingarna i befintligt skick.

Parallellt med konstruktionsarbetet togs först PSAR och sedan FSAR fram. Dessa bestod av allmän del, systemdelen och referensdelen (säkerhetsanalyserna). Omfattningen ökade med tiden. Mot slutet av konstruktionsskedet togs FSAR systemdelen fram. För F1 och F2 och tidigare anläggningar utgjordes de av egna systemvisa dokument som hade en innehållsförteckning som påminde starkt om systembeskrivningarna som ASEA-ATOM använde vid konstruktionsarbetet. Men det fanns några särskilda rubriker som krävdes, därför var det ett separat dokument. För F3 och O3 så lyckades man förhandla fram att det skulle vara samma innehållsförteckning för systembeskrivning och systemets FSAR. Därför gjordes som så att när systembeskrivningen var färdig så skickades den till ASEA-ATOM:s säkerhetssektion (TOB) som granskade systembeskrivningen och sedan satte på en försättsida med texten liknande följande "För system xxx utgöres säkerhetsrapporten av bilagd systembeskrivning". Dessa säkerhetsrapporter tillsammans med allmän del och referensdelen utgjorde FSAR och var en del av slutdokumentationen, så kallad R-dokumentationen.

Allteftersom anläggningarna användes gjordes vissa ändringar. Dessa dokumenterades till en början genom revision av berörda systems systembeskrivningar och säkerhetsrapporter. Fortfarande användes beteckningen FSAR, dvs. även efter leverans av anläggningarna. Så småningom tyckte anläggningsägarna att det var jobbigt att underhålla både systembeskrivningarna och säkerhetsrapporterna och slopade då systembeskrivningarna.

De systemvisa säkerhetsrapporterna har aldrig varit en del i konstruktionsprocessen då anläggningarna konstruerades. Att sedan begrepp som konstruktionsförutsättningar senare lagts in i benämningar på SAR Systemdelen av kraftverksägarna ändrar inte detta faktum.

Då detta endast är en översiktlig beskrivning av SAR:s historia och andra konstruktionsstyrande dokumentationer rekommenderas för den intresserade att läsa ”*NOG specialutredning. Ursprunglig utformning av SAR och STF. Historiebeskrivning*” framtagen av Tomas Öhlin [11].

8.2. SKI:s roll

Staten hade en mycket stark roll redan från slutet på 1940-talet i svensk utveckling av kärnkraft. Lite senare in på 1970-talet utvecklades det hela till att kärnkraften blev ett politiskt slagträ och ett allmänt omdebatterat ämne. Denna utredning kommer inte att beskriva historien om svensk kärnkraftpolitik utan hänvisar den intresserade till [3], [7], och [12] som skildrar både leverantörer, beställare och myndighetens syn på den tiden. Däremot finns det ett mervärde i att översiktligt redogöra för myndighetens utveckling och roll under konstruktionstiden för att skapa en förståelse för varför myndigheten är formad som den är idag.

I början på 1950-talet tog svenska staten initiativet att starta ett av världens mest omfattande atomenergiprogram; Den svenska linjen. I december 1955 tillsattes Atomenergiutredningen som lade ett första lagförslag i mars 1956 och redan samma år beslöt riksdagen om tillkomsten av Atomenergilagen. Enligt lagen kunde ingen starta en reaktor utan tillstånd och säkerheten skulle vara under kontroll. För att då kunna få till en tillståndsprocess krävdes en myndighet – vilket blev Delegationen För Atomenergifrågor (DFA). DFA fick i uppdrag att vara den tillsynsmyndighet som hade rätten att ställa villkor och ha insyn i verksamheterna. Förutom att ha ansvaret som tillsynsmyndighet fick även DFA agera rådgivare till regeringen.

År 1968 anslöt sig Sverige till icke-spridningsavtalet vilket gjorde att planerna på att använda atomenergi i någon annan form än för energiproduktion avskrevs. Under tiden fram till 1974 gjordes en del omorganisationer och förstärkningar inom DFA för att renodla myndigheten till tillsynsmyndighet och ta hand om de nya riktlinjerna som kom med det nya avtalet så som att hålla koll på bränsle och ökat fokus på säkerhet. Även krav på oberoende tillsyn vad gäller kärnsäkerhet gjorde att en omorganisation blev mer betydelsefull än andra; Statens Kärnkraftsinspektion (SKI) skapades 1974.

SKI hade vid starten 15 st medarbetare, och vid denna tid fick man för en sådan liten myndighet ingen generaldirektör utan titel Föreståndare fick räcka för myndighetschefen. Samtida med SKI:s döptes Reaktorför lägningsnämnden om till Reaktorsäkerhetsnämnden och blev den rådgivande funktionen till regeringen. SKI:s uppdrag från första starten var att granska anläggningar såväl före byggstart, som av färdiga anläggningar och därefter löpande tillsyn under drift. Redan med Atomenergilagen förelåg ansvaret för säkerheten på tillståndshavarna, och SKI hade i uppgift att sätta normer för hur det skulle ske.

Under de närmaste åren växte SKI, men var i jämförelse med industriföretagen och tillståndshavarna mycket liten. För att kunna genomföra arbete skapades metoder och organisationsformer för att aktivt kunna samarbeta med industrin i säkerhetsfrågor – det var under denna tid som den ”svenska modellen”, där förhandlingar går före konflikt, skapades mellan myndighet, industri och tillståndshavare. Under perioden då de sista reaktorerna skulle tas i drift var det politiska läget mycket turbulent, som i sin tur spetsades till av härdsmältan i USA vid Three Mile Island (TMI), 28 mars 1979. SKI blev bland annat

anklagad för att inte utföra sin uppgift som ett oberoende kontrollorgan av dåvarande regering ledd av Thorbjörn Fälldin och blev något av ett politiskt slagträ med en stark opinion emot sig.

1981 fick SKI en organisation som med tanke på de turbulenta åren i slutet på 70-talet hade nya visioner om att SKI skulle bli en mer öppen, men oberoende myndighet. Under 1980-talet fortsatte dock samarbetet mellan industrin, tillståndshavare och myndigheten där man var mer inriktad på samarbete och förhandling och att man såg den informella kontakten med industrin och tillståndshavare som ett viktigt komplement till det formella. Även dessa möten blev ifrågasatta och kallades för kaffe-och-bullar-möten. Utifrån fanns kravet på att myndigheten skulle bli än mer oberoende.

På initiativ av dåvarande miljö- och energiminister Brigitta Dahl ersattes 1 april 1984 Atomenergilagen av Kärntekniklagen, som var betydligt hårdare skriven vad gäller ansvar och åtagande för tillståndshavarna. Kärntekniklagen är den lag som gäller än idag, och nuvarande myndighet (SSM) har i princip samma uppgift som SKI hade vid starten 1974 [12].

Vad gäller SKI:s expertis och intresse för elkraft- och hjälpkraftsystemen var det relativt lite arbete som ägnades åt dem. Det finns utredningsarbeten som gjordes i slutet på 1970-talet och leddes av Frigyes Reisch som 1978 var chef för SKI:s elgrupp [13]. Även probabilistiska säkerhetsanalyser för delar av elkraftsystemen genomfördes. Men efter dessa arbeten och fram till och med 2006 (störningen på F1 den 25 juli) har myndigheten inte hanterat frågor rörande kraftförsörjning på ett spårbart sätt.

8.3. Det nationella kraftsystemet – Statens Vattenfallsverk och Sydkraft

Beställarna av samtliga kommersiella kärnkraftanläggningar i Sverige var vid konstruktionen även ägare till närliggande kraftsystem. I Oskarshamn var det dåvarande Vattenfall (400 kV) och Sydkraft (130 kV) och för de två andra tillståndshavarna var det dåvarande Vattenfall. Vattenfall hade då på så sätt samma ägare som halvstatliga ASEA-ATOM. Som beskrivits i avsnitt 8.2 var staten hela tiden närvarande för svensk kärnkraftutveckling, och var så även vad gäller Statens Vattenfallsverk planer och förmåga att investera och bygga ut kraftsystemet.

Valet av anläggningsutformning, där anläggningarna antingen konstruerades med en eller två turbiner, gjordes av ägarna. Sture Lindahl, tekn. lic. och senior rådgivare, förklara hur kraftägarna resonerade i frågan:

En av mina examensarbetare började på STAL-LAVAL och fick i uppdrag att visa att en tvåturbinanläggning skulle få högre energitillgänglighet än en enturbinanläggning. Vattenfall övertygades av argumenteringen och specificerade två turbiner och accepterade en högre investeringskostnad. Då blev det också två generatorer och utvecklingssteget för ASEA beträffande generatorer blev hanterbart. Sydkraft använde då en högre kalkylränta än de 4 % som Statens Vattenfallsverk använde och då fick den förväntade högre framtida energitillgängligheten värderades lägre. OKG och Sydkraft fokuserade mer på investeringskostnaden än vad Statens Vattenfallsverk gjorde. Denna fokusering bidrog till att OKG och Sydkraft specificerade en turbin.

Som beskrivits ovan, och i avsnitt 5.1, medverkade kraftägarna i utformningen av elkraftsystemen för anläggningarna i Ringhals och Forsmark. Hur Statens Vattenfallsverk, Sydkraft och andra aktörer *tillsammans* resonerade och planerade utifrån det nationella kraftsystemets perspektiv för svensk kärnkraftsutbyggnad återfinns bland annat i följande dokument:

År 1969 gav Kommittén för tekniska egenskaper hos värmekraftstationer ut rapporten om *Tekniska egenskaper hos värmekraftstationer av särskild betydelse för kraftsystemets drift* [8]. Där lyfts framför allt den svenska kärnkraftsflottans förväntade inverka på det nationella kraftsystemet. I rapporter tas olika reglermöjligheter upp där kokvattenreaktorer speciellt lyfts fram då de kan reglera effekten via huvudcirkulationspumpar. I kommittén var representanter från både Vattenfall, Sydkraft och anläggningarna närvarande.

Nordels rekommendationer från 1975 om värmekraftstationer. I dessa två rapporter [8] [14] gavs rekommendationer och krav ut som kom att gälla samtliga anslutna värmekraftstationer i nordens kraftsystem [14]. Bland dessa rekommendationer återfinns att stationerna ska klara en 0,25 s lång två- och trefasig kortslutning på uppspänningssidan av stationstransformatorn samt att om anläggningarna faller ur fas ska de kunna övergå till husturbindrift. Dessa två krav från det nationella kraftsystemet har haft en påverkan på utformningen av kärnkraftanläggningens elkraftsystem.

Nedan anges vilka krav som ställdes avseende stora spänningssänkningar (punkt 5. Spänningstålighet och drift på eget hjälpkraftsystem) [14]:

5.4 Värmekraftaggregaten skall utföras så att turbin och generator mekaniskt kan tåla enfasiga jordslutningar och två- och trefasiga kortslutningar i nätet på aggregattransformatorns uppspänningssida under 0,25 s, varefter felet bortkopplas. Aggregatet skall vara så utfört att det därefter kan ligga kvar på nätet. Värmekraftaggregaten skall vidare dimensioneras så att de kan tåla följande generatorspänningsvariationer och därefter ligga kvar på nätet: 25 % av märkspänningen i 0,25 s därefter en under 0,5 s linjärt ökande spänning till 95 % och därefter en konstant spänning på 95 %.

Denna punkt följs av krav som ställs för det fall att spänningssänkningarna blir större *eller* om aggregatet faller ur fas:

5.5 Om större spänningssänkningar erhålles än de som aggregatet är dimensionerat för eller om aggregatet faller ur fas skall det bortkopplas från nätet. Aggregatet och dess hjälpkraftsystem skall vara dimensionerat för sådan spänningsvariation att en säker övergång till drift på eget hjälpkraftsystem kan företagas efter bortkoppling från nätet.

Kravet har sitt ursprung i en avvägning mellan kostnad för prestanda och vinster för nätet [14] där en optimering för varje anläggning behövde göras. Tidigare i rapporten [14] kommenteras den valda tiden 0,25 s vid stora spänningssänkningar med att:

Feltiden 0,25 s motsvarar genomsnittliga gränsfeltiden [gränsbryttiden] vid närliggande fel med hänsyn till bibehållande av synkronismen. (6.1 Kraftsystemets behov 6.1.2 Kortvariga spänningsavvikelser).

I båda rapporterna återfinns utförliga resonemangen om lokalkraftens [hjälpkraftsystem/elkraftsystem] förmåga att klara av de krav som ställs. I [8] tas känsliga objekt upp som kan påverkas av spänningsfall på 0,25 s och som riskerar att lösa ut en anläggning

via snabbstopp. Eldrivna matarvattenpumpar nämns som exempel. Kommittén kommer fram till slutsatsen att stora spänningssänkningar vid kortslutningar i 400 kV kan sannolik klaras, om lokalkraftanläggningar [elkraftsystemen/hjälpkraftsystem] dimensioneras upp kraftigt. I rapporten återfinns även en uppskattning för vilka kostnader som skulle kunna medföras på anläggningarna och vad som här anses rimligt ur kraftsystemets perspektiv för att uppnå det övergripande målet om att *"kraftsystemet ska kunna drivas på ett säkert och ekonomiskt rationellt sätt"*.

I [14], avsnitt 6.2.2, återfinns en utläggning om påverkan på lokalkraftanläggningen och dess förmåga att upprätthålla driften och rimligheten i att detta ska klaras. Även kravet på husturbindrift är omnämnt i 6.2.3 som en viktig systemtjänst. I slutet av rapporten återges de krav som borde ställas vid upphandling av värmekraftstationer. Kraven bör ses som minimikrav och kan man mot en rimlig kostnad få bättre prestanda så bör det med fördel väljas.

Det framgår tydligt att svenska kärnkraftanläggningars utformning har påverkats av beställarnas och ägarnas visioner om vilken roll kärnkraftsanläggningar har för det nationella kraftsystemets stabilitet. Vad gäller kravet på husturbindrift så är det långt ifrån alla kärnkraftanläggningar i världen som innehar en sådan funktion, då det vid påkallat behov kan utsätta elkraftsystemen för transienter. Enligt ASEA-ATOM var det egentligen aldrig en fråga att inte ha husturbindrift på samtliga kärnkraftsanläggningar. ASEA-ATOM delade kraftföretagens åsikt; att snabbt kunna återgå till kraftproduktion efter en störning på nätet är en situation som både gynnar kärnkraftsäkerheten och kraftsystemet i stort. Man ansåg att fördelen överväger nackdelen att vid dessa tillfällen utsätta interna elkraftsystemet för en transient.

Utöver funktioner som husturbindrift utrustades till exempel F3 och O3 med möjligheten till frekvenskontroll och stegvisa momentana effekttökningar via ångflödesreglering (funktionen benämns Pressure Set Point Adjustment) för att kunna bidra med en flexibel kraftproduktion till det nationella kraftsystemet. I till exempel [8] återfinns en diskussion om att värmekraftstationer i framtiden kan komma att bidra mer till regleringen av frekvensen i kraftsystemet, men i kommittén drar slutsatsen att en mer flexibel kraftproduktion inte behövdes just då eftersom vattenkraftens reglerförmåga var väl utvecklad.

En intressant redogörelse om hur man såg på funktionen som husturbindriften utgör återfinns i en utredningsrapport gjort av ASEA-ATOM [15] om händelseförloppet i svenska kärnkraftreaktorer efter den stora nätstörningen den 27 december 1983.

Händelseförloppet kan i stora drag beskrivas enligt följande: Den 27 december var 400 kV-nätet väsentligen återuppbyggt efter ca 1 timme. Resten av eftermiddagen (14-19) var det överföringskapacitet från norra Sverige (minskad på grund av brist på reaktiv effekt i södra Sverige), produktionskapacitet i söder och produktion från Själland som satte gränsen för hur många kunder som kunde kopplas in. B1, B2, O1 och O2 var då fortfarande snabbstoppade. Det dröjde fram till klockan 22 innan BKAB hade kommit till rätta med kärvande ventiler som förhindrade återstart. Sydkraft gjorde planer för förbrukningsbortkoppling på morgonen den 28 december. Men tack vare att BKAB kunder börja återstarten under natten och import från Själland kunde tillgodoräknas kunde förbrukningsbortkoppling undvikas. Det tog 48 timmar innan O2 kom tillbaka.

Efter händelsen togs rapporten fram bland annat på uppdrag av Rådet för kärnkraftsäkerhet [15]. I och med störningen snabbstoppade samtliga fem reaktorer utom en, F1 som

lyckades med övergång till husturbindrift. Detta medförde att kärnkraften inte kunde återuppta elutmatningen och leveranserna till elkunderna som beräknat. Däremot klarade anläggningarna att bibehålla vad som omnämns som den primära säkerheten [nukleär säkerhet]. En slutsats efter störningen var att höja anläggningarnas tillförlitlighet för husturbindrift för att bättre kunna medverka till återuppbyggnad av landets kraftsystem.

Idag har Nordel upplöst och ansvaret för kraftsystemet flyttats över på det statliga affärsverket Svenska kraftnät. Svenska kraftverk är en medlem i ENTSO-E och har mandat att utfärda föreskrifter för det svenska kraftsystemet. För den intresserade finns historien om kraftsystemets konstruktionsförutsättningar nedtecknade i Kraftsystemets Driftsäkerhet [16].

9. Rekommendation, insikter och slutord

Svensk kärnkraftsutveckling är och förblir ett omdebatterat ämne, det visar inte minst historien och den bergochdalbana som industrin, tillståndshavare och myndighet har åkt i några decennier. Många av dessa förändringar och ibland tvära omkastningar har haft sin påverkan och gjort att delar av de förutsättningar som rådde under konstruktionstiden inte råder idag.

Nedan sammanfattar arbetsgruppen en rekommendation samt några insikter som skapats under arbetet med utredningen:

9.1. Rekommendation: Kraftförsörjning

Elkraftsystemens utformning har i sig självt inte någon omfattande variation mellan olika anläggningar, men systemens roll för upprätthållande av säkerheten har förändrats över tid. Den förändringen var medvetna ställningstaganden under konstruktionstiden.

Man kan även konstatera att konstruera anläggningar med en gemensam kopplingspunkt inte var en säkerhetsfråga vid anläggningarnas uppförande. Målet om att uppnå anläggningar som har god drifttillgänglighet och tillförlitlighet med låga underhållskostnader, var ett principiellt ställningstagande som har sina för- och nackdelar. Det tillsammans med att en utbredd förståelse fanns för kärnkraftens roll i kraftsystemet verkar ha givit de förutsättningar som krävdes för att upprätthålla en acceptabel säkerhet för anläggningar som har en gemensam kopplingspunkt som elektriskt kopplar ihop samtliga subar. Att anläggningar som konstruerades med två turbiner och har en lite större funktionell separation vad gäller exponering för den gemensamma kopplingspunkten och risken för att utsättas för degraderad kraftförsörjning var drivet av andra aspekter än kärnkraftsäkerheten.

Man kan även här notera att ASEA-ATOM var först ut med att konstruera fullt ut elberoende kärnkraftsanläggningar. Om man följer utvecklingen in på 90-talet kan man konstatera att både EPR (Areva/Siemens, PWR) och ABWR (GE Hitachis) har ett starkt elberoende i sitt grundutförande.

Den rekommendation som arbetsgruppen ger till läsaren av denna rapport är att det inte är elkraften som kraftförsörjningsprincip som bör ifrågasättas. Begränsningar som andra typer av kraftförsörjning har är inte heller optimalt för att utföra kraftförsörjningsfunktionen i en kärnkraftanläggning. Att byta ut elkraft mot någon annan kraftförsörjningsprincip

kan ge andra begränsningar som inte gynnar den övergripande reaktorsäkerheten. Det som bör belysas är *hur* elkraftsystemen konstrueras och används. Detta bör vara fokus för kommande arbeten som myndigheten kommer bedriva inom området. Vidare är det ett ofrånkomligt faktum att flertalet av de dokumenterade elstörningarna [1] har uppkommit under den senare halvan av anläggningarnas livstid – då många förutsättningar för industrin och tillståndshavare redan hade förändrats (se insikt 9.4 Olika aktörer och krav på oberoende).

9.2. Insikt: Konstruktionsprocessen

Som historien visar fanns en vilja och en förmåga att omsätta visioner i praktiskt handling – att bygga nio svenska och två finska reaktorer på drygt 20 år är och förblir ett bevis på en sådan handlingsförmåga. Men under den här perioden så stod det klart att elkraftsystemen inte var det som stod i fokus vid utvecklings- och förbättringsarbetet av kärnkraftkonstruktioner. Det fanns redan vedertagna standardiserade sätt att bygga sådana tillförlitliga system. Likväl kanske elkraftsystemen var mer i behov av standardisering och uppstyrning då det är system som har många angränsningar i en kärnkraftsanläggning och på så sätt även många intressenter.

Vidare så framgår det att konstruktionsprocessen var en omfattande process där kunden, så väl operatörer och kraftsystemens krav, önskemål och situation togs hänsyn till. Det var ett återkommande tema att konstruktörerna var medvetna om motpartens situation och kom på så vis fram med tekniska lösningar som skulle underlätta och förbättra. Idag ser inte konstruktionsprocessen ut på samma sätt, utan konstruktörer fokuserar till stora delar på att uppfylla redan givna krav som kanske inte alltid är framtagna för en teknisk konstruktionslösning.

Klas Idehaag, inspektör på SSM, sammanfattar synen på hur konstruktionsprocessen inom tillståndshavarna har utvecklats:

Idag har jag uppfattningen att konstruktörer inte vet hur man jobbar som operatör utan förlitar sig på MTO-expertis som kopplas till projekt. Dessa har begränsad påverkansmöjlighet till val av konstruktion utan mer i uppgift att tillse så vald konstruktion inte medför alltför stor komplexitet.

9.3. Insikt: Att konstruera och verifiera

Under konstruktionsfasen av anläggningarna var det tydligt att konstruktionsprocessen utvecklades utifrån erfarenheter och ny teknisk kunskap. Ett färdigt konstruktionsarbete verifierades och i någon mån validerades. Då verifiering och valideringen var genomförd kunde mindre justeringar vidtas för att förbättra ett färdigt koncept.

Myndigheten agerade som en verifierande aktör eftersom myndighetens roll alltid har varit att bedöma vad som är tillräckligt säkert och agera som en pådrivande intressent för att ständigt utveckla säkerhetsarbetet hos tillståndshavare och i förlängningen industrin. SKI har gjort detta genom bland annat att ställa krav, men även drivit att vissa typer av verifierande analyser såsom deterministisk säkerhetsanalys och probabilistisk säkerhetsanalys tillsammans med några vägledande konstruktionsprinciper, till exempel djupförsvaret.

Tillsammans med SKI:s kravställande arbete har även erfarenheter från inträffade händelser agerat som en validerande funktion och en drivkraft för att förbättra anläggningskonstruktioner.

När en förbättring i en anläggning kunde vidtas, antingen på grund av analyser eller av erfarenheter, så genomfördes ett *konstruktionsarbete* hos leverantören ASEA-ATOM. När ASEA-ATOM inte längre hade samma centrala roll för konstruktionsarbetet utan tillståndshavarna själva har åtagit sig ansvaret att vid en uppdagad brist genomföra ett konstruktionsarbete har förmågan att vidta åtgärder för att förbättra konstruktioner förändrats, och i någon mån degraderats. Utvecklings- och förbättringsarbeten har ibland blivit omständiga, dyra och ibland även kontraproduktiva, inte minst i elkraftsystemen där man i nästan tio års tid har arbetat med att komma tillrätta med exponeringen av degraderad kraftförsörjning men inte fullt ut lyckats i tillräcklig omfattning [1].

9.4. **Insikt: Olika aktörer och krav på oberoende**

Ökade krav på oberoende från både myndigheter, nationella kraftsystemet, leverantörer och tillståndshavare gör att det blir utmanande att behålla den tekniska tvärkompetensen som förmodligen var en förutsättning för att fullt ut kunna bibehålla ursprungliga principer om optimerade system med hög tillgänglighet och låga kostnader. Kravet på oberoende och uppdelningen i flera olika aktörer gör att insynen och således även kunskapen begränsas.

Utredningen har givit en insikt om att den gemensamma kopplingspunkten som binder ihop samtliga säkerhetssystem under normal drift är i dagens läge möjligen för svår att upprätthålla då de kräver god kommunikation och förståelse genom många organisationer; myndigheter, kraftsystemet, ägare, leverantörer och underleverantörer (nationella och internationella) samt inte minst hos tillståndshavarna.

9.5. **Slutord: Idag**

Att återgå till det som engång har varit är och förblir en omöjlighet, **det är inte heller en önskan**. Men en medvetenhet och en *förståelse* för historien ger en insikt och vägledning om vad som idag behöver göras för att åstadkomma en förändring till det bättre och vilka nya utmaningar som behöver beaktas.

10. Förslag på vidare studier för den intresserade

Nedan listas exempel på arbeten som skulle kunna genomföras på liknande sätt som denna utredning har tagits fram. Ämnena är sådant som arbetsgruppen funnit av värde att gå vidare med, men har på grund av resursbrist fått avgränsa utredningsarbetet och inte tagit med dem i någon större omfattning.

- 1) Historien om SAR, säkerhetsredovisning och säkerhetsanalyser [11].
- 2) Konstruktionsprocessen – skillnaden mellan nu och då?

- 3) Processen på anläggningsplatsen från montage av el- och kontrollutrustning till, till och med driftsättning och leveransprov

Ordlista

<i>AKK</i>	<i>Atom Kraft Konsortiets (AKK)</i> bildades i slutet på 1950-talet och byggde Sveriges första kommersiella reaktor Oskarshamn 1 (O1)
<i>ASEA</i>	<i>Allmänna Svenska Elektriska AB</i> , var en elektroteknisk koncern med huvudkontor i Västerås.
<i>ASEA-ATOM AB</i>	Svenskt företag som konstruerade och levererade kokarvattenreaktorer. År 1969 bildas ASEA-ATOM AB genom en sammanslagning av ASEA:s atomkraftavdelning och statligt ägda AB Atomenergitekniska verksamheter
<i>BWR 75</i>	ASEA-ATOM:s utvecklingsprojekt som resulterade i en ny konstruktion av kokvattenreaktor. Konstruktionen har realiserats via byggnation av Forsmark 3 (F3) och Oskarshamn 3 (O3). Notera att det ska vara mellanslag mellan ”BWR” och ”75”.
<i>BWR90, BWR90+</i>	ASEA-ATOM:s två senaste konstruktioner efter BWR 75. Konstruktionerna togs fram för att offereras till Finland, men blev aldrig realiserade.
<i>Degraderad kraftförsörjning</i>	Tillstånd i kraftförsörjningen där komponenters funktion riskerar att utebli. Även namn på Strålsäkerhetsmyndighetens tillsynsprojekt som syftar till att möjliggöra en mer robust kraftförsörjning i kärnkraftanläggningar.
<i>DFA</i>	<i>Delegationen för atomenergifrågor</i> . Fram till 1974 ansvarade DFA för tillståndsgivning av kärnkraftanläggningar i Sverige.
<i>Externt kraftsystem</i>	System som levererar kraft till kärnkraftanläggning men är utanför tillståndshavarens fullständiga kontroll och ansvar.
<i>Högtrycksinpumpning</i>	Funktion som säkerställer att vatten kan pumpas in i en trycksatt reaktortank.

<i>Internt kraftsystem</i>	System som levererar kraft och är inom tillståndshavarens fullständiga kontroll och ansvar.
<i>Kokvattenreaktor</i>	En reaktortyp där vanligt vatten används som kylmedel och moderator. I en kokvattenreaktor produceras vattenången inuti reaktorn. Ången leds från reaktorn till turbinerna som driver generatoren som producerar elström. Vattenången kondenseras därefter i en kondensator och pumpas tillbaka till reaktorn.
<i>Källarstandard</i>	ASEA-ATOM:s utvecklingsprojekt som bland annat kulminerade i anläggningarna Forsmark 1 och 2.
<i>Kärnkraftsindustrin</i>	Leverantörer som utvecklade, konstruerade och levererade kärnkraftanläggningar. I Sverige var ASEA-ATOM AB den dominerande aktören på marknaden.
<i>LOOP</i>	Loss of off-site power. En vanligt förekommande Amerikansk definition av förlust av extern kraftkälla.
<i>Lågtrycksinpumpning</i>	En funktion som säkerställer att inpumpning av vatten sker i en reaktortank vid lågt tryck, till exempel vid ett brott i tanken.
<i>Myndighet för kärntekniska anläggningar</i>	Statens kärnkraftinspektion/Strålsäkerhetsmyndigheten. Svenska kärnkraftsäkerhetsmyndigheten som ger ut tillstånd om att driva kärntekniska anläggningar.
<i>Normal kraftförsörjning</i>	Tillstånd i kraftförsörjningen som behövs för att upprätthålla komponenters funktion.
<i>NRC</i>	Nuclear Regulatory Commission. Amerikanska kärnkraftsäkerhetsmyndigheten.
<i>Oberoende härdkylning</i>	Ett tillsynsprojekt drivet av Strålsäkerhetsmyndigheten som syftar till att öka svenska kärnkraftanläggningars förmåga till härdkylning under extrema förhållanden.
<i>SBO</i>	Station Blackout. Amerikansk definition av förlust av extern kraftkälla samt alla ordinarie nödkraftaggregat.

<i>STAL LAVAL AB</i>	Ett svenskt företag som tillverkade turbiner. Det bildades 1959 genom en sammanslagning av AB de Lavals Ångturbin och Svenska Turbinfabriks AB Ljungström (Stal). Namnet STAL LAVAL AB började användas år 1962. STAL LAVAL var ägt av ASEA.
<i>Stråk</i>	Stråk är beteckningen på ett processflöde i ett mekaniskt system. Komponenterna kan matas från samma sub, eller från flera subar beroende på klassning.
<i>Sub</i>	Samtliga anläggningar har konstruerats med ett antal system för att upprätthålla drift och säkerhet – dessa system är indelad i subar. Ordet ”sub” kommer ursprungligen från engelskans ”subdivisions” men har inom svensk kärnkraftindustri blivit ett etablerat begrepp.
<i>System, utrustningar och komponenter</i>	Vid konstruktionsprocessen av ASEA-ATOM:s kärnkraftanläggningar gjordes indelningen av system, utrustningar och komponenter. System syftar på de mer principiella övergripande konstruktionsarbetet där funktionen ska fungera, för att ha ett fungerande system som levererar en funktion behövs utrustningar i form av till exempel pumpar. Dessa pumpar är uppbyggda av komponenter såsom elmotorer, pumphus och pumpaxlar, instrumentering och säkerhetsventiler.
<i>Tillståndshavare</i>	Verksamheter som innehar tillstånd att driva en kärntekniskanläggning. De svenska tillståndshavarna för kärnkraftanläggningarna idag är Forsmark Kraftgrupp AB (FKA), Ringhals AB (RAB), OKG Aktiebolag (OKG).
<i>Tryckvattenreaktor</i>	En typ av lättvattenreaktor. I en tryckvattenreaktor står vattnet under så högt tryck att det inte kokar. Det heta vattnet pumpas genom tuber i stora värmeväxlare där vatten, som inte varit i kontakt med reaktorhärden, förångas.

Litteraturförteckning

- [1] M. Lundbäck och M. Karlsson, ”Degraderad Kraftförsörjning,” Strålsäkerhetsmyndigheten, Solna, 2015.
- [2] T. Jelinek, ”Grundläggande konstruktionsförutsättningar för oberoende härdkylning i svenska kärnkraftsreaktorer,” Strålsäkerhetsmyndigheten, Solna, 2014.
- [3] S. Leijonhufvud, (parantes? - En historia om svenska kärnkraft, Västerås: ABB ATOM, 1994.
- [4] R. Fransson, ””Utveckling som visar vägen: Säkra System i Ringhals,” *Elteknik med Aktuell Elektronik no. 10*, pp. 36-38 + 60, oktober 1973.
- [5] Svensk författningssamling 2008:452, *Förordning (2008:452) med instruktion för Strålsäkerhetsmyndigheten*, Miljö- och energidepartementet , 2008.
- [6] Miljöbalk (1998:808), 2 kap 1-3 §§, Miljö - och energidepartementet.
- [7] O. Grimstedt, *Från atom till kärnkraft - bilder ur OKGs historia*, OKG Aktiebolag, 1985.
- [8] Utgiven av Kommittén för tekniska egenskaper hos värmekraftstationer, ”Tekniska egenskaper hos värmekraftstationer av särskild betydelse för kraftsystemets drift,” Statens Vattenfallsverk, 1969.
- [9] A. Kramer, ”Boiling Water Reactors,” Kramer, A.W.: Prepared under contract with the United States Atomic Energy Commission for the Atoms for peace conference. p. 459, Geneva, 1958.
- [10] C. Dahlgren, ”The flooding incident at the Ågesta Pressurized Heavy Water Nuclear Power Plant,” Statens kärnkraftinspektion, Stockholm, 1996 .
- [11] T. Öhlin, ”NOG Specialutredning. Ursprunglig utformning av SAR och STF. Historebeskrivning,” Westinghouse, 2016.
- [12] I. Höglind, ”Insyn & Uppsikt - En liten myndighet i stora sammanhang. Statens kärnkraftinspektion 1974-2008,” SKI, 2008.
- [13] F. Reisch, ”Reservkraft nödvändig i kärnkraftverk,” 1978.
- [14] Nordel, ”Drifttekniska egenskaper för värmekraft,” 1975.
- [15] E. Legath, *Nätstörning 1983-12-27 - Händelseförlopp i kärnkraftanläggningar*, Västerås: ASEA-ATOM, 1984.
- [16] H. Hermansson, S. Larsson, K. Walve och S. Lindahl, ”Kraftsystemets driftsäkerhet - nuvarande och framtida dimensioneringskriterier,” Östhammar, 2016.



2016:36

Strålsäkerhetsmyndigheten har ett samlat ansvar för att samhället är strålsäkert. Vi arbetar för att uppnå strålsäkerhet inom en rad områden: kärnkraft, sjukvård samt kommersiella produkter och tjänster. Dessutom arbetar vi med skydd mot naturlig strålning och för att höja strålsäkerheten internationellt.

Myndigheten verkar pådrivande och förebyggande för att skydda människor och miljö från oönskade effekter av strålning, nu och i framtiden. Vi ger ut föreskrifter och kontrollerar genom tillsyn att de efterlevs, vi stödjer forskning, utbildar, informerar och ger råd. Verksamheter med strålning kräver i många fall tillstånd från myndigheten. Vi har krisberedskap dygnet runt för att kunna begränsa effekterna av olyckor med strålning och av avsiktlig spridning av radioaktiva ämnen. Vi deltar i internationella samarbeten för att öka strålsäkerheten och finansierar projekt som syftar till att höja strålsäkerheten i vissa östeuropeiska länder.

Strålsäkerhetsmyndigheten sorterar under Miljödepartementet. Hos oss arbetar drygt 300 personer med kompetens inom teknik, naturvetenskap, beteendevetenskap, juridik, ekonomi och kommunikation. Myndigheten är certifierad inom kvalitet, miljö och arbetsmiljö.

Strålsäkerhetsmyndigheten
Swedish Radiation Safety Authority

SE-17116 Stockholm
Solna strandväg 96

Tel: +46 8 799 40 00
Fax: +46 8 799 40 10

E-mail: registrator@ssm.se
Web: stralsakerhetsmyndigheten.se