

Technical University of Denmark



International kernekraftstatus 1999

Højerup, Carl Frank; Ølgaard, Povl Lebeck

Publication date:
2000

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Højerup, C. F., & Ølgaard, P. L. (2000). International kernekraftstatus 1999. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; Nr. 1176(DA)).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

International kernekraftstatus 1999

Redigeret af C.F. Højerup og P.L. Ølgaard



Forskningscenter Risø, Roskilde
Marts 2000

Resumé Rapporten er den sjette i en serie af årlige rapporter om den internationale udvikling inden for kernekraften med særlig vægt på sikkerhedsmæssige forhold. Den omtaler udviklingen i 1999 og dækker følgende emner:

- Generelle tendenser inden for kernekraftudviklingen
- Gennemgang af Barsebäck-værkets fortid og fremtid
- Statistiske oplysninger om kernekraftens el-produktion (i 1998)
- Større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1999
- De svenske kernekraftværker og udviklingen i Sverige
- Udviklingen inden for reaktorsikkerhed i Østeuropa
- Kernekraftudviklingen i forskellige lande
- Udviklingstendenser for forskellige reaktortyper
- Udviklingstendenser inden for brændselskredsløbet.

Forsidebilledet viser Barsebäck-værkets to enheder med brodelen af den kommende faste Øresundsforbindelse i baggrunden. Enhed 1, som standsede driften den 30. november 1999, efter at anken af Regeringsrettens afgørelse var blevet afvist, ligger til højre nærmest broen. (Foto: Rolf Björk)

ISBN 87-550-2685-0
ISBN 87-550-2686-9 (Internet)
ISSN 0106-2840
ISSN 1395-5101

Afdelingen for Informationsservice, Risø, 2000

Indhold

Figurer 4

Forord 5

- 1 Tendenser i kernekraftudviklingen** 7
- 2 Årets tema-artikel: Barsebäck-værket, fortid og fremtid** 9
 - 2.1 Indledning 9
 - 2.2 Byggeriet af Barsebäck-værket 10
 - 2.3 Vigtige hændelse siden værkets start 10
 - 2.4 Afviklingsforløb 11
 - 2.5 Barsebäck-værkets fremtid 18
- 3 Kernekraftens el-produktion** 19
- 4 Gennemgang af større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1999** 24
- 5 Barsebäck-anlægget og andre svenske kernekraftværker** 29
 - 5.1 Barsebäck-værket 30
 - 5.2 Forsmark-værket 31
 - 5.3 Oskarshamn-værket 32
 - 5.4 Ringhals-værket 33
- 6 Udviklingen i Østeuropa med hensyn til reaktorsikkerhed** 35
 - 6.1 Tjernobyl-reaktoren 35
 - 6.2 Andre RBMK-reaktorer 35
 - 6.3 VVER-reaktorer 36
 - 6.4 Skibsreaktorer 38
 - 6.5 Det danske øststøtteprogram 40
- 7 Udviklingstendenser i andre lande** 42
 - 7.1 Frankrig, Storbritannien, Tyskland 42
 - 7.2 Øvrige vesteuropæiske lande 47
 - 7.3 Centraleuropæiske lande 49
 - 7.4 SNG-lande 52
 - 7.5 Nord- og Sydamerika 56
 - 7.6 Afrika, Asien og Australien 61
- 8 Udviklingstendenser inden for forskellige reaktortyper** 66
 - 8.1 Trykvandsreaktorer (PWR) 66
 - 8.2 Kogendevandsreaktorer (BWR) 68
 - 8.3 Tungtvandsreaktorer 73
 - 8.4 Gaskølede reaktorer 73
 - 8.5 Hurtigreaktorer 74
- 9 Udviklingstendenser inden for brændselskredsløbet** 76
 - 9.1 Uranproduktion og -pris 76

- 9.2 Uranberigning 77
- 9.3 Oparbejdning eller direkte deponering af brugt brændsel 79
- 9.4 Nedlæggelse af nukleare anlæg 81
- 9.5 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald 82

APPENDIKS A: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg 86

APPENDIKS B: Anvendte forkortelser 88

Figurer

- Figur 2.1. Barsebäck-værkets 2 enheder med den nedlukkede Barsebäck 1 til højre i billedet nærmest havneindløbet. 9
- Figur 3.1. Udviklingen i den samlede installerede kernekrafteffekt inden for forskellige geografiske regioner. 20
- Figur 3.2. Kernekraftens andel (i %) i forskellige, mindre vest-europæiske landes el-forbrug. 21
- Figur 3.3. Kernekraftens andel (i %) i en række større industrilandes el-forbrug. 22
- Figur 3.4. Kernekraftens andel (i %) i en række central- og østeuropæiske landes el-forbrug. 23
- Figur 5.1. Kernekraftværker i Sverige - Finland. 29
- Figur 5.2. Elektrisk effekt af de 3 Forsmarkenheder i perioden 1/1-31/8-99 32
- Figur 6.1. Visning af data i NUCSpec – passage af en Am-241 kilde. 40
- Figur 6.2. ARGOS NT kort, der viser dosishastigheder på Bornholm målt fra luften 41
- Figur 7.1. Kernekraftværker i Frankrig. 43
- Figur 7.2. Kernekraftværker i Storbritannien. 45
- Figur 7.3. Kernekraftværker i Tyskland. 46
- Figur 7.4. Wolsung kernekraftværks 4 CANDU-enheder. 64
- Figur 8.1. Nødkondensatorer. Til venstre normal drift, til højre nødkøling. 70
- Figur 8.2. Kondensatorer til køling af indeslutningen. 70
- Figur 8.3. Passive tryk-puls-transmittere. 71
- Figur 8.4. System til overskylning af kernen drevet af tyngdekraften 71

Forord

Denne rapport er den sjette i en serie, der har til formål at informere myndigheder, medier og offentlighed om den globale udvikling på kernekraftområdet med særlig henblik på sikkerhedsmæssige forhold.

Rapporten er udarbejdet af den nukleare videnberedskabsgruppe, som har til formål at sikre opretholdelse af nødvendig viden om reaktorer og deres sikkerhedsproblemer. Gruppen består af ca. 15 personer fra Forskningscenter Risø, Danmarks Tekniske Universitet (DTU) og Beredskabsstyrelsen (BRS). Gruppen følger kernekraftudviklingen, den afholder to årlige seminarer med emner inden for det nukleare område, og den udsender hvert år denne statusrapport.

Årets tema-artikel beskæftiger sig med Barsebäck-værkets fortid og fremtid.

Følgende medlemmer af videnberedskabsgruppen har bidraget til rapporten med de afsnit, som er nævnt i parentes efter deres navn.

Kim Bargholz	BRS	(6.5)
Per E. Becher	Risø	(8.4)
Knud Brodersen	Risø	(9.3, 9.4 og 9.5)
Peter B. Fynbo	Risø	(6.3, 7.3 og 7.4)
Frank Højerup	Risø	(7.1, 7.3 og 8.3)
Søren E. Jensen	Risø	(7.4 og 8.5)
Uffe Korsbech	DTU	(4 og App. A)
Benny Majborn	Risø	(7.2)
Kirsten H. Nielsen	Risø	(8.1 og 8.2)
Erik Nonbøl	Risø	(2, 5, 6.1, 6.2, 7.3 og 7.4)
Jens S. Qvist	Risø	(9.1 og 9.2)
Knud L. Thomsen	Risø	(7.6)
Povl L. Ølgaard	Risø	(1, 3, 6.4, 7.3, 7.4 og 7.5)

Såfremt nogen skulle ønske at få uddybet de i rapporten behandlede emner, er man meget velkommen til at kontakte forfatteren af det pågældende afsnit eller en af redaktørerne.

1 Tendenser i kernekraftudviklingen

Den 30. november 1999 blev en af Barsebäck-værkets reaktorer, Barsebäck 1, lukket ned. Da denne begivenhed har spillet en betydelig rolle i dansk politik og i danske medier, er emnet for den årlige tema-artikel: Barsebäck-værket, fortid og fremtid.

I 1998 faldt den samlede installerede kernekraft i verden for første gang, fra 352 GWe i begyndelsen af 1998 til 349 GWe i begyndelsen af 1999. Denne reduktion skyldes først og fremmest nedlukningen af kernekraftenheder i Vesten, som overstiger starten af nye enheder andetsteds i verden. I USA lukkedes tre kernekraftenheder, i Frankrig en og i Canada to. De to canadiske enheder er formentlig kun midlertidigt lukkede. I Sydkorea har man startet tre nye enheder og i Slovakiet en.

Kernekraften spiller fortsat en vigtig rolle for el-forsyningen i en række industrialiserede lande. I 1998 fik Frankrig 76% af sit el-forbrug dækket af kernekraft, mens dækningsprocenten i Belgien var 55%, i Sverige 46%, i Schweiz og Sydkorea 41%, i Spanien 37%, i Japan 36%, i Tyskland 28%, i Finland og Storbritannien 27%, i USA 19% og i Canada 12%. Også i Central- og Østeuropa spiller kernekraften en stor rolle. I 1998 var dens dækningsprocent af el-produktionen 77% i Litauen, 45% i Ukraine, 44% i Slovakiet, 42% i Bulgarien, 36% i Ungarn, 21% i Tjekkiet og 13% i Rusland.

I 1999 forekom der seks klasse 2 hændelser (INES, se appendiks A) på kernekraftværker, to i Frankrig, to i USA, en i Sverige og en i Rusland. Klasse 2 hændelser indebærer ikke nogen egentlig risiko, men viser at udstyr eller rutiner skal ændres. I andre typer anlæg forekom der én klasse 4 hændelse, tre klasse 3 hændelser og 6 klasse 2 hændelser.

Den alvorligste hændelse i 1999 var kritikalitetsulykken på et brændselsanlæg i Tokai-mura i Japan, som kostede en arbejder livet. Det var en klasse 4 hændelse. Ulykken skyldtes grov overtrædelse af sikkerhedsbestemmelserne.

De tre klasse 3 hændelser omfattede alle hændelser med stærke strålingskilder. I to af tilfældene fik personer store strålingsdoser, og i et af disse må ulykken formodes at have medført et dødsfald. To af hændelserne indtraf i Tyrkiet, én i Peru.

Som ovenfor nævnt blev Barsebäck 1-reaktoren lukket ned i 1999. Hvornår den anden enhed skal lukkes, er der ingen afklaring på. Iøvrigt har de svenske kernekraftværker kørt uden større problemer i 1999.

Reaktorer til fremdrift af skibe benyttes først og fremmest til flådefartøjer, specielt til ubåde. Antallet af nukleart drevne fartøjer er blevet mere end halveret gennem de sidste 10 år, fra ca. 410 til 185. Årsagerne er nedrustningsaftaler, det forhold, at nye ubåde bliver bedre, men også dyrere, hvorfor der bliver råd til færre, samt Ruslands økonomiske krise.

Tre af Frankrigs nyeste 1500 MWe enheder har været nedlukket det meste af året p.gr.a. revner i det rørsystem, der fjerner eftervarmen efter nedlukning.

I Storbritannien har man haft problemer med, at der er sket forfalskning af kontroldata i forbindelse med fremstilling af MOX-brændsel (brændsel med en blanding af uran og plutonium).

I Tyskland er der stadig ikke kommet nogen afklaring på, hvad der skal ske med de tyske kernekraftværker. Den nuværende regering har som sin erklærede politik, at den vil have værkerne lukket "snarest muligt", men der er ikke i regeringen enighed om, hvad "snarest muligt" betyder. Fra de tyske el-værkers side kræver man erstatning, såfremt værkerne skal lukkes, før de er udtjent, og regeringen er ikke villig til at give en sådan erstatning.

Belgien har fået en ny regering, der vil begrænse de belgiske kernekraftværkers levetid til 40 år, hvorefter der ikke skal opføres nye. Regeringen går derfor reelt ind for udfasning af kernekraften.

I Finland laver man undersøgelser i fire kommuner med henblik på i 2000 at vælge stedet for bygning af et slutforvaringslager for udbrændt brændsel. Man har også overvejelser igang om bygning af endnu en kernekraftenhed.

Bulgarien har været under pres fra EU for at lukke sine fire ældste kernekraftenheder. Den bulgarske regering har nu accepteret, at de to ældste enheder lukkes i 2002, forudsat at landet får økonomisk kompensation, og at man frem til 2002 forhandler om tidspunktet for nedlukning af de to andre reaktorer.

I Litauen har regeringen længe vægret sig ved at lukke Ignalina-værket, men regeringen har nu over for EU accepteret, at enhed 1 lukkes ned 2005, mens en afgørelse på lukningen af enhed 2 er udskudt til 2004. Litauen kobler ligeledes sine beslutninger til krav om økonomisk kompensation.

Også Slovakiet er efter pres fra EU gået med til, at Bohunice-1 og -2 enhederne skal lukkes, så snart Mochovce-værket er kommet igang. For alle de tre lande gælder, at en væsentlig faktor i deres accept af nedlukning af kernekraftenheder er, at de gerne snarest vil optages i EU.

Forholdene i Rusland er fortsat præget af de vanskelige økonomiske forhold, og det gælder også kernekraften. De russiske el-værker har svært ved at få penge ind for den solgte el-produktion, hvilket giver problemer med udbetaling af lønninger, gennemførelse af vedligeholdelse og indkøb af brændsel.

I Ukraine er det store spørgsmål, om Tjernobyl-værket som aftalt vil blive lukket i 2000. Aftalen, det såkaldte Memorandum of Understanding (MoU), går ud på, at Tjernobyl-værket skal lukkes i 2000 mod, at Vesten skal hjælpe Ukraine med at finansiere færdiggørelsen af to trykvandsreaktoranlæg, og at stabilisere den såkaldte sarkofag omkring den ulykkesramte Tjernobyl 4-enhed. Der kom ikke i 1999 de nødvendige tilsagn om støtte, så spørgsmålet om nedlukning er fortsat åbent.

I Canada er man fortsat igang med at reorganisere Ontario Hydro, som er den største producent af kernekraft i landet. Selskabet blev i 1999 delt op i et produktions- og et distributionsselskab.

I USA forbereder el-selskaberne sig på liberaliseringen af el-markedet. Det sker gennem fusion af el-selskaber, udbygning af samarbejde, køb og salg af el-værker m.m., d.v.s en udvikling mod større selskaber. En ny tendens har vist sig i USA i 1999. I 1998 blev tre kernekraftenheder lukket, fordi de ikke var rentable, og det var ventet, at denne tendens ville fortsætte i 1999. Det har imidlertid ikke været tilfældet. Tværtimod er nogle selskaber begyndt at købe andre selskabers kernekraftværker - til en billig pris - for at drive dem bedre end den tidligere ejer. Der blev ikke i 1999 lukket nogen kernekraftenhed i USA. I 1999 blev det amerikanske reaktorfirma Westinghouse købt af Morrison Knudsen og BNFL, så også på denne front sker der en udvikling mod større selskaber.

Syd Korea satte endnu en kernekraftenhed i drift i 1999, Wolsung-4, som er forsynet med en CANDU-reaktor

Der foregår fortsat udvikling af forbedrede reaktortyper, især inden for trykvands- og kogendevandsreaktorer.

Der er fortsat rigelige forsyninger med såvel naturligt uran som berigningskapacitet.

I en række lande nærmer man sig opførelse af slutdeponier for udbrændt brændsel.

2 Årets tema-artikel: Barsebäck-værket, fortid og fremtid

2.1 Indledning

Driften af Barsebäck-værkets reaktor nr. 1 blev standset den 30. november 1999 efter lang tids politiske og juridiske kontroverser. I det følgende gives en kortfattet gennemgang af byggeriet af Barsebäck-værket, vigtige hændelser i værket levetid samt af selve afviklingen og de politiske forhold omkring denne. Afslutningsvis gives et bud på fremtiden for den tilbageværende enhed 2.



Figur 2.1. Barsebäck-værkets 2 enheder med den nedlukkede Barsebäck 1 til højre i billedet nærmest havneindløbet.

2.2 Byggeriet af Barsebäck-værket

I midten af tresserne begyndte svenskerne at planlægge bygningen af et kernekraftværk i Skåne. Strømforsbruget i denne sydlige del af Sverige var stigende, og kernekraften fremstod som en økonomisk og miljøvenlig energikilde.

De første planer gik ud på at bygge et værk ca. 60 km nord for Helsingborg. Der var imidlertid så store protester fra naturfredningsforeninger – et stort fuglereservat var placeret midt i området – at man opgav denne placering og i stedet valgte Barsebäck i Löddeköpinge kommune.

Danmark blev hele tiden orienteret om planerne. Projektet blev således sendt til vurdering på Risø, hvilket bl.a. førte til flere konstruktionsændringer.

Byggeriet startede i begyndelsen af 1970 og 5 år senere, den 15/5-1975 startede enhed 1 kommerciel drift efterfulgt af enhed 2 den 21/3-1977. Hver enhed kostede 500 mill. sv. kr. i 1970 kroner.

2.3 Vigtige hændelse siden værkets start

Generatorbrand

Langfredag den 13. april 1979 brændte generatoren på enhed 1. En metalring på generatorens rotor gik i stykker og forårsagede en meget voldsom oliebrand med kraftig røgudvikling.

En måned tidligere var verdens indtil da alvorligste kernekraftuheld indtruffet ved Tremile-ø-værket i staten Pennsylvania i USA. Dette var muligvis med til at fjerne opmærksomheden fra generatorbranden på Barsebäck-værket, som iøvrigt ikke medførte nogen skader på værkets nukleare del. Hændelsen fik mindre konsekvenser for værkets udrustning. Således blev flere konstruktioner ændret med henblik på bedre, fremtidig brandbekæmpelse. Enheden lå stille i 6 måneder som følge af branden.

Folkeafstemning den 23. marts 1980

Ulykken på Tremileøen førte til en voksende modstand mod udnyttelsen af kernekraften. Den medførte, at Sverige d. 23. marts 1980 afholdt en vejledende folkeafstemning om forsat anvendelse af kernekraft i el-produktionen.

Svenskerne kunne sætte kryds ved et af tre alternativer, repræsenteret ved linie 1, linie 2 og linie 3.

- Linie 1 ville udbygge kernekraften og var repræsenteret ved det politiske parti Moderaterne.
- Linie 2, hvis fortalere var Socialdemokratiet og Folkepartiet, ville udnytte de 12 enheder, som var i drift eller under bygning. Der skulle ikke bygges nye værker ud over de 12, og man ville afvikle kernekraften i en takt, som skulle tage hensyn til en stabil energiforsyning. Herunder ville man udnytte værkerne i deres planlagte levetid.
- Linie 3, Centerpartiet og Venstre Partiet Kommunisterne, ville have en hurtig afvikling uden hensyntagen til værkernes levetid.

Resultatet af folkeafstemningen blev følgende:

- Linie 1 : 20 %
- Linie 2 : 40 %

- Linie 3 : 36 %

På den baggrund traf den svenske Rigsdag to principielle beslutninger:

1. Sverige ville ikke bygge nye kernekraftværker ud over de 12, som var i drift eller under bygning.
2. Den sidste reaktor skulle være afviklet senest år 2010.

Bygning af stenfilter

I 1985 afsluttedes byggeriet af et 10.000 m³ stort stenfilter på Barsebäck-værket. Filtret er i stand til at tilbageholde 99 % af de radioaktive stoffer, der kunne frigøres ved et stort uheld. Filtret var det første af sin art i verden. Siden er en lang række værker i Sverige og i udlande blevet forsynet med konstruktioner med tilsvarende funktion.

De mange protester fra dansk side over Barsebäck-værkets placering i forhold til København har sandsynligvis haft indflydelse på opførelsen af stenfiltret, der kostede ca. 100 mill. sv. kr. .

Konstruktionssvaghed i nødkølesystemet

I 1992 standsede de svenske nukleare tilsynsmyndigheder, SKI, fem reaktorenheder, nemlig Barsebäck 1 og 2, Oskarshamn 1 og 2 samt Ringhals 1. Årsagen var, at man havde konstateret en konstruktionssvaghed i et indløbsfilter til nødkølesystemerne på de fem enheder. Under et stort uheld kunne mineraluld rive sig løs og tilstoppe filtrene til nødkølesystemet, og derved reducere dets kapacitet. Driften af de fem reaktorer blev standset i fire måneder og førte til, at mineraluldisoleringen blev erstattet af metalisolering, ligesom konstruktionen af filtrene blev ændret.

Hændelsen blev karakteriseret som klasse 2 på INES og bevirkede, at Sverige måtte importere store mængder elektricitet i flere måneder.

2.4 Afviklingsforløb

I 1994 nedsatte den svenske Regering en energikommission, som fik til opgave at komme med en udredning omkring den fremtidige energiforsyning med og uden kernekraft.

Energikommissionens redegørelse, som kom i slutningen af 1995, opererede med 3 alternativer:

- 1. 40 års driftstid for hver af de eksisterende 12 reaktorer.**
Afviklingen af reaktorerne sker successivt i perioden 2010 - 2025.
- 2. Hurtig afvikling af kernekraften.**
Afviklingen indledes i 1998 med lukning af to reaktorer inden år 2000, mens de resterende 10 lukkes i perioden 2004 - 2010.
- 3. Langsom afvikling af kernekraften.**
Afviklingen indledes i 1998 således, at 1 reaktor lukkes inden år 2000, seks reaktorer vil være lukket år 2010, hvorefter de resterende seks successivt lukkes inden år 2025.

I begyndelsen af 1996 nedsattes en rigsdagsgruppe, hvor samtlige svenske partier var repræsenteret. Rigsdagsgruppen skulle med baggrund i Energikommissionens udredning komme med en tidsplan for afvikling af kernekraften.

- 1/11-1996 forlod Folkepartiet og Moderaterne forhandlingerne, da disse partier ikke ønskede at lægge sig fast på en dato for start af afviklingen.
- 1/2-1997 aftalte Socialdemokratiet, Centerpartiet og Venstrepartiet en lukning af Barsebäcks enhed 1 den 1/7-1998 og enhed 2 den 1/7-2001.
- 10/7-1997 godkendte et flertal i den svenske Rigsdag denne plan.
- 18/12-1997 vedtoges den tilhørende lovgivning, som bl.a. tillader regeringen at ekspropriere og lukke kernekraftværker uden, at der er sikkerhedsmæssige årsager hertil. Ejerne har dog krav på erstatning.
- 5/2-1998 inddrog den svenske Regering, gældende pr. 1/7-1998, driftstilladelsen for enhed 1 på Barsebäckværket.

Sydskraft ankede straks afgørelsen til Regeringsretten, Sveriges højeste forvaltningsdomstol, ligesom man anmeldte sagen til EU-kommissionen med henvisning til brud på EU's konkurrenceregler. Sidstnævnte anmeldelse var begrundet i, at lukning af Barsebäcks enhed 1 ville svække Sydkrafts konkurrenceevne over for den svenske stat, som i forvejen dominerer el-markedet.

- 14/5-1998 besluttede Regeringsretten, at klagen skulle have opsættende virkning.
- 16/6-1999 kom Regeringsrettens afgørelse, som stadfæstede regeringsbeslutningen om inddragelse af driftstilladelsen. Retten bestemte også, at driften af Barsebäcks enhed 1 kunne fortsætte til udgangen af november 1999.
- 30/8-1999 indgav Sydkraft en klage til EU-kommissionen over, at Regeringsretten ikke havde indhentet en udtalelse fra EU-domstolen, før den kom med sin afgørelse.
- 6/10-1999 blev der indgivet en appel til Byretten i Stockholm, som krævede udskydelse af lukningen af Barsebäckværket med henvisning til den manglende hensyntagen til konkurrencereglerne.
- 18/10-1999 blev der indgivet endnu en appel til Regeringsretten med henvisning til den manglende behandling for EU-domstolen.
- 5/11-1999 stadfæstede Byretten i Stockholm beslutningen om lukning af Barsebäckværket.
- Afgørelsen ankedes straks til Hovretten (Landsretten), som den 12/11-1999 besluttede, at sagen for EU-domstolen ikke skulle have opsættende virkning for lukningen.

- 16/11-1999 ankede Sydkraft Hovrettens afgørelse om ikke at give inhibition (opsættende virkning) til den svenske Højesteret
- 19/11-1999 afslog Regeringsretten appellen fra 18/10-1999 om at give inhibition.
- Den 29/11-1999 meddelte endelig Højesteret, at den ville behandle appellen, men sagen ikke skulle have opsættende virkning.

Rammeaftale omkring Barsebäck-værket

Den 30. november kl. 10.00 meddelte forhandlingsgrupperne fra den svenske stat, Vattenfall og Sydkraft, at man havde indgået en rammeaftale om kernekraftværket i Barsebäck. Aftalen indebar, at Barsebäck 1 skulle standse driften ved midnat d. 30/11. Samtidig trak Sydkraft alle de indgivne appeller tilbage. Aftalen blev indgået med forbehold af den svenske Regerings godkendelse.

I aftaleteksten hedder det, at Sydkraft får erstatningskraft fra staten via Vattenfall til samme pris og med samme miljøpåvirkning, som hvis Barsebäck 1 havde kørt videre i enhedens planlagte levetid, d.v.s. til år 2015. Erstatningskraften leveres fra det øjeblik, Barsebäck 1 kobles fra nettet.

Barsebäck-værket og Ringhals-værket slås sammen til én koncern, hvor Sydkraft ejer 25,8 %, mens Vattenfall ejer resten. Hvis der senere bliver politisk enighed om også at lukke enhed 2, øges Sydkrafts andel til 30 % .

De økonomiske konsekvenser for staten er blevet opgjort til 5,9 milliarder sv.kr. Heraf udgør 2,6 milliarder betaling til Vattenfall for Sydkrafts andel på 25,8 %. De resterende 3,3 milliarder udgør de øgede omkostninger ved at drive Barsebäck-værkets enhed 2 videre ved såkaldt singledrift, samt omkostningerne ved afviklingsdrift af enhed 1.

Endelig får Vattenfall også 74,2 % af el-produktionen fra Barsebäck 2 samt 2,2 milliarder sv.kr. som følge af, at produktionsomkostningerne på Ringhals-værket er lavere end for Barsebäck-værket; dette skyldes fordelene ved stor-drift.

Stemningen blandt personalet var trykket efter den indgåede aftale. Det var svært at opretholde mottoet ”business as usual”, som værkets direktør Per Lindell udtrykte det. Det var en rent politisk lukning, der ikke var begrundet i sikkerhedsmæssige mangler.

Det følgende afsnit viser, i dansk oversættelse, stemningen i kontrolrummet i de sidste 12 timer inden den endelige lukning og frakobling fra nettet den 30. november 1999 kl. 23.55, således som den kunne følges på internettet. Barsebäck 1 havde ved nedlukningen produceret ca. 100 TWh i de næsten 25 år, enheden havde været i drift, svarende til 30 % af Skånes elektricitetsforbrug de sidste 25 år.

Direkte fra Barsebäck-værket

1999-11-30 Klokken 12.00

Forberedelserne til nedlukning af enhed 1 på Barsebäck-værket vil blive indledt ca 14.00 i dag

Den endelige besked om at stoppe enhed 1 på Barsebäcksværket er givet.

Personalet koncentrerer sig om at udføre dagens tunge arbejdsopgaver med samme målbevidsthed, som det har udført hvilket som helst andet arbejde, der har haft med enheden at gøre.

Med sikkerhedsfilosofien som rygstød har man besluttet, at der udover skifteholdet kun må være en lille skare af udvalgte personer i kontrolrummet i dette døgn. Man gennemgår instruktioner og rutiner, og afprøvninger af udstyr og sikkerhedsapparat foretages før den kommende effektreduktion.



1999-11-30 Klokken 14.15

Effektreduktionen på enhed 1 indledes klokken 14.00. Effekten reduceredes fra 612 MW 578 MW med 5 MW pr. minut.

Vattenfall begynder samtidig at levere el til Sydkraft som compensation.

I timen før begyndelsen af effektreduktionen gennemførtes afprøvning af turbinestystemet. Dette er en normal procedure ved effektreduktion. I løbet af eftermiddagen og aftenen gennemføres yderligere afprøvninger ved forskellige effektniveauer.



1999-11-30 Klokken 15.15

Kl: 15.00 ankom eftermiddagsskiftet, som skal arbejde frem til kl: 23.00. Umiddelbart efter afløsningen drøftede skifteholdet og dets leder driftssituationen og aftalte de kommende arbejdsopgaver.

Kort efter kl: 15.00 indledte reaktoroperatørerne reduktionen til 510 MW hvilket svarer til 90 % af fuld effekt effekt. Ved dette effektniveau skal der foretages afprøvning af turbineventiler.



1999-11-30 Klokken 16.10

Turbineafprøvningen, som omfattede dampledningernes aflukningsventiler, er nu gennemført uden problemer. Kontrolrumstekniker Alvar Gustavsson som udførte afprøvningen, mener dog, at det forekommer ejendommeligt at man skal stoppe en enhed, som fungerer så godt som den faktisk gør.

**1999-11-30 Klokken 17.00**

KI: 16.45 fortsatte reduktionen mod 55 % af fuld effekt. Hidtil er effektreduktionen gennemført ved hjælp af reaktorens hovedcirkulationspumper. Ved at regulere vandstrømmen gennem reaktoren ved hjælp af disse pumper kan effekten ændres trinløst.

**1999-11-30 Klokken 18.00**

Kontrolrumsingeniør Arne Andersson begynder at køre kontrolstavene ind i reaktorkernen. Kontrolstavenes funktion er at absorbere (æde) de neutroner som spalter uranatomerne i reaktorbrændslet. Der findes 109 kontrolstave som køres ind efter et bestemt skema. Hovedcirkulationspumperne, som tidligere blev anvendt til at reducere effekten, oprettholder nu en konstant strøm gennem reaktorkernen. Effektreduktionen sker altså nu ved hjælp af kontrolstavene.

Vandet i reaktoren har to funktioner. Dels køler det brændslet. Det opvarmer vandet, som bringes i kog, og der dannes damp, som normalt sendes til turbinen. Dels anvendes vandet til at nedbremse neutronerne. Som tidligere nævnt er det neutroner, som spalter uranatomerne. Ved spaltningen produceres der varme, men der udsendes også to eller tre "nye" neutroner. Disse neutroner bevæger sig med stor fart og må nedbremses til lavere hastighed for at kunne spalte nye atomer.

En øget vandstrøm gennem reaktorkernen øger effekten, og derfor mindskes effekten ved lavere vandstrøm. For at nå en effekt på under 55 % må man dog gøre brug af kontrolstavene for at fortsætte reduktionen.



1999-11-30 Klokken 19.00

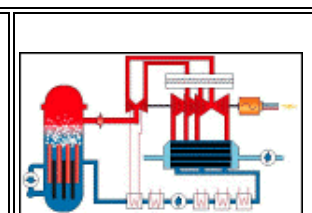
Da 55 % af fuld effekt blev nået, var tiden inde til næste afprøvning, som gjaldt dampledningernes skalventiler.

Reaktortanken er omgivet af en reaktorindeslutning, hvis vægge består af en meter tyk beton. Reaktorindeslutningen er en af de fem barrierer, som beskytter omgivelserne mod udslip i tilfælde af et havari. Rørledninger til og fra reaktortanken passerer gennem denne indeslutning. For at kunne lukke denne "skal", hvis det skulle blive nødvendigt, findes der ventiler på begge sider af betonvæggen, såkaldte skalventiler.

**1999-11-30 Klokken 20.00**

Reaktoreffekten er nu på 35 % og i løbet af den sidste time er bl.a. udstyret til opvarmning af reaktorens fødevand, de såkaldte forvarmere, blevet afprøvet.

Dampen som forlader reaktortanken og sendes til turbinen fortættes igen til vand i en stor køler (kondensator). Vandet skal derefter pumpes tilbage til reaktortanken. I stedet for, at al opvarmning sker i reaktoren, forvarmes vandet i forskellige forvarmere, idet dette er mere driftøkonomisk.

**1999-11-30 Klokken 21.00**

Reaktoreffekten er knap 30 %, og eftermiddagsskiftets arbejde med de forskellige afprøvninger er afsluttet. Eftersom afprøvningen er forløbet godt, er man noget forud for den nøje lagte tidsplan for effektreduktionen. Senere i aften skal de sidste turbineafprøvninger udføres. Det er dog natskiftet, som tager sig af disse.

**1999-11-30 Klokken 22.30**

Eftermiddagsskiftet går mod sin afslutning, og skifteholdet forbereder sig på afløsning. Gennemførte afprøvninger, driftsituationen og kommende arbejdsopgaver skal resumeres og afrapporteres. Skifteholdet forlader et anlæg i drift for i morgen eftermiddag at komme tilbage til en nedlukket Barsebäck 1.



1999-11-30 Klokken 23.46

Barsebäck 1 kobles fra nettet efter lang og tro tjeneste.

Det var et samlet natskifte, som overtog driftansvaret timen før midnat for at lave den sidste, lille effektreduktion.

Efter at kontrolrumsoperatøren via sin turbineautomatik har koblet turbogeneratoren fra el-nettet, kontrolleredes det, at turbinens omdrejninger minskedes på en kontrolleret måde.



1999-11-30 Klokken 23.55

Lederen af skiftet, Jens Rönnow, stoppede reaktoren ved automatisk at føre de sidste kontrolstave ind, efter at have trykket på en knap. De sidste stave førtes langsomt ind i reaktorkernen og kerne-spaltningen mindskedes gradvis for til slut at ophøre klokken 23.59.

I løbet af natten vil damptrykket i reaktoren blive reduceret, og nedkøling til en kold, nedlukket reaktor begynder.



1999-11-30 Klokken 00.15

Rober Wahlström har taget billederne og Peter Andersen har stået for teksten.

Forhåbentlig har "Direkte fra Barsebäck-værket" givet jer et billede af, hvad der skete i løbet af Barsebäck 1's sidste timer som el-leverandør.

Tak og godnat!.....



2.5 Barsebäck-værkets fremtid

Den sidste måned af 1999 var stemningen blandt de ansatte fortsat trykket, men ret hurtigt vendte engagementet for at drive enhed 2 dog tilbage.

Barsebäck 1 betragtes nu som lukket for altid. Håbet blandt de ansatte om en streng vinter og genstart af enheden brast. Brændslet vil blive fjernet fra reaktoren og anbragt i brændselsopbevaringsbassiner på anlægget i mindst 1 år. Senere forventes det overført til CLAB, Sveriges mellemlager for brugt brændsel.

En planlagt modernisering af Barsebäck 2 bliver nu iværksat med det perspektiv, at enheden skal drives sin levetid ud d.v.s. til år 2017.

Værket har påbegyndt forhandlinger med de svenske tilsynsmyndigheder, SKI, om udarbejdelse af en afviklingsplan for enhed 1. Men så længe Barsebäck 2 er i drift vil der ikke ske nogen egentlig demontering af større komponenter på den lukkede enhed.

Lukningen har også betydet import af strøm fra Norge og Danmark. I perioden 1/12-1999 til 31/1-2000 har Sverige importeret 800 GWh, hvoraf Danmark tegnede sig for 90 %. De 800 GWh svarer til, hvad Barsebäck 1 kunne have produceret på 8 uger.

Hvad angår lukning af Barsebäck 2, foreligger der ikke nogen endelig afklaring. Ifølge den svenske Regerings Proposition 1999/2000:63 om erstatning i forbindelse med lukning af Barsebäck-værket hedder det: "...på sikt skall bortfallet av el fra kärnreaktorer ersättas med effektivisering av elanvändning, konvertering till förnybara energislag samt miljömässigt acceptabel elproduktionsteknik...För en avställning av den andra reaktorn ställdes dock villkoret (rigsdagen 1997) at bortfallet av elproduktion kan kompenseras genom tillförsel av ny elproduktion och minskad användning av el".

Det er ikke umiddelbart klart, hvordan denne udtalelse skal tolkes, men det vil ikke i en overskuelig tid være muligt at erstatte Barsebäck 2 med vedvarende energikilder. Det er derfor nødvendigt at afvente den næste regeringsproposition, der kommer i efteråret 2000.

3 Kernekraftens el-produktion

I løbet af 1998 indtraf der for første gang et fald i den samlede installerede kernekrafteffekt i verden. Ved starten af 1998 var den samlede effekt 352 GWe, mens den ved starten af 1999 var 349 GWe, et fald på 2,9 GWe. 1 GWe er lig 1 Gigawatt elektrisk effekt, der er lig 1000 MWe (Megawatt) eller 1.000.000 kWe (kilowatt). Faldet dækker over en række effektændringer, såvel i nedadgående som i opadgående retning. Til sammenligning tjener, at den installerede effekt i de danske kraftværker er omkring 8 GWe.

I USA er tre kernekraftenheder, Millstone-1, Zion-1 og Zion-2 med en samlet effekt på 2721 MWe blevet lukket. Derudover er der på en række amerikanske værker foretaget effektjusteringer i såvel ned- som opadgående retning. Det samlede resultat af disse justeringer er et fald i den installerede effekt på 44 MWe. Det totale fald i USA's kernekrafteffekt er derfor 2,8 GWe. I Canada man har – indtil videre – lukket to kernekraftenheder, Bruce-3 og -4, samtidig med, at effekten på Bruce-5, -6, -7 og -8 er blevet reduceret.

I Frankrig har regeringen lukket kernekraftværket Creys-Malville med hurtig-neutron-reaktoren Superphenix på 1200 MWe. I Spanien blev effekten på Almaraz-1-enheden sat i vejret med 30 MWe.

I Finland har man øget effekten på landets fire kernekraftenheder med i alt 201 MWe.

I Slovakiet blev Mochovce-1-enheden, der har en effekt på 388 MWe, sat i drift.

I Sydkorea er tre nye kernekraftenheder blevet sat i drift, Ulchin-3 på 960 MWe, Ulchin-4 på 960 MWe og Wolsung-4 på 650 MWe, således at den sydkoreanske stigning i kernekrafteffekten er på 2570 MWe.

Den samlede virkning af ovenstående ændringer er et effektfald på 2,9 GWe.

Grunden til lukningen af de tre amerikanske kernekraftenheder er, at de ikke var økonomiske i drift. Lukningen af de to canadiske Bruce-enheder har forbindelse med den store reorganisering af el-selskabet Ontario Hydro, der foregår i disse år. Lukningen af Creys-Malville skyldes en aftale, der blev indgået mellem det socialistiske parti og det grønne parti forud for dannelsen af den nuværende franske regering.

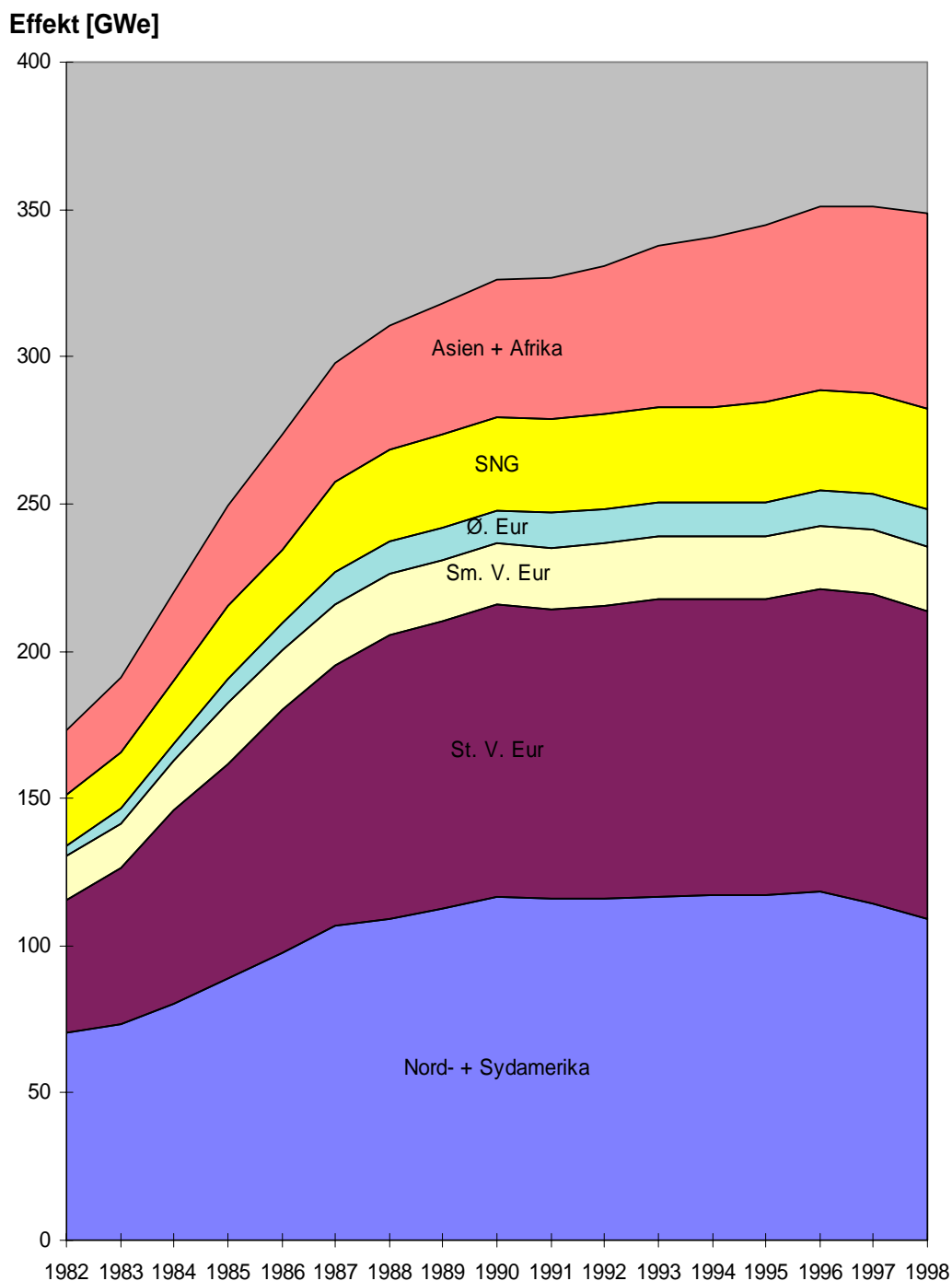
Figur 3.1 viser udviklingen af den samlede installerede, elektriske effekt i kernekraftværker inden for forskellige geografiske områder. Effekten er givet i GWe.

Det blå område nederst i Figur 3.1 viser udviklingen af den installerede kernekraft-effekt i Nord- og Sydamerika. I begyndelsen af 1999 var denne 109 GWe. USA har den overvejende del af denne effekt, 96 GWe. Canada har 10 GWe, mens Mexico, Argentina og Brasilien hver har ca. 1 GWe.

Det bordeauxrøde område (St. V. Eur) oven over det blå område viser udviklingen af kernekrafteffekten i de store vesteuropæiske lande, d.v.s. Frankrig, Tyskland, Storbritannien og Spanien. Her er det Frankrig, der dominerer med 62 GWe, mens Tyskland har 22 GWe, Storbritannien har 13 GWe og Spanien 7 GWe. Italien har ingen kernekraftværker.

Oven på det bordeauxrøde område kommer det lysegule, som viser udviklingen i de små vesteuropæiske lande (Sm. V. Eur). Der er her tale om Sverige, Belgien, Schweiz, Finland og Holland. Sverige har den største kernekrafteffekt, 10 GWe, mens Belgien har 6 GWe, Schweiz og Finland hver tre GWe og Holland en halv GWe.

Den samlede kernekrafteffekt i Vesteuropa er 126 GWe, d.v.s større end den



Figur 3.1. Udviklingen i den samlede installerede kernekrafteffekt inden for forskellige geografiske regioner.

samlede kernekrafteffekt i Nord- og Sydamerika.

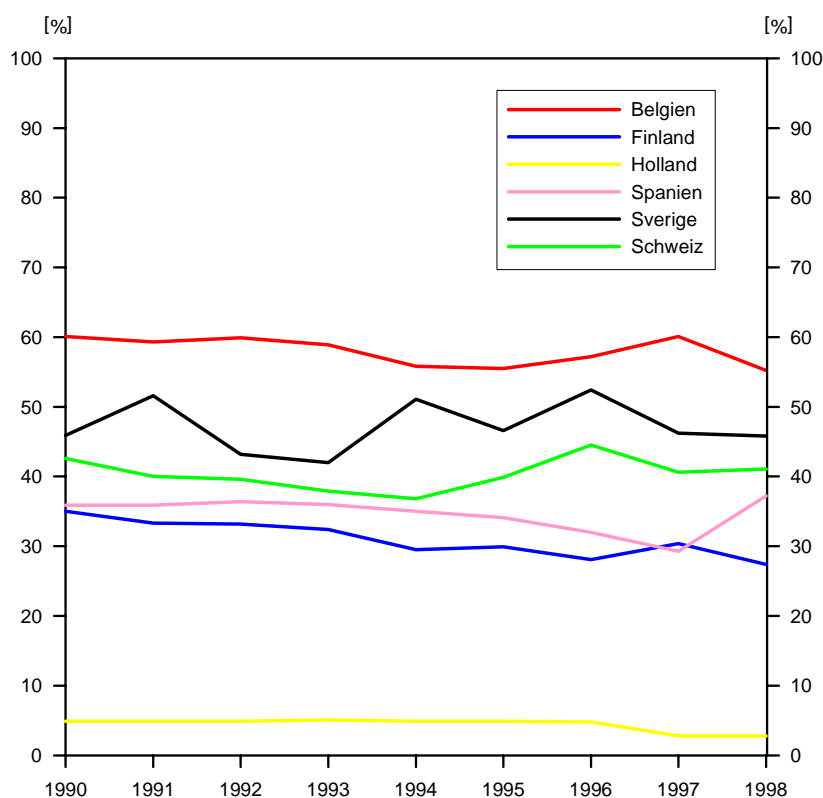
Herefter kommer det turkise område, som angiver udviklingen i Central- og Østeuropa. Her har Bulgarien knap 4 GWe, Litauen godt 2 GWe, Slovakiet 2 GWe, Ungarn og Tjekkiet hver knap 2 GWe, mens Rumænien og Slovenien hver har godt en halv GWe. I alt har Central- og Østeuropa 12 GWe.

Det mørkegule område (SNG) viser udviklingen af kernekraften i Rusland, Ukraine, Armenien og Kazakhstan. Her fører Rusland med 20 GWe. Herefter kommer Ukraine med 14 GWe, Armenien med 0,4 GWe og Kazakstan med 0,07 GWe.

Det øverste, lyserøde område giver udviklingen i Asien og Afrika. Her dominerer Japan med 44 GWe. Sydkorea er nr. to med 12 GWe, Taiwan nr. tre med 5 GWe og Kina nr. fire med 2 GWe. Sydafrika og Indien har hver knap 2 GWe, mens Pakistan har 0,1 GWe. Hvad angår de reaktortyper, der anvendes i verdens kernekraftværker, så dominerer letvandsreaktorerne, idet 65% af effekten produceres med trykvandsreaktorer, mens 23% kommer fra kogendevandsreaktorer. Tungtvandsreaktorer står for godt 4%, og det samme gør den russiske RBMK-type (Tjernobyl-typen). De gaskølede grafitreaktorer bidrager med godt 3%.

Figur 3.2, 3.3 og 3.4 viser den procentdel af de forskellige landes el-produktion, der kommer fra kernekraftværker.

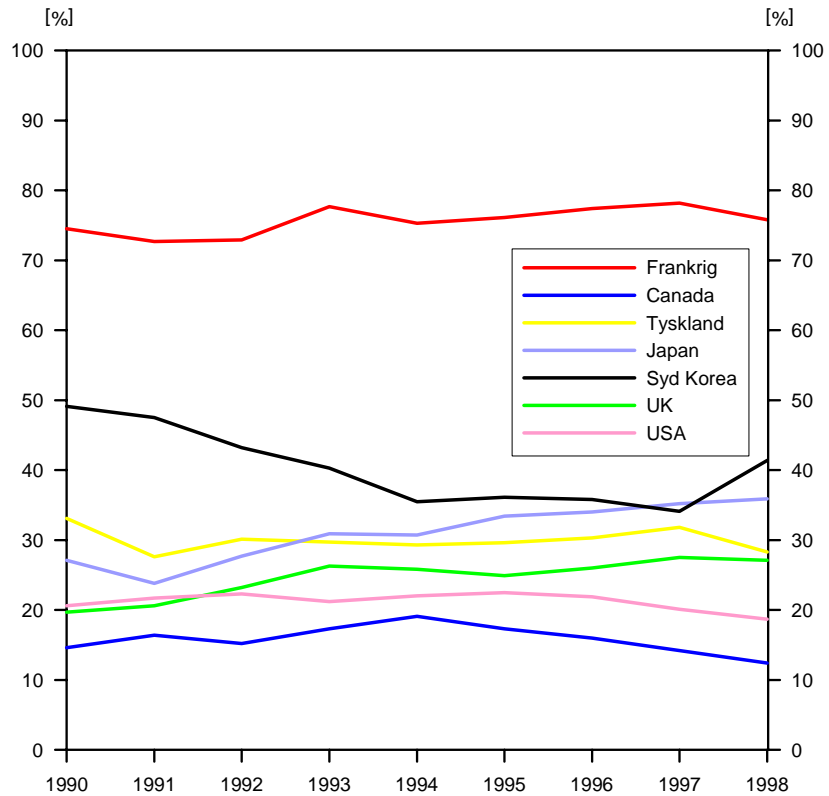
Figur 3.2 giver kernekraftens andel i el-produktionen i en række, hovedsagelig mindre, vesteuropæiske lande. Af figuren ses, at i 1998 var den 55% i Belgien, 46% i Sverige, 41% i Schweiz, 37% i Spanien og 27% i Finland.



Figur 3.2. Kernekraftens andel (i %) i forskellige, mindre vesteuropæiske landes el-forbrug.

I Figur 3.3 er vist kernekraftens andel i el-produktionen i en række, hovedsagelig større, industrilande. Det ses, at i 1998 var denne andel 76% i Frankrig, 41% i Sydkorea, 36% i Japan, 28% i Tyskland, 27% i Storbritannien, 19% i USA og 12% i Canada.

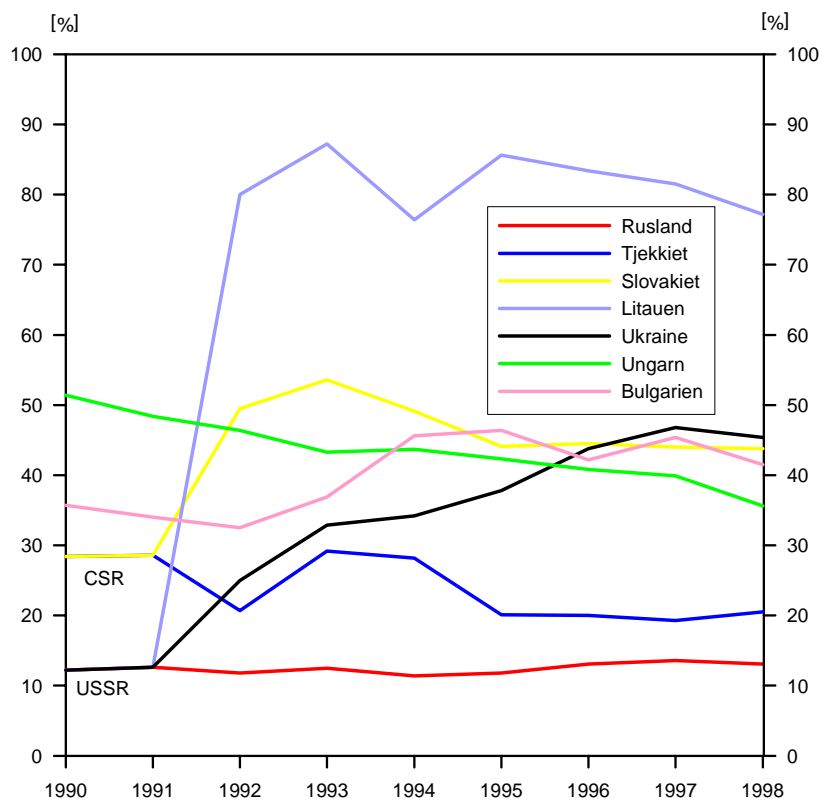
I alt kommer cirka en trediedel af Vesteuropas el-forbrug fra kernekraftværker.



Figur 3.3. Kernekraftens andel (i %) i en række større industrilandes el-forbrug. Gennemgang af større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1999

Figur 3.4 viser, hvor stor en rolle kernekraften spiller i de central- og østeuropæiske lande samt i SNG-landene. I 1998 var kernekraftens andel i el-produktionen 77% i Litauen, 45% i Ukraine, 44% i Slovakiet, 42% i Bulgarien, 36% i Ungarn, 21% i Tjekkiet og 13% i Rusland. Det skal nævnes, at næsten alle de russiske kernekraftværker ligger i den europæiske del af landet, således at kernekraftens andel af el-forbruget her er højere, mens den er mindre i Sibirien.

Det samlede antal driftsår for kernekraftværker var i begyndelsen af 1999 nået op på 9093 år. Samtidig var der 35 kernekraftenheder med en samlet effekt på 26 GWe under bygning.



Figur 3.4. Kernekraftens andel (i %) i en række central- og østeuropæiske landes el-forbrug.

4 Gennemgang af større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1999

I 1999 oplevede man på verdens ca. 450 kernekraftværker 6 hændelser, der blev vurderet til klasse 2 på INES (International Nuclear Event Scale; se appendix A). Det er hændelser, der ikke har indebåret nogen egentlig risiko, men som har vist, at udstyr eller arbejdsrutiner skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal nås. På kernekraftværkerne skete der ikke hændelser alvorligere end klasse 2. Men på Tokai-mura-anlægget i Japan, hvor der arbejdes med uran med henblik på brændselsproduktion, indtraf der et klasse-4 uheld. På grund af alvorlige overtrædelser af sikkerhedsreglerne under behandlingen af en opløsning med uran opstod der kortvarigt en voldsom kædereaktion, der efterfulgtes af 20 timer med kædereaktion ved lav effekt. Tre arbejdere fik kraftige strålingsdoser under uheldets første sekunder, og 80 dage senere døde den ene efter at have været bevidstløs det meste af tiden. En anden får formentlig varige mén af bestrålingen, mens den tredje forventes at komme sig helt.

Der forekom i 1999 andre strålingsulykker med dødelige strålingsdoser. I Peru var en kraftig strålingskilde, der benyttedes til kontrol af svejsninger, kommet ud af sin afskærmning. En arbejder tog kilden i baglommen, hvorved han på "bagsiden" fik en dosis på over 50 gray. Det har givet alvorlige vævsskader og formentlig medført arbejderens død, men der foreligger ikke oplysninger herom. Andre personer fik doser, der gav strålingssyge i mild grad. I Tyrkiet var en medicinsk gamma-kilde havnet på et skrotanlæg. Heldigvis blev kilden ikke knust, men fem personer fik doser (til hele kroppen) på mellem 3 og 6 gray, hvilket svarer til alvorlig, livstruende strålingssyge. Andre fem modtog en dosis på 1-2 gray, der sædvanligvis kun giver lettere strålingssyge. Begge uheld med strålingskilderne er blevet bedømt til klasse 3 på INES.

Også på kernekraftværker er der i 1999 sket arbejdsulykker med dødelig udgang; men da de ikke har involveret stråling eller radioaktivitet, registreres de ikke via INES-systemet. Særligt bemærkelsesværdige er to ulykker i Ukraine og Rusland. På Rovno-kraftværket var man i gang med at bygge reaktor nr. 4, og på byggepladsen eksploderede en gasflaske, hvorved tre arbejdere blev dræbt og tre andre kom alvorligt til skade. På det russiske Kalinin kernekraftværk var tre malere i gang med at male nogle beholdere til behandling af vand, da dampe fra malingen blev antændt af en elektrisk gnist. Der skete en eksplosion, og malerne blev alvorligt forbrændt. Den ene døde nogle dage senere som følge heraf.

Foruden de 6 klasse-2 hændelser på kernekraftværker er der indtruffet 9 andre hændelser af INES-klasse 2. Alle hændelser af INES klasse 2 eller derover beskrives i det følgende.

D. 27. december 1998 kom det engelske kernekraftværk Hunterston B to gange ud for, at højspændingsforbindelsen til det ydre net forsvandt. Første gang stoppede personalet begge reaktorer, og elforsyningen på værket blev opretholdt ved hjælp af nød-dieselgeneratorerne. Efter nogle timer var forbindelsen til det ydre el-net i orden igen, og man begyndte at gå over til normal elforsyning i stedet for brug af dieselgeneratorerne. Begge reaktorer var fortsat nedlukkede, da forbindelsen til det ydre net igen forsvandt. På det tidspunkt havde man endnu ikke fået indkoblet alle automatiske sikkerhedsfunktioner, hvorfor man måtte gribe ind manuelt. Det lykkedes kun til dels; blandt andet kunne man ikke få den normale køling af reaktorerne til at fungere, så man gik

over til naturlig cirkulation af kølegassen. Der skete ingen skader, og ingen radioaktivitet slap ud. Men på grund af vanskelighederne med at genetablere kølingen af reaktorerne vurderes hændelsen til klasse 2 på INES.

I Tyrkiet blev man d. 8. januar 1999 klar over, at der havde været uheld, hvor en cobolt-60 kilde gav høje doser til fem personer og noget lavere doser til endnu fem personer. Uheldet blev klassificeret som INES klasse 3. Kilden på 88 Curie har formentlig været benyttet til medicinsk strålebehandling, og den havnede af uklare grunde på et skrotanlæg, hvor afskærmningen om kilden blev skåret i stykker. Kilden selv undgik at blive beskadiget, men fem personer blev udsat for strålingsdoser på mellem 3 og 6 gray, hvilket sædvanligvis vil give alvorlig strålingssyge. Andre fem personer fik doser mellem 1 og 2 gray svarende til lettere strålingssyge. En af personerne havde haft kilden i hånden, så fingrene fik doser på op til 20 gray. Som følge af uheldet kom de tyrkiske myndigheder på sporet af en endnu kraftigere, uautoriseret cobolt-60 kilde (700 curie), som blev "konfiskeret" samme dag. Fundet af denne ekstra kilde blev bedømt som endnu en klasse-3 hændelse.

I Peru skete der d. 20. februar en strålingsulykke med en industriel gamma-kilde med iridium-192. Ulykken blev klassificeret som INES-klasse 3. Ved bygningen af et vandkraftværk var den kraftige kilde kommet ud af dens sædvanlige opbevaringsbeholder, og en arbejder samlede den op og tog den i baglommen. Kort efter blev det opdaget, at kilden manglede, men "finderen" nåede at have den hos sig i 8 timer, inden den blev overført til beholderen igen. En umiddelbar vurdering gav, at den pågældende arbejder på en del af kroppen havde fået en dosis på over 50 gray, som må have givet alvorlige vævsskader. Det foreligger ikke oplyst, hvad der senere skete, men sandsynligheden for dødelig udgang er stor. Fem andre personer blev udsat for doser, der dog højst har givet strålingssyge i mild grad.

En kraftig radioaktiv kilde med molybdæn-99 forsvandt d. 2. marts fra luften i Johannesburg. Kilden, der var fremstillet i Sydafrika, skulle sendes til Israel. Den opbevarede i en solid transportbeholder (89 kg), og så længe kilden er heri, frembyder den ingen strålingsrisiko. Det er tidligere sket, at en kraftig kilde i en transportbeholder er blevet stjålet i Sydafrika. Den blev genfundet i uåbnet tilstand. Det formodes, at tyvene har villet sælge transportbeholderen, der har en vis værdi som metalkrot. Halveringstiden for molybdæn-99 er knap 3 døgn. Efter en måneds forløb vil kilden ikke længere udgøre nogen væsentlig strålingsrisiko. Hændelsen er bedømt til klasse 2 på INES. Molybdæn-99 benyttes til fremstilling af technetium-99, der bruges ved forskellige medicinske undersøgelser.

D. 11. marts overtrådte nogle ansatte på det franske kernekraftværk Tricastin reglerne for adgang til et "rødt strålingsområde", som er et område med høje strålingsniveauer. Hertil er der kun adgang med tilladelse fra værkets ledelse, og der skal forud være foretaget en bedømmelse af de forventede strålingsdoser til de personer, der skal ind i området. Begge disse regler var overtrådt, og en af de involverede fik en strålingsdosis mellem 80 og 340 mSv. Det er mere end den dengang gældende grænse på 50 mSv pr. år. Hændelsen vurderedes derfor til klasse 2 på INES.

Under arbejdet med at omdanne højradoaktivt affald til glas på det britiske oparbejdningsanlæg Sellafield var en arbejder d. 12. marts blevet udsat for beta- og gamma-stråling. Det opdagedes ved, at han ved udgangen fra arbejdsstedet kunne måle radioaktivitet på sit tøj. Målinger og beregninger pegede på, at strålingsdosis til huden overskred 500 millisievert, som er den maksimalt tilladte grænse. Selv om hudskader først optræder ved betydeligt højere doser, bedømtes hændelsen alligevel til INES-klasse 2.

En bil, der transporterede en radioaktiv kilde med 80 curie iridium-192, blev stjålet i Frankrig d. 23. marts. Kilden tilhørte et firma, der benyttede den til kontrol af svejsninger o.lign. Via nyhedsmedierne blev der straks udsendt advarsler mod at åbne beholderen. Hændelsen - en kraftig kildes forsvinden - bedømtes til INES-klasse 2. Det er tidligere sket, at en tilsvarende kilde er blevet stjålet i Frankrig; her blev kilden senere fundet, og der havde ikke været gjort forsøg på at åbne transportbeholderen.

D. 11 april oplyste det engelske oparbejdningsanlæg, Sellafield, at der var konstateret en forurening med radioaktivt støv på gulvet i et af anlæggets laboratorier. Forureningen af gulvet var meget lokal, og ingen radioaktivitet observeredes uden for rummet. Ingen personer fik stråledoser som følge af hændelsen, men mængden af radioaktivitet var så stor, at det skete alligevel bedømtes til et 2-tal på INES.

På Barsebäcks reaktor nr. 2 kom man d. 25. maj ud for, at noget hjælpekøleudstyr var ude af drift i 6 minutter. Under en rutinemæssig kontrol af udstyret var otte ventiler fejlagtigt blevet lukket. Det bevirkede, at noget sikkerhedsudstyr ikke var til rådighed i disse minutter. Da temperaturen i cirkulationspumperne begyndte at stige, stoppede man reaktoren og begyndte at lede efter årsagen, og mindre end et minut herefter var fejlen udbedret. Efter at have kontrolleret, at der ikke var andre fejl, startedes reaktoren igen op til fuld effekt i løbet af 14 timer. At noget vigtigt sikkerhedsudstyr ikke havde været disponibelt i nogle minutter takseredes til INES-klasse 2.

D. 26. maj blev fire ansatte ved det canadiske Chalk River laboratorium uventet udsat for radioaktivt støv. De skulle fjerne noget udstyr fra et laboratorium, det havde været nedlukket (og aflukket) siden 1957, og som nu skulle klargøres til fuldstændig demontering. Arbejderne benyttede sikkerhedsdragter, men da de var færdige med opgaven, blev det konstateret, at deres dragter udvendigt var forurenede med radioaktivt støv i så betydelige mængder, at de tilladte strålingsdoser (incl. fremtidige doser fra indånding af støv efter aftagning af dragterne) formentlig var blevet overskredet. Derfor bedømtes hændelsen til INES-klasse 2.

I juni blev en brændselskanal ved en fejltagelse åbnet i en reaktor i Severst i Sibirien. Det bevirkede, at 15 korte brændselselementer faldt ud i reaktorhallen. To arbejdere blev bestrålet med op til 3 gange den tilladte årsdosis. Der kom ikke radioaktivitet ud i omgivelserne. Hændelsen bedømtes til INES-klasse 2.

I juni var der også ved at ske et forureningsuheld på en græsk fabrik, der smelter metal-skrot. En strålingsdetektor opdagede dog kilden i skrottet og fik stoppet processen. Derfor slap der ikke radioaktivitet ud i omgivelserne. Alligevel bedømtes hændelse til et 2-tal på INES.

Tjernobyl kom også i år med på listen over INES klasse-2 hændelser. Det var dog ikke reaktoren, der var noget galt med. Den var i øvrigt nedlukket på det pågældende tidspunkt - d. 17. juli. Men en radioaktiv kilde, der benyttes til kontrol af svejsesømme, faldt ud af sin opbevaringsbeholder, og fire arbejdere blev bestrålet - heraf to med doser 4-5 gange over det tilladte niveau, men dog langt under det niveau, hvor der kan forventes helseskader.

D. 23. juli kom en arbejder på en canadisk fabrik uvidende til at tage en radioaktiv kilde i hånden. Kilden, der benyttes til måleopgaver, skulle have været i en sikker beholder, men var af en eller anden grund taget ud. Hånden blev udsat for en højere bestråling end tilladt, men dosen var dog ikke så høj, at der forventedes egentlige skader på hånden. Da den tilladte grænse var overskredet, takseredes forløbet til klasse 2 på INES.

D. 31. august blev kernekraftenheden Indian Point-2 i USA automatisk stoppet på grund af en forstyrrelse i sikkerhedssystemet. Kort efter konstateredes et fald i spændingen i en vigtig strømforsyning (480 VAC), og alle nødforsynin-

gens dieselgeneratorer startede straks. En af de elektriske forbindelser blev umiddelbart efter afbrudt, hvorved en af hjælpefødevandspumperne stoppede. Disse hændelser betød ikke noget væsentligt sikkerhedsmæssigt. Man forudser endda, at de vil indtræffe en gang imellem. Men efterfølgende observeredes, at den 24 V batteri-forsyning, der leverer strøm til en del af kontrolrummet, også mistede spændingen. Hændelsen blev klaret uden yderligere problemer, men takseredes på grund af batteriproblemet til et 2-tal på INES.

D. 30. september skete der en alvorlig strålingsulykke på Tokai-mura anlægget i Japan. Her foretages en kemisk omdannelse af beriget uran, så det efterfølgende kan benyttes som brændsel i atomreaktorer. Den pågældende dag arbejdedes med 19% beriget uran. Tre arbejdere overtrådte sikkerhedsbestemmelserne og fik samlet så meget uran i en enkelt beholder, at det opstod en spontan, kraftig kædereaktion med udsendelse af neutron- og gammastråling. Alle tre arbejdere forlod straks stedet, men de havde fået store strålingsdoser. De blev overført til hospitaler med specialafdelinger for behandling af patienter med strålingsskader. En af arbejderne døde 80 dage senere efter at have været bevidstløs gennem længere tid. En anden vil formentlig få varige mén, mens den tredje synes at komme uskadt fra bestrålingen.

Kædeprocessen i beholderen fortsatte ved lav effekt i 20 timer efter den oprindelige kraftige "eksplosion". Den stoppede ved, at man fjernede vandet i en kølekappe omkring beholderen. Hændelsen havde stort set kun virkninger på selve fabrikken. Dog kunne man også "uden for hegnet" registrere et forhøjet strålingsniveau af neutroner, mens kædeprocessen var i gang. I denne periode blev 50 familier, der boede mindre end 350 m fra fabrikken, evakueret. Kædeprocessen dannede radioaktivitet, og af frygt for, at noget skulle slippe ud, blev befolkningen inden for 10 km fra anlægget opfordret til at holde sig inde bag lukkede døre og vinduer. Målinger under og efter forløbet viste dog, at niveauerne af radioaktivitet lå langt under de tilladelige niveauer for luft, vand og lokale grøntsager.

Ulykken med dødsfald og helbredsskader, overtrædelse af regler samt risiko for udslip af radioaktivitet er af de japanske myndigheder vurderet til klasse 4 på INES.

Gentagne tilfælde af brug af forkerte beholdere til transport af små mængder plutonium blev d. 19. oktober opdaget på oparbejdningsanlægget Sellafield i England. Noget plutonium skulle bruges til måleopgaver ved deponeringsanlægget ved Drigg. Ved en forhåndskontrol af papirerne blev det opdaget, at man havde planlagt at benytte en transportbeholder af en type, der ikke er godkendt til opgaven. Det konstateredes efterfølgende, at den forkerte beholder havde været brugt ved tidligere transporter. Disse brud på reglerne blev bedømt til klasse 2 på INES.

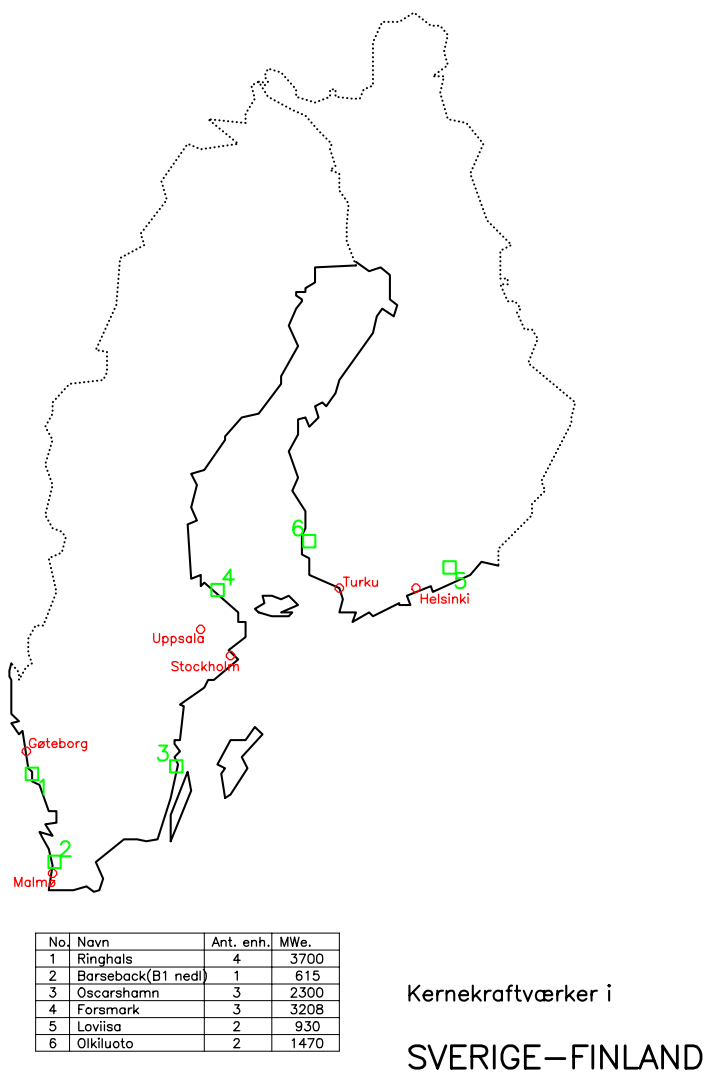
I 1999 konstateredes det, at der var en fejl på nød-dieselgeneratorerne ved de franske 1300 MWe enheder. En bestemt ventil i kølesystemet i dieselgeneratorerne kunne forblive "låst" i lukket stilling, så vandet ikke kunne strømme igennem den. D. 23 november besluttede myndighederne, at alle anlæg af den pågældende type snarest skulle have ventilerne udskiftet. Kunne det ikke ske øjeblikkeligt, skulle ventilerne "låses" i åben stilling. Opdagelsen af fejlen på de mange ventiler bedømtes som en klasse-2 hændelse på INES.

I USA var man d. 27. november klar til at foretage nogle reparationer på Watford-3 reaktoren. Reaktoren var stoppet, og man ville indkoble det kølesystem, der sædvanligvis benyttes, når reaktoren er stoppet. Da der åbnedes for ventilerne til dette kølesystem, løb der 20.000 liter vand fra reaktoren til et bassin, der bruges, når der foregår brændselsskift. Årsagen var formentlig, at nogle ventiler var indstillet forkert. Personalet fik hurtigt pumpet nyt vand ind i reaktorsystemet ved hjælp af én af nødkølepumperne. Der skete ingen skader, men

hændelsen viste, at der havde været fejl ved udstyr eller procedurer, som sammen med andre fejl kunne have givet en alvorligere udvikling. Derfor bedømtes hændelsen til INES-klasse 2.

5 Barsebäck-anlægget og andre svenske kernekraftværker

I Sverige findes 11 kernekraftenheder fordelt på 4 værker: Barsebäck-værket i Skåne med 1 enhed (indtil 30/11-99 2 enheder) af kogendevandsreaktortypen (BWR), Oscarshamn-værket i Østsmåland med 3 enheder af typen BWR, Ringhals-værket i Västergötaland med 1 enhed af typen BWR og 3 enheder af trykvandsreaktortypen (PWR) og endelig Forsmark-værket nord for Stockholm med 3 enheder af typen BWR. Den samlede installerede elektriske effekt for de 11 enheder er 9800 MW. Placeringen af værkerne fremgår af Figur 5.1



Figur 5.1. Kernekraftværker i Sverige - Finland.

Kogendevandsreaktorerne er alle leveret af ABB Atom (tidligere Asea Atom), mens trykvandsreaktorerne er leveret af det amerikanske firma Westinghouse.

5.1 Barsebäck-værket

Barsebäck-værket, der ligger ca. 25 km øst for København, bestod ved begyndelsen af 1999 af to BWR enheder, hver på 615 MWe, som blev taget i brug i henholdsvis 1975 og 1977.

Driften af Barsebäck 1 skulle egentlig have været standset den 1. juli 1998 i henhold til en regeringsbeslutning fra februar 1998 (se afsnit 2). Værket ankede imidlertid afgørelsen til Regeringsretten, Sveriges højeste forvaltningsdomstol, som i maj 1998 besluttede, at denne anke skulle have opsættende virkning, således at en eventuel lukning først kunne finde sted, når den juridiske behandling var afsluttet. Enhed 1 kørte derfor videre også efter den 1. juli 1998.

Den 16. juni 1999 kom Regeringsrettens dom, som fastholdt regeringsbeslutningen, hvorefter Barsebäck 1 skulle lukke senest den 30. november 1999. Dette skete, selvom værkets ansatte til det sidste søgte at bevare deres arbejdsplads.

SKI havde allerede sidste år indledt et skærpet tilsyn med værket for at kontrollere organisatoriske forhold, sikkerhedskultur, motivation o.s.v. hos personalet. Man havde imidlertid på intet tidspunkt fundet tegn på reduceret sikkerhed ved driften af værket som følge af afviklingsbeslutningen.

Revisionsnedlukning på Barsebäck 1 blev indledt den 14. maj og var planlagt til at vare 29 dage. Der blev bl.a. foretaget udskiftninger af neutronmåleudstyret i kernen, installeret nyt, nuklidspecifikt monitoringsudstyr i skorstenen, og mange andre afprøvnings- og vedligeholdelsesarbejder uden hensyntagen til en eventuel lukning.

SKI havde på baggrund af en tidligere gennemført sikkerhedsanalyse opstillet visse vilkår, som skulle opfyldes for, at enheden kunne få starttilladelse efter revisionen. Disse var bl.a. øget fysisk separation og kapacitet af batterisystemet, bedre fysisk beskyttelse af specielle kabelgennemføringer, flere brandvægge og et supplerende højfølsomt branddetekteringssystem. Alle vilkår blev opfyldt.

Under kontrol af reaktorindeslutningens betonkonstruktion fandt man en misfarvning i et begrænset område af betondækket mellem dry-well og wet-well. En betoncylinder faldt igennem det farvede område og efterlod et hul mellem de to rum. Værkets ledelse mener, at der under bygningen af enheden i begyndelsen af halvfjerdserne var blevet boret et hul i dækket, som ikke senere var blevet forsvarligt lukket. SKI krævede en beskrivelse af, hvorledes værket ville reparere hullet i dækket, inden man ville give starttilladelse. Denne blev fra værkets side suppleret med konsekvensberegninger af uheldsscenerier, hvor man antog hul i gulvet. Disse viste, at den filtrerende trykafkastning (Filtra) ville være blevet aktiveret ved små og mellemstore rørbrud, selv med et hul i dækket.

Sandsynligvis ville den nødtørftigt reparerede udboring have kunnet modstå et rørbrud i det primære system uden at lave en kortslutning mellem dry-well og wet-well. Alligevel blev konstruktionsfejlen klassificeret som 1 på INES (se appendix A).

Under revisionen på Oskarshamn-værkets enhed 2 fandt man revner i ophængen til kernens sprinklersystem. Ved en kontrol på Barsebäck 1 fandt man tilsvarende revner både i konsoller og ophæng til sprinklersystemet på indersiden af moderatortanklåget. Konsollerne blev udskiftet, mens reparationen af op-

hængene, der er meget kraftigt dimensioneret, blev udskudt til næste års revision. Revnerne blev klassificeret til 1 på INES.

I begyndelsen af september fik Barseback 1 omsider tilladelse af SKI til at starte op. Revisionen havde da varet 15 uger.

Driften af enhed 2 blev afbrudt af et hurtigstop den 25. maj som følge af totalt bortfald af hjælpekedevandssystemet. Under en periodisk afprøvning af sluser i hjælpekedevandskanalen blev tilførslen af havvand fejlagtig afbrudt. Hændelsen blev klassificeret som 2 på INES.

Den 10. juni blev enheden igen lukket ned – denne gang for at kontrollere op-hængen af kernens sprinklersystem. Man fandt tilsvarende revner som på Barsebäck 1 og besluttede straks at indlede revisionen. Herunder gennemførte man de samme reparationer som på enhed 1, ligesom de tilsvarende konstruktionsændringer med henblik på bedre brandbeskyttelse blev gennemført. En gentagelse af konstruktionsfejlen i betondækket mellem dry-well og wet-well blev dog ikke konstateret.

Først i slutningen af september leverede Barsebäck 2 atter strøm til nettet.

5.2 Forsmark-værket

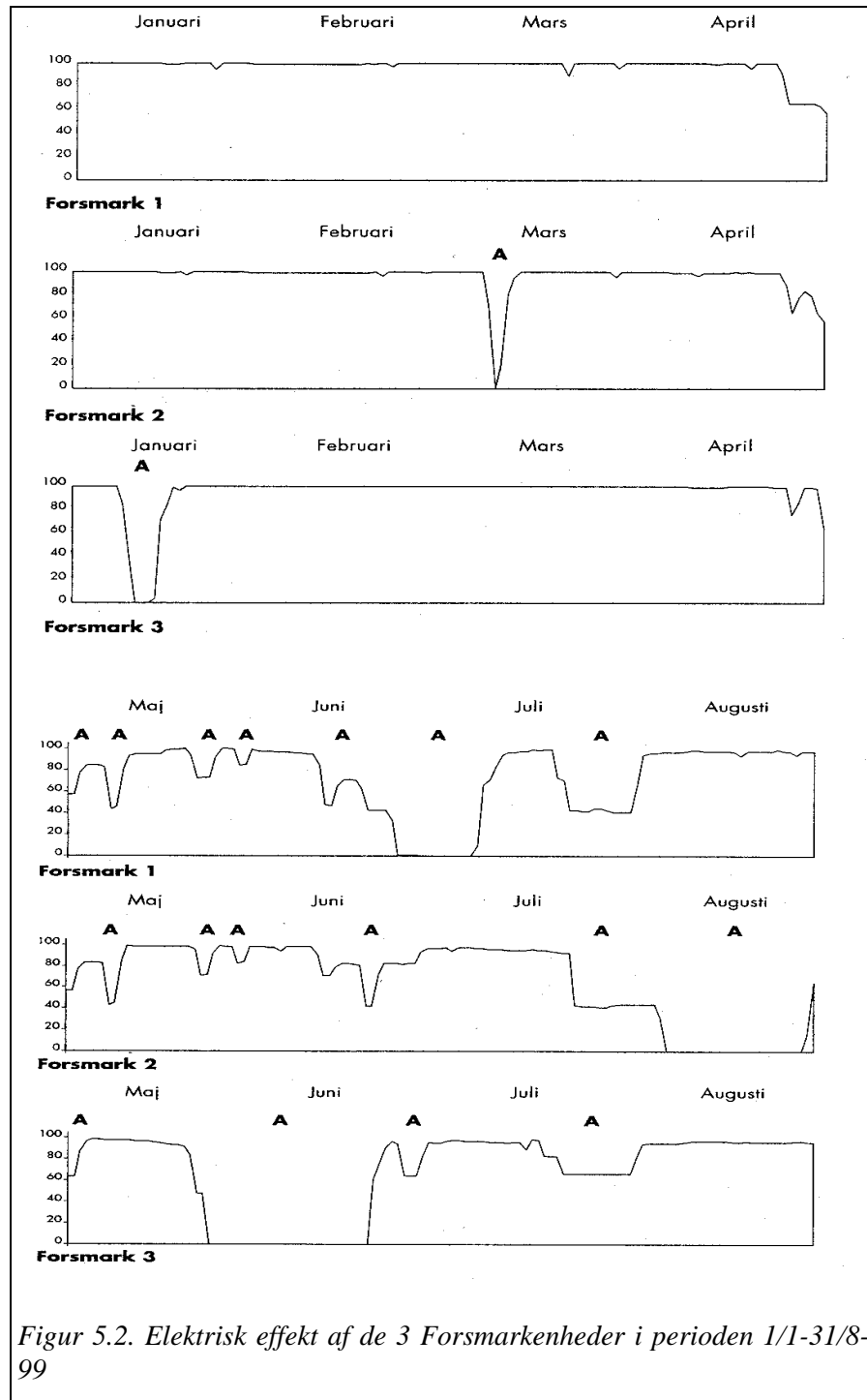
Forsmark-værket ligger ca. 100 km nord for Stockholm og består af tre BWR-enheder. Enhed 1 og 2, begge på 1000 MWe, blev taget i brug i 1981, mens enhed 3 på 1200 MWe blev sat i drift i 1985.

Den årlige revision på Forsmark 1 blev indledt den 27. juni. Den varede til den 7. juli – kun 11 dage, men omfattede heller ingen større arbejder ud over de planlagte kontrol- og afprøvningstest. I en del af sommeren var effekten reduceret som følge af høj kølevandstemperatur.

Forsmark 2 havde en enkelt driftsafbrydelse i marts p.gr.a. en lækage i en rør-flange i systemet for rensning af reaktorvandet. Forstyrrelsen varede kun en halv dag. Revisionen af Forsmark 2 blev indledt den 6. august og blev afsluttet den 30. august. Som ved enhed 1 var effekten i perioder i sommerhalvåret reduceret p.g.a. høj kølevandstemperatur.

Forsmark 3's revisionsperiode begyndte den 24. maj, og var ledsaget af omfattende vedligehold på turbineanlægget. Således konstaterede man revner på to turbineskovle, som blev udskiftet. Revnerne stammede formodentlig fra en kraftig forstyrrelse på el-nettet i 1995. Den 19. juni startede enheden op igen. Man var ude for et antal fejlagtige brandalarmer midt på sommeren, antagelig p.g.a. det varme og fugtige vejr. Den høje temperatur på vandet i den svenske skærgård gav også på Forsmark 3 anledning til effektreduktion.

Figur 5.2 viser middeffekten for de tre Forsmarkenheder for årets første otte måneder. Af kurverne kan man se de ovenfor omtalte hændelser markeret med A: Planlagt driftstop eller effektsænkning. Det fremgår af figuren, at de første fire måneder er præget af stabil drift for alle tre enheder. Efter 1. maj begynder revisionen at være synlig, og det er karakteristisk, at i det meste af juli måned, hvor kølevandstemperaturen er høj, kører alle tre enheder ved reduceret effekt.



5.3 Oskarshamn-værket

Oskarshamn-værket ligger ca. 50 km nord for Kalmar. Dets 3 BWR enheder på 465 MWe, 630 MWe og 1205 MWe blev taget i brug i henholdsvis 1972, 1975 og 1985.

Enhed nr. 1, som er Sveriges ældste kernekraftværk, havde i midten af april en utilsigtet nedlukning. En skalventil i en dampledning begyndte pludselig at lukke, hvilket førte til aktivering af det automatiske hurtignedlukningssystem. I

slutningen af april blev enheden lukket ned for reparation af en mindre lækage i reaktorindeslutningen. Den 27 juli indledtes revisionen, hvor man begyndte at forberede det store moderniseringsarbejde, som skal udføres ved næste års nedlukning. Under revisionen blev der i flere rum lavet bedre fysisk separation for at hindre en eventuel brand i at sprede sig. Dette var et resultat af en netop gennemført sikkerhedsanalyse med speciel vægt på brandbeskyttelse.

Enhed 2 havde i slutningen af februar en hurtignedlukning, foranlediget af svingninger i reaktoreffekten. Det indtraf under et vedligeholdelsesarbejde i et sekundært system, hvor et kortvarigt spændingsbortfald gav anledning til fejl-signal, der bredte sig til effektreguleringssystemet og fik dette til at svinge. Det automatiske hurtignedlukningssystem standsede reaktoren. Hændelsen medførte, at SKI krævede en analyse af årsagen til, at reaktoren kunne komme uden for sit normale driftsområde. Ved revisionen, som indledtes i begyndelsen af juni, indførtes ændringer i driftsprocedurene, som skal hindre, at sådanne svingninger igen kan opstå. Som på Barsebäck 1 og 2 opdagede man også her revner i kernens sprinklersystem. Reparationen foregik på samme måde som ved de to søsterreaktorer.

Oskarshamn 3 har kørt stabilt i hele perioden. Revisionen begyndte den 26. juni og enheden var igen på nettet den 2. august. Der foregik ingen store arbejder under revisionen.

SKI har indstillet til den svenske Regering, at Oskarshamn-værket skal have lov til at anvende en begrænset mængde MOX-brændsel i enhed 2 og 3. Det drejer sig om 4,8 tons brugt brændsel fra den nedlagte forskningsreaktor R1 ved Den tekniske Højskole i Stockholm. SKI finder, at det er en god løsning, såvel med hensyn til sikkerhed som til ikke-spredning af kernevåben, at fremstille MOX-brændsel af det svensk ejede plutonium, som befinder sig i Sellafield i England.

5.4 Ringhals-værket

Ringhals-værket ligger ca. 60 km syd for Göteborg og ca. 65 km øst for Læsø. Enhed nr. 1, en BWR på 825 MWe, blev taget i brug i 1976, enhed nr. 2, en PWR på 915 MWe, blev taget i brug i 1975, mens de 2 sidste PWR enheder, hver på 960 MWe, blev taget i brug i henholdsvis 1981 og 1983.

Ringhals 1 var i begyndelsen af året udsat for en række utilsigtede effektreduktioner p.g.a. ventiler i turbinereguleringssystemet, der pludselig lukkede. I juni fik man problemer med muslinger i indløbet til kølevandet fra Kattegat og man måtte standse den ene turbine. Den 30. juli blev det årlige brændselsskift og vedligehold indledt, og det fortsatte til langt ind i september hovedsagligt p.g.a. revner i kernesprinklersystemet, som også var blevet konstateret ved Barsebäck 1 og 2 og Oskarshamn 2.

Ringhals 2 var også plaget af muslinger i indløbet til kondensatoren ved flere lejligheder i foråret og måtte reducere effekten. Revision startede den 13. maj og varede frem til den 10. juni. Siden har enheden kørt stabilt kun afbrudt af midlertidige effektreduktioner, som led i de normale afprøvninger.

Ved Ringhals 3 blev revisionen indledt den 18. juni. Driften havde indtil da været stabil med overgang til en-turbinedrift fra 11. juni p.g.a. lavt strømbehov i Sverige. Under revisionen fik man problemer med at holde temperaturen i brændselopbevaringsbassinerne under 35°C. Det viste sig at skyldes blåmuslinger i indløbet til højtemperaturvarmevekslerne, der regulerer temperaturen i bassinerne. Den 23. juli var revisionen tilendebragt, og siden har der været stabil drift.

Ringhals 4 har hele året kørt stabilt kun af brudt af revisionen den 26. august, som blev på 5 uger.

5.5 Svensk kernekraft og fremtiden

Som det fremgår af årets tema-artikel (se afsnit 2) blev enhed 1 på Barsebäckværket lukket ned d. 30. november 1999 efter krav fra den svenske regering, et krav, der ikke skyldtes sikkerhedsmæssige, men politiske forhold.

Hvad der videre vil ske med kernekraften i Sverige, er uklart. Det nuværende rigsdagsflertal går ind for, at el fra kernekraftværker på længere sigt skal erstattes af effektivere brug af el samt af miljømæssigt acceptabel el-produktion, d.v.s. brug af vedvarende energikilder. Hvad det betyder i praksis, er ikke klart, specielt ikke, hvis der også skal tages hensyn til økonomiske forhold. Det er derfor et åbent spørgsmål, hvad fremtiden bliver for den svenske kernekraft.

6 Udviklingen i Østeuropa med hensyn til reaktorsikkerhed

6.1 Tjernobyl-reaktoren

I december 1995 indgik G7-landene og Ukraine et Memorandum of Understanding (MoU), ifølge hvilket alle Tjernobyl-reaktorer skal lukkes senest i år 2000, mod at Vesten til gengæld skal yde økonomisk støtte til at løse problemerne omkring den ødelagte reaktor-4, og at Vesten gennem lån muliggør færdiggørelsen af to enheder af trykvandstypen, Rovno-4 og Khmel'nitski-2, til erstatning for Tjernobyl-værket.

Hvad angår løsning af problemerne ved den ødelagte Tjernobyl-4-reaktor, herunder især problemerne med sarkofagen omkring den ødelagte reaktor, så er arbejdet indledt, men kun ca. halvdelen af de nødvendige midler er blevet tilvejebragt. De lån fra Vesten, som skal muliggøre færdiggørelsen af Rovno-4 og Khmel'nitski-2, er endnu ikke bevilget.

Det har medført, at man fra ukrainsk side har fremført, at hvis Vesten ikke opfylder sin del af det indgåede MoU, er Ukraine ikke indstillet på at lukke Tjernobyl-værket i år 2000.

6.2 Andre RBMK-reaktorer

Den vandkølede grafitmodererede kanaltype reaktor af russisk design, RBMK (Reaktor Bolshoj Moshnost'i Kanal'nogo = Reaktor Stor Effekt Kanaltype), findes i Rusland, Ukraine og Litauen. Tabel 6.1 viser enhederne, deres placering og afstand til Danmark.

Tabel 6.1. RBMK-værker.

Værk	Antal enheder	Land	Afstand til DK
Leningrad	4	Rusland	1050 km
Kursk	4	Rusland	1450 km
Smolensk	3	Rusland	1100 km
Tjernobyl	1 ^{*)}	Ukraine	1100 km
Ignalina	2	Litauen	700 km

**) Driften af Tjernobyl-1 blev standset d. 30 november 1996 ifølge G7-aftalen fra april samme år. Tjernobyl-2 har været nedlukket siden oktober 1991 p.g.a. en turbinebrand. Tjernobyl-3 er i drift, mens Tjernobyl-4 blev ødelagt ved katastrofen i 1986.*

Så vidt vides findes der ikke i Rusland, hvor der er 11 RBMK-enheder i drift, planer om udbygning af kernekraften med nye RBMK-reaktorer. Dog har Kursk 5, en RBMK-1000 enhed, stået 90 % færdigbygget siden 1990, men dårlig økonomi og modstand fra befolkningsgrupper har hidtil afholdt russerne fra at færdiggøre enheden.

I efteråret 1998 bekræftede den russiske regering imidlertid, at Kursk 5 vil blive færdigbygget uden dog at sætte nogen dato for opstarten.

Et russisk forslag til en ny og mere avanceret RBMK-reaktor, MKER800 på 800 MWe, som skulle leve op til de internationale sikkerhedskrav med hensyn til reaktorindeslutning, nødkøleanlæg, separation af udstyr o.s.v. er indtil videre lagt på is - mest af politiske grunde.

Selvom der ikke planlægges nye RBMK-reaktorer, gøres der meget for at forbedre egenskaberne hos de eksisterende. Det amerikanske firma Westinghouse er således gået sammen med russiske og ukrainske firmaer med det formål at overføre den såkaldte SPDS-teknik, Safety Parameter Display System, fra amerikanske reaktorer til RBMK-reaktorer. Formålet med SPDS er at hjælpe reaktoroperatøren med hurtigt at detektere driftsforstyrrelser ved i kontrolrummet at indføre visning af vigtige sikkerhedsparametre. RBMK reaktorer har fra starten været forsynet med visning af enkelte sikkerhedsparametre, men på grund af meget langsom databehandling har der eksisteret en forsinkelse i visningen på ca. 20 minutter. SPDS systemet kan bearbejde måledata fra reaktorparametre meget hurtigt og advare operatøren om mulige problemer med anlægget på så tidligt et tidspunkt, at han kan nå at gribe ind og undgå alvorlige hændelser.

SPDS systemet er foreløbig installeret på Kursk 2, Leningrad 4 og Tjernobyl 3. Med tiden vil det formentlig blive implementeret på alle RBMK enheder.

6.3 VVER-reaktorer

VVER-reaktoren er den sovjetiske udgave af trykvandsreaktoren. Den findes i to størrelser med en elektrisk effekt på henholdsvis 440 MWe og 1000 MWe. For tiden er der 28 VVER-440-reaktorer og 20 VVER-1000-reaktorer i drift. De fordeler sig således:

Tabel 6.2. VVER-værker

Land	VVER-440	VVER-1000
Rusland	6	7
Ukraine	2	11
Finland	2	
Tjekkiet	4	
Slovakiet	6	
Ungarn	4	
Bulgarien	4	2
Armenien	1	

Der er adskillige under bygning: 2 VVER-1000 i Tjekkiet, 3 VVER-440 i Slovakiet, 5 VVER-1000 i Ukraine og 8 VVER-1000 i Rusland. På en del af disse er byggeriet dog ikke kommet ret langt eller ligger stille.

VVER-440

VVER-440 reaktoren er forsynet med 6 kølekredsløb med hver sin vandrette dampgenerator. Hvert af kredsløbene har to afspærringsventiler, der under nogle uheldsforløb kan hindre tab af kølemiddel. Primærsystemet indeholder p.g.a.

de seks kredsløb en stor vandmængde, ca. 225 m³, og den termiske belastning af brændselstavene er lav, i middel 12-13 kW/m. Disse to forhold bidrager positivt til reaktorsikkerheden. Trykket i reaktortanken er ca. 125 bar, og kølemidlets maksimale temperatur er ca. 300 °C.

VVER-440-typen opdeles normalt i en første generation, VVER-440/230, og en anden generation, VVER-440/213.

Sikkerheden ved de to typer adskiller sig i det væsentlige ved følgende forhold:

- I en VVER-440/213 har reaktortanken en indvendig beklædning af poleret, rustfrit stål, 8-10 mm tyk. Model 230 mangler denne beklædning.
- Model 230 har intet egentligt nødkølesystem, men 6 pumper i to grupper kan hver yde 10-15 liter borholdigt vand pr. sekund ved 125 bar. Model 230 har ingen lavtryksnødkøling. VVER-440/213 har tre højtryks- og tre lavtryks-pumper til nødkøling. Dertil kommer fire tryksatte lagertanke med borholdigt vand ved 60 bar. Nødkølekapaciteten af model 213 angives at være tilstrækkelig til at klare et guillotinebrud på primærkredsens 500 mm rør.
- VVER-440/230 har ikke reaktorindeslutning i vestlig forstand. Bygningen omkring primærsystemet og dampgeneratorerne har ganske vist tykke vægge, som er gjort lufttætte med en 6 mm tyk beklædning af stål, men rumfanget er ikke ret stort, og det tilladelige overtryk er kun 1 bar. Model 213 har et større indeslutningsrumfang, ca. 40.000 m³, fordi der er tilføjet et boblekondenseringstårn på 25.000 m³. I tårnet kondenseres dampen, når den passerer opad gennem nogle vandfyldte bakker. Det store rumfang og dampkondensationen skulle give en betragtelig trykaflastning.
- Bestrålingen af tankvæggen med hurtige neutroner er relativt kraftig. Dette kan svække svejsesømmene i reaktortanken (de kan blive skøre), især en, der sidder ud for kernen. Skørheden kan mindskes ved udglødning, hvor en halvanden meter bred zone af reaktortanken, i højde med kernen, opvarmes til mere end 475°C i 100 timer. Risikoen for tankskørhed kan også mindskes ved at erstatte kernens yderste brændselselementer med stålelementer.

VVER-1000

VVER-1000 minder mere om vestlige trykvandsreaktorer. Der er fire vandrette dampgeneratorer og en turbogenerator på 1000 MWe. VVER-1000 har en regulær reaktorindeslutning, der kan tåle ca. 4 bar overtryk. Bortset fra de første fem VVER-1000 er afspæringsventilerne i primærsystemet udeladt.

I Vesten er der langt færre betænkeligheder ved VVER-1000 end ved VVER-440, bl.a. fordi reaktoren kan tåle et brud på det største kølemiddelrør under totalt bortfald af ekstern strømforsyning, og fordi VVER-1000 har reaktorindeslutning. En enkelt svaghed er dog de "kolde" manifolde i damp-generatorerne, som er tilbøjelige til at revne, fordi de er lavet af perlit i stedet for af rustfrit stål (som i VVER-440).

En avanceret version af VVER-1000 (kaldet VVER-91) er udviklet i samarbejde med IVO, der ejer de to finske VVER-440 reaktorer. VVER-91 har dobbelt reaktorindeslutning i lighed med VVER-640 (se nedenfor), men den indre "skal" er her af forspændt beton. Endvidere er der lagt vægt på at opnå fuldstændig uafhængighed (herunder fysisk adskillelse) mellem sikkerhedssystemerne. Indtil videre synes VVER-91 mest at være beregnet til eksport.

VVER-640

VVER-640 er en nyudviklet reaktortype. Den første af disse er under bygning i Sosnovy Bor vest for Sankt Petersborg. VVER-640 har fire vandrette dampgeneratorer og en turbogenerator på 640 MWe. Tryktanken er lige så stor som VVER-1000's tryktank. Da effekten er lavere, er der relativt mere vand til rådighed i tilfælde af uheld. Den lavere effekt betyder også, at neutronstrålingen på tryktankens væg bliver lavere. Derfor regnes der med, at tryktanken har en levetid på 60 år.

VVER-640 vil som den første russiske reaktor få en dobbelt reaktorindeslutning. Den indre væg bliver en stålcyylinder med halvkugleformet kuppel, den ydre bliver af forspændt beton. Det samme princip er anvendt på mange vestlige trykvandsreaktorer, bl.a. de tyske.

6.4 Skibsreaktorer

Skibsreaktorer er primært reaktorer, der benyttes til fremdrift af ubåde samt – i mindre omfang – af hangarskibe og krydsere. De eneste civile fartøjer, der anvender kernekraft, er de russiske, nukleare isbrydere.

USA har 86 nukleart drevne fartøjer, 9 hangarskibe og 77 ubåde, med i alt 101 reaktorer i drift

Rusland har 62 nukleart drevne fartøjer, 53 ubåde, 2 krydsere og 7 isbrydere, med i alt 106 reaktorer i drift.

Det kan bemærkes, at mens alle de amerikanske ubåde er forsynet med 1 reaktor, har de fleste af de russiske ubåde 2 reaktorer.

Storbritannien har 15 nukleare ubåde, Frankrig 10 og Kina 6.

Antallet af nukleart drevne fartøjer er faldet stærkt gennem de sidste 10 år. For ti år siden havde USA 145, USSR 224, UK 20, Frankrig 10 og Kina 5 fartøjer med nuklear fremdrift. Årsagen til dette fald er dels nedrustningsaftaler, dels økonomiske forhold. Nedrustningsaftaler har medført at såvel USA som Rusland har reduceret antallet af ubåde med ballistiske missiler. Endvidere er nye ubåde gradvis blevet mere avancerede, men også dyrere, hvorfor deres antal er blevet reduceret. Endelig har den økonomiske krise i Rusland nødvendiggjort en reduktion af den russiske flåde. Bygning af nye, russiske ubåde er stort set ophørt.

De reaktorer, der benyttes til fremdrift af skibe, har et væsentlig mindre effektivniveau end kraftreaktorer. Den i skibsreaktorerne producerede varmeeffekt ligger i de fleste tilfælde på 50 til 200 MWt, mens de fleste kraftreaktorer har en varmeeffekt på 1500 til 3000 MWt. Alle skibsreaktorer er i dag trykvandsreaktorer.

I USA er ophugning af nukleart drevne skibe efterhånden en rutineoperation. Ubådene sejles til Puget Sound Naval Shipyard på USA's vestkyst (nær Seattle), hvor ubådenes reaktorsektion skæres ud og med en pram sejles op ad Columbia-floden til Hanford-reservatet, hvor sektionerne begravnes i et ørkenagtigt område. I området findes også USA's første, nu nedlukkede reaktorer til produktion af plutonium til kernevåben. Det eneste udestående problem er slutdeponeringen af det brugte brændsel fra fartøjerne. Tidligere blev brændslet oparbejdet, d.v.s. det blev opløst i syre og det resterende uran blev udvundet til genanvendelse, mens resten, det højaktive affald, blev opbevaret indtil slutdeponering. I dag vil man slutdeponere brændslet direkte efter en passende opbevaringsperiode, men problemet er, at man endnu ikke i USA har fået oprettet et sådant deponi, selvom der arbejdes på det. Dette problem har US Navy fælles med de amerikanske kernekraftværker.

Også i Storbritannien og Frankrig er ophugningsproceduren klar. Her vil man lade ubådene eller reaktorsektionerne ligge i en længere årrække, hvorefter radioaktiviteten er faldet så meget, at reaktorsektionen med reaktoren og dens kredsløb kan skæres op i mindre dele og deponeres. I begge lande mangler man adgang til et slutdeponi, men der arbejdes med at etablere et sådant. Deponiet skal også benyttes til deponering af radioaktive dele fra almindelige kernekraftværker.

Rusland er det land, der har det største antal gamle ubåde liggende til ophugning, i alt over hundrede. Her er det største problem, at man p.gr.a. landets store økonomiske problemer kun har ressourcer til at foretage ophugning i meget begrænset omfang, og derfor stiger antallet af ubåde, der afventer ophugning. Fra vestlig side har man ydet en vis støtte i form af levering af udstyr m.v. De manglende økonomiske ressourcer manifesterer sig også i mangel på lagre til opbevaring af udbrændt brændsel, hvorfor de fleste af de gamle ubåde stadig indeholder deres kernebrændsel. De eksisterende lagre forfalder, hvorfor sikkerheden ikke er, hvad den burde være. Der mangler også transportbeholdere til transport af det udbrændte brændsel til et oparbejdningsanlæg i det sydlige Rusland.

I Rusland skærer man ligesom i USA reaktorsektionen ud af ubådene, men hvad der dernæst skal ske med sektionen, er ikke afgjort. Forskellige forslag har været fremme: Flydende opbevaring på flådebaser, opbevaring på land, evt. under tag, opbevaring i klippehuler eller nedlagte miner, og nedgravning i permafrostområder, f.eks. på øen Novaja Zemlja. I Rusland synes man at sigte mod en opbevaring af reaktorsektionerne i 50-100 år, hvorefter radioaktiviteten er blevet så lav, at det indeholdte stål uden videre kan genanvendes. I Vesten anses genanvendelse ikke for at være rentabel.

Russerne har endnu et problem, idet nogle få af de oplagte ubåde har fået deres reaktorer beskadiget ved reaktoruheld, som også har medført stærk radioaktiv forurening af reaktorsektionerne. Også tidligere er sådanne uheld forekommet, men da skar man reaktorsektionen ud, satte en ny ind, og sænkede den beskadigede sektion i en havbugt ved Novaja Zemlja. Denne fremgangsmåde er ikke mere tilladt i følge den såkaldte London-konvention mod havenes forurening, som Rusland senere har tiltrådt.

De gamle russiske, nukleare ubåde byder på en række risici, der dog hovedsagelig er af lokal karakter. Der kan i forbindelse med udtagning af brændsel af ubådenes reaktorer indtræffe såkaldte kritikalitetsuheld, der vil give udslip af radioaktivitet til omgivelserne. Men de helbredsmæssige konsekvenser af sådanne uheld eller ulykker vil stort set alene ramme lokalbefolkningen, d.v.s. befolkningen inden for en afstand af omkring 50 km. Man vil kunne måle radioaktiviteten længere borte, men dens sundhedsmæssige betydning vil være forsvindende ringe. Det har undertiden været påstået, at ubådsulykker kan få samme eller endog større omfang end Tjernobyli-ulykken. Noget sådant er ikke rigtigt af følgende grunde. For det første er varmeeffekten af de ældre ubådsreaktorer 30 gange mindre end effekten af Tjernobyli-reaktoren, og radioaktivitetsindholdet er stort set proportionalt med varmeeffekten. For det andet er de trykvandsreaktorer, der benyttes i ubåde, langt sikrere end Tjernobyli-typen, hvorfor ulykkens omfang bliver mindre. For det tredje indeholder ubådsreaktorer i modsætning til Tjernobyli-reaktorer ikke mange tons grafit, der kan brænde i mange dage og dermed bidrage til radioaktivitetsudslippet.

6.5 Det danske øststøtteprogram

Gennem de seneste år har Danmark i forbindelse med det danske øststøtteprogram opsat permanente målestationer (PMS) i Baltikum, Polen og Rusland. Systemerne er designet til at måle radioaktiviteten i omgivelserne. De er istand til at skelne ikke-naturlig radioaktivitet fra variationer i den naturlige radioaktivitet. Stationerne måler et gammaspektrum hvert 10 min samtidig med, at dosishastigheden bliver bestemt. Der foretages on-line-analyser på stationen af måledata, hvorfor reaktionstiden, hvis unormal stråling skulle blive detekteret, ikke overstiger 10-11 minutter. Dette forudsætter, at det er muligt for målestationen at sende oplysningerne videre over telefonnettet.

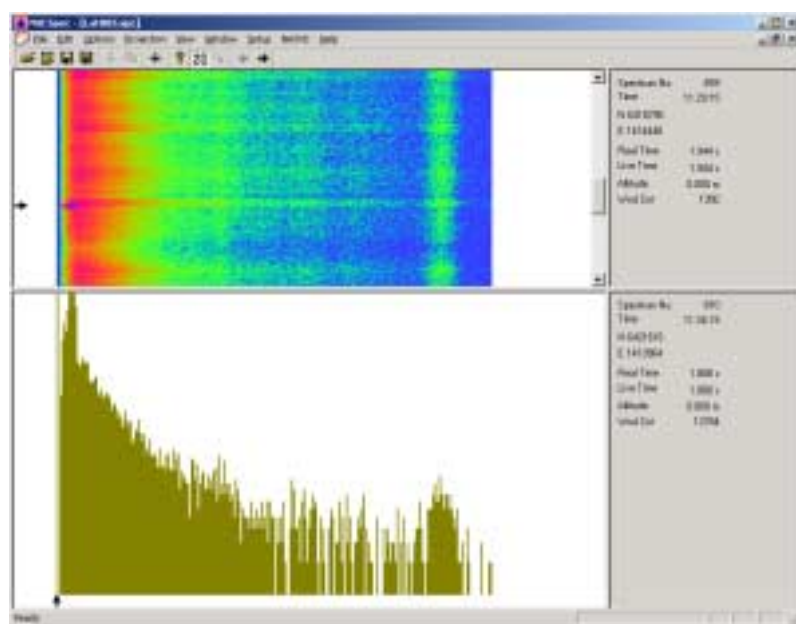
I Polen findes der endvidere et netværk af apparater til indsamling af luftprøver, ASS-500, designet og opstillet af polakkerne. Disse apparater opsamler luftpartikler på filtre og en detektor måler kontinuert gammaspektret. Den anvendte detektor er en NaI(Tl)-detektor. Herved er det muligt at se, om ændringen i kontaminationen på filtrene overstiger den statistisk forventede i løbet af en måleperiode. I 1999 blev der afsluttet et projekt, hvorved ASS-500 er blevet en integreret del af det danske PMS system. Systemet er blevet modificeret således, at dataopsamling og database-vedligeholdelse også kan foretages for luftanalysatoren.

Stationerne kræver, at der løbende bliver holdt øje med, om der sker ændringer i det normale gammaspektrum. I så fald skal der konstrueres nye standardspektre for den pågældende station. For hver station er der tre standardspektre, der beskriver

- den normale baggrundsstråling uden radon,
- radon spektret forårsaget af radon døtre i ligevægt og
- et spektrum der beskriver radon døtre i uligevægt.

For at konstruere sidstnævnte anvendes en ny databehandlingsmetode, Noise Adjusted Singular Value Decomposition (NASVD).

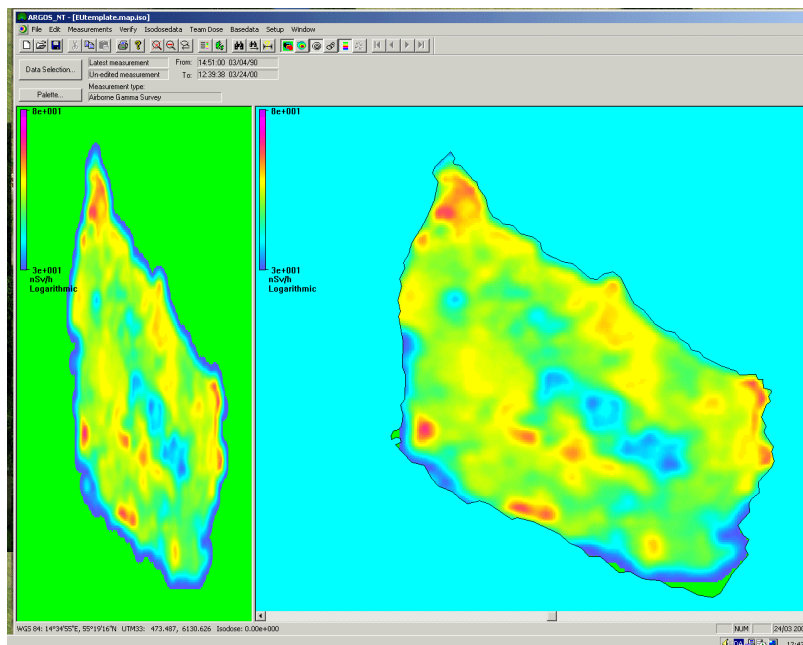
Til konstruktion af standardspektre til brug på de enkelte PMS stationer er der i løbet af 1999 startet udvikling af et databehandlingsprogram NUCSpec. Programmet kan indlæse en serie måledata fra PMS stationerne, hvorefter konstruktionen af standardspektrene er delvis automatiseret. NUCSpec er ligeledes designet til at kunne vise store datamængder på en overskuelig måde, hvorved også ændringer i spektrumform hurtigt kan detekteres, Figur 6.1.



Figur 6.1. Visning af data i NUCSpec – passage af en Am-241 kilde.

NUCSpec kan endvidere behandle data fra de målebiler, der er leveret til de baltiske lande. Resultaterne fra NUCSpec kan derefter bruges til konstruktion af kort, der beskriver den aktuelle forekomst af radioaktivitet. Det er ligeledes muligt at benytte NUCSpec-data i det danske beslutningsstøttesystem ARGOS NT.

I Figur 6.2 er vist et eksempel på radioaktivitetsopmåling af Bornholm, optaget fra luften. Kortet er produceret i ARGOS NT ud fra data fra NUCSpec. Disse målinger er foretaget med det danske, luftbårne målesystem, men samme princip kan benyttes for data indsamlet med målebiler af den type, der er leveret til Baltikum.



Figur 6.2. ARGOS NT kort, der viser dosishastigheder på Bornholm målt fra luften

I 1999 er der også en målebil til Polen. Den polske målebil har samme udstyr som de biler, der tidligere er leveret til Baltikum: en 4 liter NaI(Tl)-krystal monteret på taget af bilen, en PC'er til kontrol af dataopsamlingen samt et GPS til bestemmelse af stedkoordinater. Endvidere er der leveret to håndholdte NaI(Tl)-detektorer til nærmere undersøgelse af områder, der kunne have særlig interesse.

Bilernes og NUCSpec programmets funktionsdygtighed blev afprøvet i forbindelse med en nordisk øvelse i Gävle i Sverige, hvor også de baltiske lande og Polen deltog. Her viste udstyret sig at fungere perfekt. Øvelsens formål var at interkalibrere de forskellige mobile udstyr og afprøve, om nabolande kan hjælpe hinanden med opmåling af større områder. Dette viste sig i høj grad at være muligt.

7 Udviklingstendenser i andre lande

7.1 Frankrig, Storbritannien, Tyskland

Frankrig

Frankrig har ved udgangen af 1999 58 reaktorer i drift med en samlet effekt på 64.250 MWe. Det er én reaktor mindre end sidste år, idet hurtigreaktoren, Superphenix, nu er permanent nedlukket. Placeringen af reaktorerne fremgår af Figur 7.1.

Den overvejende del af de franske reaktorer er af trykvandstypen, PWR. De er bygget af det statslige selskab, Framatome, i begyndelsen på licens fra Westing-house, men senere som rent franske konstruktioner. Enhedsstørrelsen har været stadig stigende. Man taler om 900 MWe, 1300 MWe og 1500 MWe serierne.

Driften af Frankrigs reaktorer varetages af det statslige selskab, Electricité de France (EdF). Den voldsomme udbygning med kernekraft i Frankrig har fundet sted uden større folkelig modstand og giver nu en billig elektricitetsforsyning med en betydelig eksport til nabolandene.

Med det tredje statslige selskab, COGEMA, til fremstilling af reaktorbrændsel og oparbejdning af brugt brændsel på anlægget i la Hague er den statslige kontrol af kernekraften i Frankrig total.

Hvad angår behandling af det brugte brændsel, satser Frankrig helt klart på oparbejdning/genbrugs-linien. Anlægget i la Hague oparbejder udbrændt brændsel, såvel Frankrigs eget som et antal udenlandske kunders. En ny brændselsfabrik, Melox de Marcule, fremstiller såkaldt MOX-brændsel (Mixed OXides), i hvilket det udvundne plutonium anvendes i stedet for beriget uran. MOX-brændsel benyttes nu i udstrakt grad i de franske reaktorer.

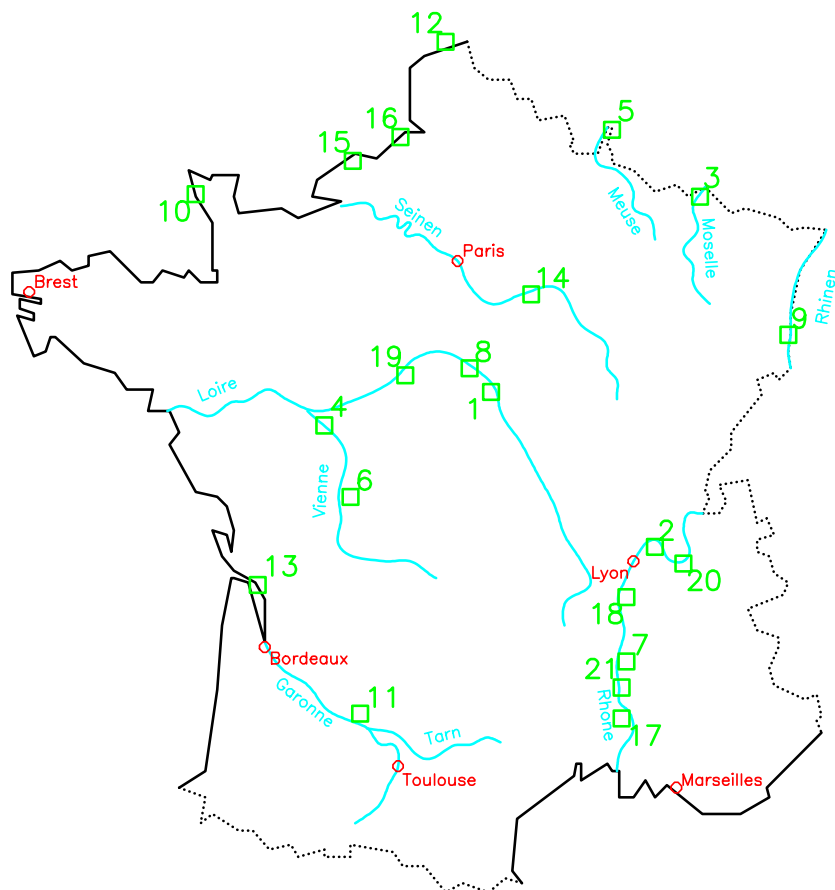
Bestræbelserne på at udnytte uranressourcerne bedre og nedbringe mængden af højaktivt affald har også medført en udvikling og bygning af hurtige reaktorer, Phenix og Superphenix. Phenix er Frankrigs ældste, igangværende kraftreaktor (1973).

De 'Grønne's deltagelse i den socialistiske regering har medført en række ændringer i den nukleare sektor.

- Den store hurtigreaktor, Superphenix, er blevet permanent nedlukket. Dette var en mærkesag for de 'Grønne'.
- Yderligere blev ejeren, Electricité de France (EdF), pålagt at bære alle omkostningerne (ca. 12 mia. FF) ved nedlukningen.
- Det fransk-tyske samarbejde om en ny trykvandsreakortype, EPR, som har en række meget avancerede sikkerhedsforanstaltninger, er færdigudviklet, og EdF vil gerne bygge den første EPR-enhed, men de 'Grønne' blokerer for byggetilladelsen.

Af andre problemer, som ikke skyldes de 'Grønne', kan nævnes:

- Frankrig har nu tre af de store enheder på 1500 MWe i drift, men alle tre har været nedlukket det meste af året, fordi man sidste år opdagede revner i en rørbojning i et af de kredsløb, der skal køle reaktoren under langtidshedlukning. Revnerne blev opdaget på Civeaux 1 (der var en stor lækage med spild af ca. 300 m³ vand), og da man undersøgte de tilsvarende bojninger på de to andre reaktorer, viste det sig, at de også havde revner, omend de endnu ikke lakkede.



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Belleville	2	2726
2	Bugey	4	3864
3	Cattenom	4	5448
4	Chinon	4	3778
5	Chooz	2	3032
6	Civeaux(C2 u.opf)	2	3032
7	Cruas	4	3754
8	Dampierre	4	3748
9	Fessenheim	2	1840
10	Flamanville	2	2764
11	Golfech	2	2726
12	Gravelines	6	5718
13	le Blayais	4	3804
14	Nogent	2	2726
15	Paluel	4	5528
16	Penly	2	2764
17	Phenix	1	250
18	St. Alban	2	2762
19	St. Laurent	2	1842
20	Superphenix(nedl)	1	1242
21	Tricastin	4	3820

Kernkraftværker i
FRANKRIG

Figur 7.1. Kernkraftværker i Frankrig.

Man har lavet en helt ny konstruktion af de pågældende kredsløb, og foreløbig er Chooz B1 sat i drift igen.

- Man opdagede sidste år kontaminering af nogle jernbanevogne, der anvendtes til transport af brugt brændsel, såvel i Frankrig som i Svejts og Tyskland. Tyskland har stadig forbudt al transport af brugt brændsel, mens Svejts har erklæret sig tilfreds med de franske forholdsregler.

- De fire enheder på Blayais nær Bordeaux måtte nedlukkes p.g.a. ekstrem høj vandstand under den orkanagtige storm, der ramte Frankrig i årets sidste dage, og som i øvrigt berøvede ca. 3 mio. franskmænd elektricitetsforsyning i adskillige døgn.

Storbritannien

Storbritannien har 35 kernekraftreaktorer i drift med en samlet effekt på 14.000 MWe. Beliggenheden af værkerne er vist i Figur 7.2.

Storbritannien udviklede sin egen reaktortype, den gaskølede, grafit-modererede reaktor. De første af arten, Magnox-reaktorerne, har dette navn p.g.a. den legering, som bruges til indkapsling af uranstavene. Der er stadigvæk 20 Magnox-reaktorer i drift. De blev efterfulgt af AGR-typen (Advanced Gascooled Reactor), som i enhedsstørrelser af 660 MWe udgør den overvejende del af Storbritanniens nukleare kapacitet. Den fremtidige udbygning skal ske med trykvandsreaktorer (PWR) af eget design (en videreudvikling af Westinghouse-designet), og den første af arten, Sizewell B, blev sat i drift i begyndelsen af 1995. Den er en 1200 MWe PWR.

Driften af AGR-reaktorerne og af Sizewell B varetages af det privatiserede selskab, British Energy (BE). De gamle Magnox-reaktorer ejedes og blev drevet af det statsejede selskab Magnox Electric (ME). ME er nu blevet overtaget af det ligeledes statsejede British Nuclear Fuels Limited (BNFL). Dette selskab købte i 1998 sammen med et amerikansk selskab, Morrison Knudsen Corp. (MK), Westinghouse' nukleare virksomhed i hele verden. BNFL har i slutningen af 1999 købt ABB's nukleare virksomhed, som også er verdensomspændende. ABB ejede bl. a. det amerikanske Combustion Engineering og havde dermed en solid position i USA. Med dette køb er BNFL blevet et af de største firmaer indenfor reaktorområdet.

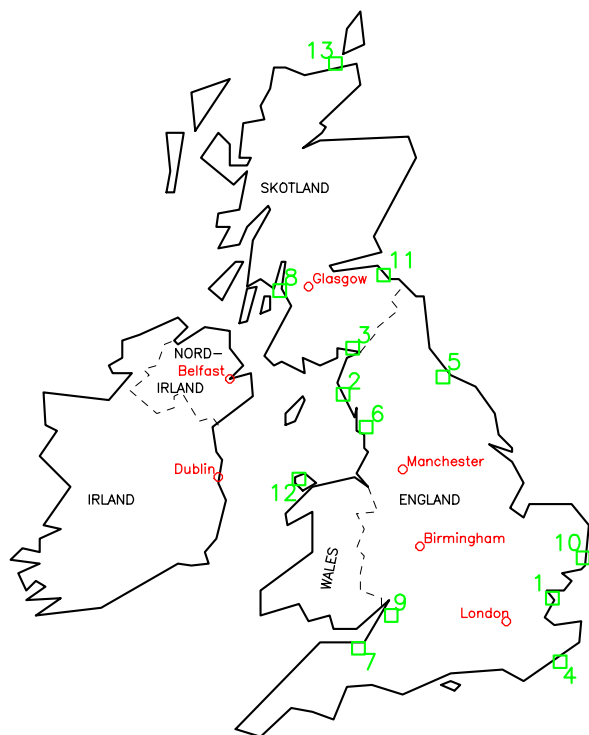
Af nyheder fra den britiske nukleare verden i 1999 kan nævnes:

- En sag om manglende kvalitetskontrol (eller direkte forfalskning af data) for MOX-brændsel, der er fabrikeret af BNFL til brug i japanske kernekraftværker, var under kraftig tilspidsning mod slutningen af året. Den japanske regering har forbudt yderlig import. BNFL har indledt undersøgelser af hændelsesforløbet. Det er kontrollen af MOX-pillernes diameter, der har været mangelfuld. For store piller diameter kan give anledning til brændselskader.

- De to AGR enheder, Heysham A og Hartlepool A, er blevet godkendt til yderligere 10 års drift.

- Nye, forbedrede turbiner på AGR enhederne vil øge den elektriske ydelse med ca. 180 MWe (uden større reaktoreffekt).

- Nogle Magnox enheder er begyndt at anvende let beriget uran (< 1%) for at kompensere for reaktivitetstab som følge af borteroderet grafit.
- Duer, som holdt til på oparbejdningsanlægget Sellafield, har spredt små mængder af radioaktive partikler rundt i omegnen.



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Bradwell	2	258
2	Calder Hall	4	244
3	Chapelcross	4	240
4	Dungeness	4	1716
5	Hartlepool	2	1320
6	Heysham	4	2580
7	Hinkley Point	4	1818
8	Hunterston	2	1320
9	Oldbury	2	450
10	Sizewell	3	1758
11	Torness	2	1364
12	Wylfa	2	1100
13	Dounreay	1	0

Kernkraftværker i
STORBRITANNIEN

Figur 7.2. Kernkraftværker i Storbritannien.

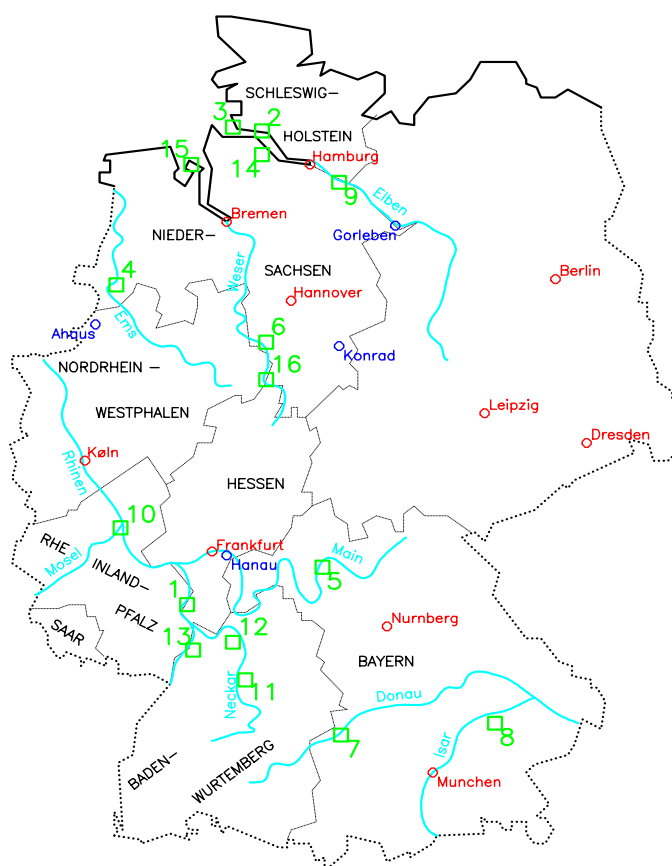
Tyskland

Tyskland har 21 kraftreaktorer med en samlet effekt på 24.000 MWe. (Se Figur 7.3.)

De tyske reaktorer er alle leveret af Siemens/KWU, dog med undtagelse af Mühlheim-Kärlich, som er leveret af Babcock og Wilcox. Der er såvel trykvandsreaktorer (PWR) som kogendevandsreaktorer (BWR).

Driften af reaktorerne varetages af private selskaber, ofte med kommunale partnere.

Kernekraftudviklingen i Tyskland har gennem de senere år været præget af forskellene i indstilling hos de to dominerende politiske partier, CDU og SPD. CDU er kernekraftpositiv, mens SPD har en afvikling af kernekraften som sit erklærede mål. I de senere år har flere delstater været regeret af koalitioner af SPD og de Grønne, og dette har medført langvarige lukninger af flere kerne-



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Biblis	2	2504
2	Brokdorf	1	1365
3	Brunsbüttel	1	806
4	Emsländ	1	1314
5	Grafenrheinfeld	1	1320
6	Grohnde	1	1394
7	Gundremmingen	2	2652
8	Isar	2	2117
9	Krummel	1	1316
10	Mülheim-Kärlich	1	1302
11	Neckar	2	2205
12	Obrigheim	1	357
13	Philippsburg	2	2249
14	Stade	1	672
15	Unterweser	1	1300
16	Würgassen	1	670

Kernekraftværker i
TYSKLAND

Figur 7.3. Kernekraftværker i Tyskland.

kraftværker. I adskillige tilfælde har forbundsregeringen måttet gribe ind for at gøre en ende på delstatsministrenes krav om sikkerhedsmæssigt ubegrundede lukninger.

Ved valget til Forbundsdagen i september 1998 fik SPD og de Grønne regeringsmagten, og den nye regering har erklæret, at kernekraften skal afvikles, men der er tilsyneladende uenighed mellem de to partnere om tidsrammen. Det var besluttet at indlede drøftelser med kraftværksejerne i januar 1999 med henblik på at have en lovgivning parat i begyndelsen af 2000, men disse drøftelser har stadig ikke fundet sted.

Den nye regering har også forbudt oparbejdning og transport af brugt brændsel, hvilket betyder, at værkerne skal opbevare alt brugt brændsel, indtil endelig bestemmelse om dets videre skæbne er vedtaget. Beslutningen har medført protester fra Frankrig og England for misligholdelse af indgåede oparbejdningskontrakter.

Den nye minister for reaktorsikkerhed er Jürgen Trittin, som tilhører det grønne parti. Han lagde hårdt ud med at afskedige den siddende sikkerhedskommission og danne en ny, som overvejende består af kernekraftmodstandere. Hans øvrige mærkesager, afvikling af de nuværende værker og forbud mod oparbejdning af brugt brændsel, er blevet forhalet ved forbundskanslerens indgriben.

Der har været afholdt valg i en række delstater og nogle af disse var ugunstige for de to regeringspartier. I Hessen er regeringsmagten således skiftet fra SPD til CDU, hvilket har medført en omstødelse af krav til Biblis-værket, bl.a. om et reservekontrolrum. Disse krav havde holdt værket nedlukket i lang tid.

Tre delstater, Bayern, Baden-Wuerttemberg og Hessen vil danne et fælles rådgivende organ for reaktorsikkerhedsspørgsmål som en parallel til Trittins nye reaktorsikkerhedskommission.

7.2 Øvrige vesteuropæiske lande

Belgien

Belgien har 7 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 5713 MWe. I 1998 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 88%, hvilket er lidt lavere end i 1997 på grund af udskiftning af dampgeneratorer på Tihange-3. Kernekraftens andel af elproduktionen var 55 %.

Det belgiske firma Belgonucleaire er fortsat en af de førende producenter af MOX (mixed oxide) reaktorbrændsel, som indeholder både uran og plutonium. Belgonucleaire leverer MOX-brændsel til flere lande, og belgierne tilbyder såvel Rusland som USA at bidrage til konvertering af våbenplutonium til civil brug i MOX-brændsel.

Forskning vedrørende slutdeponering af højradoaktivt affald i ler fortsatte i det underjordiske forsøgsanlæg HADES 230 meter under jordoverfladen ved forskningscentret SCK/CEN i Mol. Som et led i det såkaldte PRACLAY-program er man ved at etablere en ny skakt, hvorfra en underjordisk forsøgstunnel vil blive forbundet med HADES-laboratoriet.

I 1999 fik Belgien en ny liberal-socialistisk-grøn koalitionsregering, som i princippet har udfasning af kernekraften på programmet, idet det er regeringens politik, at de belgiske reaktors levetid skal begrænses til 40 år. Det indebærer at de belgiske kernekraftværker skal lukke i perioden 2014-2025.

Finland

Finland har 4 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 2656 MWe. I 1998 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 92%, og kernekraften dækkede 27% af den finske elproduktion.

De to el-selskaber Fortum (tidligere IVO) og TVO har i de senere år moderniseret og opgraderet de finske kernekraftværker. I 1998 blev driftstilladelseerne fornyet for yderligere 10 år for Loviisa-værket og 20 år for Olkiluoto-værket.

Slutlageret for lavaktivt affald ved Loviisa-værket blev bygget færdigt og taget i brug i 1997 og officielt indviet i 1998. Samme sted bygges et lager for mellemaktivt affald. Det finske selskab for behandling af radioaktivt affald, Posiva, har fortsat sine undersøgelser i fire kommuner i Finland med henblik på i 2000 at kunne vælge et egnet sted til slutdeponering af brugt reaktorbrændsel i grundfjeld. Posiva har nu indstillet til regeringen, at et slutdepot etableres ved Olkiluoto. En beslutning herom skal godkendes af parlamentet. Efter en design- og godkendelsesfase er det planen at påbegynde bygningen af slutdepotet omkring 2010 med henblik på ibrugtagning i 2020.

I Finland holdes muligheden åben for at udvide det nukleare program med yderligere en kraftreaktor. Fortum og TVO har igangsat miljøkonsekvensvurderinger med henblik på en eventuel ny kraftreaktor i Loviisa eller Olkiluoto.

Holland

Holland har kun 1 kraftreaktor i drift, Borssele på 449 MWe, efter at demonstrationsværket Dodewaard på 56 MWe lukkede i 1997. I 1998 var Borssele-værkets belastningsfaktor 91%, og kernekraften dækkede 4% af Hollands elproduktion.

Borssele-værket gennemgik en større modernisering i 1997 til en samlet pris på ca. 1,5 mia kr. Herefter kan værket teknisk set drives i yderligere 20 år, men ifølge en tidligere beslutning i det hollandske parlament udløber den nuværende driftstilladelse den 31. december 2003. Denne beslutning har givet anledning til en del debat i 1999 og protester fra ansatte i det selskab, der driver værket. De ansatte har appelleret beslutningen til den hollandske højesteret, idet de hævder, at ifølge den hollandske atomlov skal en ændring af en driftstilladelse, herunder en beslutning om, at den skal ophøre, retfærdiggøres gennem en miljøkonsekvensvurdering.

Schweiz

Schweiz har 5 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 3127 MWe. I 1998 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 91%, og kernekraften tegnede sig for 40% af elproduktionen. Kernekraftens samlede produktion var i 1998 på 24,37 TWh, hvilket var ny rekord. To af kernekraftværkerne producerer også fjernvarme (Beznau) og procesdamp til en nærliggende fabrik (Gösgen).

I 1990 indførtes et tiårigt moratorium for bygning af nye kernekraftværker i Schweiz, men de igangværende værker er løbende blevet moderniseret og opgraderet. I 1999 har en række organisationer og to politiske partier, der er imod kernekraft, samlet underskrifter med henblik på en folkeafstemning om to anti-nukleare initiativer. Det ene "Stroh ohne Atom" går ude på, at de nuværende værker skal lukkes efter en driftstid på 30 år. Det andet "Moratorium Plus" går ud på at forlænge moratoriet for bygning af nye værker med yderligere ti år. En folkeafstemning skal holdes i løbet af to år, men regeringen har mulighed for at fremsætte et "modforslag", som så også skal til folkeafstemning.

Et centralt anlæg for behandling og midlertidig lagring af alle typer radioaktivt affald ved Würenlingen blev taget i brug i 1999.

Spanien

Spanien har 9 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 7638 MWe. I 1998 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 88%, og kernekraften tegnede sig for 30% af elproduktionen.

I de senere år er flere af de spanske kernekraftværker blevet opgraderet, så deres kapacitet er blevet øget.

Spanien har en egenproduktion af uran og af brændselselementer, og det spanske firma ENUSA leverer brændsel til såvel egne som udenlandske reaktorer. I 1998 producerede ENUSA 336 og 444 brændselselementer til henholdsvis spanske og udenlandske reaktorer.

Et overfladenært slutlager for lav- og mellemaktivt affald er i drift ved El Cabril, og der er undersøgelser i gang med henblik på senere dyb geologisk deponering af højaktivt affald.

7.3 Centraleuropæiske lande

Bulgarien

Bulgarien har seks kernekraftenheder i drift, fire VVER-440/230-enheder og to VVER-1000-enheder. De ligger alle ved Kozloduy nær Donau. Værkerne har en samlet effekt på 3538 MWe. Kernekraften dækker godt 40% af landets elproduktion. De ejes af det statsejede el-selskab Nationalna Elektricheska Kompania (NEK).

En undersøgelse af reaktorindeslutningen for de fire VVER-440/230-enheder, foretaget af den franske reaktorsikkerhedsmyndighed IPSN, har vist, at den ikke er sikker nok til fortsat drift på længere sigt. Indeslutningen kan ikke modstå det tryk, et alvorligt uheld kan fremkalde.

I 1993 indgik Bulgarien en aftale med den europæiske udviklingsbank EBRD om støtte til sikkerhedsforbedringer af Kozloduy-værket. Til gengæld skulle de fire VVER-440/230-enheder nedlukkes tidligt efter nærmere aftale med EU. I begyndelsen af 1999 vedtog det bulgarske parlament at pålægge regeringen at tage 1993-aftalen op til genforhandling med EU med henblik på at udskyde nedlukningstidspunktet. Samtidig arbejder Bulgariens statslige el-selskab, NEK, med planer for en række sikkerhedsforbedringer på de fire enheder. Fra EU's side vil man kun støtte en planlagt modernisering af de to VVER-1000-enheder, såfremt de fire gamle enheder lukkes. Også i forbindelse med forhandlingerne om Bulgariens optagelse i EU har EU stillet krav om, at de fire VVER-440/230-enheder skal lukkes tidligt. Den bulgarske regering planlagde oprindeligt en nedlukning af de fire reaktorer i 2003, 2005, 2008 og 2010, men efter pres fra EU's side har det bulgarske parlament accepteret, at regeringen indleder forhandling med EU om nedlukning af de to ældste enheder i 2002, forudsat passende økonomisk kompensation, mens der frem til 2002 skal forhandles om nedlukningstidspunktet for de to andre enheder.

NEK har skrevet kontrakt med et konsortium bestående af Siemens, Framatome og Atomenergoexport om omfattende modernisering af de to VVER-1000's sikkerhedssystemer. NEK har også skrevet kontrakt med Westinghouse om modernisering af de samme enheders instrumenterings- og kontrolsystemer. Arbejdet vil blive påbegyndt i 2000, og det forventes afsluttet i 2005.

Litauen

Ignalina-værket

Ignalina-værket ligger i Litauen ca. 130 km nordøst for hovedstaden Vilnius nær grænsen til Letland og Hviderusland. Værket består af 2 RBMK-reaktorer, hver på 1500 MWe. De blev sat i drift i 1984 og 1987 som de eneste RBMK-reaktorer på 1500 MWe. De to enheder hører til anden generation af RBMK-reaktorer. Effekten holdes på 80% svarende til 1200 MWe for hver af de 2 enheder, et krav, der er stillet af myndighederne efter Tjernobyl-ulykken.

EBRD har ydet støtte til sikkerhedsrelevante forbedringer på værket, ligesom en lang række vestlige, bilaterale initiativer er blevet sat i gang. Sverige koordinerer indsatsen på Ignalina-værket. Et led i aftalen med EBRD om økonomisk støtte var, at begge reaktorer skal lukkes ned senest i 2010, og at der ikke foretages udskiftning af brændselskanalerne.

EU har gjort det klart, at værket må lukkes ned i nær fremtid, hvis Litauen ønsker en snarlig optagelse i EU, selvom det formelt ikke er gjort til en betingelse for optagelse.

I oktober vedtog det litauiske parlament en beslutning om at lukke enhed 1 i år 2005, forudsat at de vestlige lande stiller økonomiske midler til rådighed for nedlæggelse samt for etablering af en alternativ el-forsyning. En afgørelse af fremtiden for enhed 2 blev udskudt til 2004. Den trufne beslutning skal ses i lyset af EU's krav til Litauen om at fastsætte en endelig afviklingsdato for værket for at indlede seriøse forhandlinger om Litauens optagelse i EU.

EU vil afholde en international konference i foråret 2000 for at diskutere de økonomiske muligheder for støtte fra Vesten til det litauiske værks lukning. Den litauiske energiminister har vurderet omkostningerne til nedlæggelse af enhed 1 til ca. 2,5 milliarder \$, hvortil kommer ca. 700 mill. \$ til alternativ el-forsyning.

Den 17. maj 1999 blev enhed 1 midlertidigt lukket af myndighederne som følge af, at dokumentation vedrørende vitale sikkerhedssystemer endnu ikke var færdiggjort. Det betød, at begge enheder var lukket i ca. 1 måned, da enhed 2 var under revision. Landets fossile værker måtte derfor klare elforsyningen alene. Der planlægges en lignende sikkerhedsgodkendelse og licensering af enhed 2.

Den 28. juli 1999 blev driftstilladelsen for enhed 1 forlænget med 5 år. Dette skete efter, at værket var blevet godkendt af de litauiske nukleare myndigheder på baggrund af en sikkerhedsrapport, der blev udarbejdet efter vestlige standarder. Det er første gang en RBMK reaktor har fået driftstilladelse efter vestlige normer.

En Probabilistisk Sikkerheds Analyse (PSA), niveau-2, af enhed 2 er ved at blive iværksat. En PSA, niveau-1, er tidligere blevet gennemført for enhed 2 .

- En PSA, niveau-1, omfatter en undersøgelse af de mulige uheldsveje for et stort uheld på værket.
- En PSA, niveau-2, omfatter en undersøgelse af de mulige udslip af radioaktive stoffer til omgivelserne efter et stort uheld på værket.
- En PSA, niveau-3, omfatter en undersøgelse af de mulige konsekvenser på omgivelserne efter et stort udslip af radioaktive stoffer til omgivelserne.

RBMK reaktorernes brændselskanaler skal udskiftes efter ca. 15 års drift. Når reaktoren er ny, er der et gab på 3 mm mellem grafitvæggen og brændselskanalvæggen for at tillade termiske bevægelser. Under neutronbestråling udvider grafiten sig, hvorved gabet formindskes. Når der efter ca. 15 års drift ikke længere er noget gab, er det ikke længere sikkerhedsmæssigt forsvarligt at køre

videre uden at udbore grafitten og udskifte brændselskanalerne. Alle sikkerhedsmæssige analyser, som er blevet foretaget i forbindelse med godkendelse af værket, forudsætter, at der eksisterer et gab mellem grafitten og brændselskanalerne. Omkostningerne til at udskifte brændselskanaler er i størrelsesordenen 200 – 300 millioner \$ pr. reaktor.

For at kunne følge udviklingen af gabets størrelse i detaljer arbejder man med at udvikle en målemetode, hvor man ved hvirvelstrøms teknik kan måle gabets størrelse uden at skulle demontere den enkelte brændselskanal.

Endelig er der som i Rusland problemer med at få penge for den producerede strøm. Således standsede værket i juni sin eksport af strøm til Hviderusland, som følge af manglende betaling. Dette har betydet, at værket kun har produceret 9.5 TWh i 1999 mod 12.8 i 1998. Værkets potentielle produktionskapacitet pr. år er ca. 16 TWh. Ledelsen på værket har indledt forhandlinger med Letland og Rusland om levering af omkring 4 TWh i 2000.

Rumænien

Rumænien har en kernekraftenhed, Cernavoda-1, i drift. Enheden er den første af i alt fem påbegyndte enheder af CANDU-typen, hver på 635 MWe. Cernavoda ligger ved Donau 170 km øst for Bukarest.

De fire andre enheder er på forskellige stadier af færdiggørelse. Der er indgået en aftale mellem bygherren, det rumænske el-forsyningsselskab RENEL, og AECL/Ansaldo om færdiggørelse af enhed 2. RENEL har indgået aftale med en amerikansk bank om långivning, og Canada har lovet at yde eksport-kreditter. RENEL har bedt tyske Siemens om at gå med i AECL-Ansaldo konsortiet. Dette er formentlig et forsøg på at udvide kredit-mulighederne.

Slovakiet

Slovakiet har fem kernekraftenheder i drift, to VVER-440/230- og tre VVER-440/213-enheder. De første fire ligger ved Bohunice, mens det femte ligger ved Mochovce, alle i den sydvestlige del af landet. En sjette, netop fuldført enhed af VVER-440/213-typen blev sat i forsøgsdrift ved Mochovce-værket i 1999. Kort før årsskiftet 1999/2000 blev enheden, der kørte med 20% af fuld effekt, koblet til nettet. Værkerne, eksklusiv Mochovce-2, har en samlet effekt på 2020 MWe. Kernekraften står for ca. 45% af landets el-produktion.

Den slovakiske regering besluttede i april at omgøre en beslutning fra 1994 om at foretage en tidlig nedlukning af Bohunice-1 og -2, d.v.s så snart Mochovce-værket er kommet igang. Baggrunden for 1994-beslutningen var en betingelse fra EBRD i forbindelse med forhandlinger om et lån til færdiggørelse af Mochovce-værket, et lån, som imidlertid aldrig blev ydet.

I tilknytning til forhandlinger om optagelse af Slovakiet i EU stillede EU imidlertid krav om fastsættelse af en tidlig nedlukningsdato for de to ældste Bohunice-reaktorer (VVER-440/230-enhederne). Slovakiet ønskede nedlukning mellem 2008 og 2012, mens EU kun ville acceptere nedlukning mellem 2003 og 2008. Resultatet blev, at Slovakiet vil standse driften af de to enheder i henholdsvis 2006 og 2008.

Slovenien

Slovenien har en 632 MWe kernekraftenhed med en trykvandsreaktor i drift ved Krsko øst for Ljubljana nær Sava-floden. Værket er leveret af det amerikanske firma Westinghouse. Kernekraften står for knap 40% af landets el-produktion.

Det svenske affaldsanlæg ved Studsvik har foretaget en forbrænding af lavaktivt affald fra Krsko-værket. Formålet med forbrændingen er at mindske rumfanget af affaldet.

Den østrigske regering, som har en officiel anti-kernekræftpolitik, har truet med at nedlægge veto mod Sloveniens optagelse i EU, hvis ikke Krsko-værket opfylder vestlig sikkerhedsstandard. Slovenien står uforstående over for kravet, idet Krsko-reaktoren som ovenfor nævnt er leveret af det amerikanske firma Westinghouse.

Tjekkiet

Det tjekiske el-selskab CEZ har fire kernekraftenheder i drift, alle af VVER-440/213-typen. De ligger ved Dukovany vest for Brno. Værkerne har en samlet effekt på 1648 MWe. Kernekraften står for ca. 20% af landets el-produktion.

Endvidere har CEZ to 1000 MWe VVER-enheder under bygning ved Temelin i Sydbøhmen. Der er betydelig politisk uenighed om behovet for færdiggørelse af Temelin-værket. Der kom i marts en uafhængig evaluering af det stærkt forsinkede værks økonomi. Konklusionen på evalueringen var, at værket ikke foreløbig er nødvendigt, at økonomien i de fleste situationer er tvivlsom, og at der er muligheder for yderligere forsinkelser. Rapporten gik på den anden side ikke ind for at standse færdiggørelsen af værket. I maj besluttede regeringen med 11 stemmer mod 8 at gå ind for færdiggørelse af værket, men sagen er stadig kontroversiel og kan blive taget op igen. Ifølge planerne skal Temelin-1 startes i 2001.

CEZ har iværksat det såkaldte MORAVA-program, der omfatter MOdernisering, Rekonstruktion, Analyse og VALidering. Som et led heri har CEZ indhentet tilbud på modernisering af instrumenteringen og kontroludstyret på de fire enheder ved Dukovany.

Ungarn

Ungarn har fire kernekraftenheder i drift, alle af VVER-440/213-typen. De ligger ved Paks nær Donau syd for Budapest. Værkerne har en samlet effekt på 1729 MWe. Kernekraften står for ca. 35% af Ungarns el-produktion.

Det ungarske, statslige el-selskab MVM Rt har indkaldt tilbud på nye kraftværksenheder. Tilbudene omfattede bl.a. en 600 MWe Westinghouse-enhed og en 600 MWe CANDU-enhed. MVM Rt valgte to gasfyrede enheder på 191 og 110 MWe, bl.a. fordi tilbuddene på de to nukleare anlæg kom for sent. De ungarske kerneenergimyndigheder har dog angivet, at på længere sigt vil Ungarn behøve mere kernekraft. Paks-1-enheden fik i 1999 et nyt instrumenterings- og kontrolsystem, leveret af Siemens. De øvrige enheer vil i løbet af de næste tre år få samme system.

En undersøgelse foretaget af Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) har vist, at Paks-enhederne hører til de bedste af VVER-440-enhederne, og at de med planlagte forbedringer vil komme op på samme sikkerhedsniveau som vestlige enheder.

7.4 SNG-lande

Armenien

Armenien har en kernekraftenhed af typen VVER-440/230 i drift, mens en anden enhed af samme type er lukket ned. De ligger begge ved Metsamor nær hovedstaden Jerevan. Begge enheder blev lukket ned efter det store jordskælv i

Armenien i 1989, idet deres sikring over for jordskælv ikke blev anset for tilstrækkelig. P.gr.a Armeniens fortvivlede energisituation, der ikke mindst skyldes konflikten med nabolandet Azerbajjan, som tidligere forsynede Armenien med olie og gas, blev den nyeste af de to enheder med russisk hjælp startet op igen i 1995. Effekten er på 376 MWe. Enheden står for ca. 25% af landets elproduktion.

De sikkerhedsforbedringer, som var planlagt gennemført på Metsamor-2 efter enhedens opstart i 1995 er endnu ikke blevet gennemført p.gr.a. manglende ressourcer.

Den franske reaktorsikkerhedsmyndighed, Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire (IPSN) har hjulpet de armenske sikkerhedsmyndigheder ANRA med at gennemføre landets første reaktoruheldsøvelse.

Rusland har tilbudt at bygge en 600-650 MWe enhed i Armenien for 100-150 mill. \$, men egentlige forhandlinger herom er ikke begyndt.

Kazakhstan

Kazakstans eneste kernekraftværk, den russisk-byggede formeringsreaktor, BN350, blev startet op første gang i 1973.

Efter et større renoveringsprogram i 1995 blev levetiden forlænget med 10 år, således at anlægget kunne køre videre frem til år 2005. BN 350 blev imidlertid overraskende lukket endeligt ned den 22. april 1999. Begrundelsen er de økonomiske forhold og værkets isolerede beliggenhed m.h.t. teknisk bistand.

Rusland

Rusland har seks VVER-440-enheder, syv VVER-1000-enheder, 11 RBMK-enheder og en formeringsreaktor, BN-600, i drift. Af de seks VVER-440-enheder er de fire af første generation (model 230) og de to af den nyere model 213. Den samlede installerede effekt af Ruslands kernekraftværker er 21.000 MWe. Kernekraften leverer ca. 13% af Ruslands el-forbrug. Fordelingen er ujævn. Den europæiske del af Rusland får næsten 25% af el-forbruget fra kernekraft. I den nordvestlige del af landet, herunder Skt. Petersborg, er andelen 50%.

Russerne arbejder med flere projekter til nye reaktortyper. Længst fremme er VVER-640, som har meget til fælles med vestlige, avancerede trykvandsreaktorer, bl.a. anvendes "passive" kølesystemer. Der arbejdes også med en ny VVER-1000-version, en ny reaktor af RBMK-familien (MKER-800) og en ny formeringsreaktor, BN-800, som "blot" er en moderniseret og let forstørret udgave af BN-600. Endelig arbejdes der på udvikling af gaskølede højtemperaturreaktorer og en hurtigreaktor, som skal køles af en flydende bly-vismutlegering.

Ifølge de russiske planer for udbygningen af kernekraften skal Rostov-1, en VVER-1000 enhed, bygges færdig i løbet af år 2000. Andre enheder, der er langt fremme, er Kalinin-3 (VVER-1000), Kursk-5 (RBMK-1000) og en fjernvarmereaktor nær Voronezh. Senere skal Rostov-2 færdiggøres, en allerede påbegyndt VVER-640 prototype bygges nær Leningrad-kernekraftværket, og flere andre skal følge, herunder to BN-800 enheder i Uralområdet. Nogle af disse reaktorer skal erstatte ældre værker.

De seks russiske atomisbrydere skal udskiftes i løbet af de kommende år. Der er kun én isbryder under bygning. De øvrige skal være af to nye typer. Den ene skal have en enkelt reaktor på 45 MW og være en all-round isbryder, der kan bruges både på havet og i de sibiriske floder. Den anden type, med to reaktorer

på i alt 90 MW, skal bruges på havet og kunne pløje sig gennem tre meter tyk is.

Et generelt problem for kernekraftværkerne i Rusland er fortsat, at de ikke altid modtager betaling for den el-energi, de leverer, og at betalingen kun i et vist omfang sker i form af penge. Resten betales ved levering af varer, som værkerne så forsøger at sælge, en procedure, der giver store tab.

Rusland har en betydelig eksport af VVER-1000 enheder. De sidste par år er der indgået aftaler med Indien og Kina om levering af to VVER-1000-enheder til hver, og i Iran er to enheder under opførelse. Rusland leverer desuden en stor del af Vesteuropas uran og har en stor eksport af elektricitet til bl.a. Finland (nogenlunde svarende til en af Leningradværkets fire enheder).

Kola-værket

Kola-værket har fire VVER-440-enheder, to af model 230 og to af model 213. Set fra et nordisk synspunkt har Kola-værket særlig interesse, fordi det ligger nær norsk og finsk område. Derfor har Norge og Finland været involveret i projekter vedrørende forbedringer af sikkerheden på værket.

I 1999 leverede det finske el-selskab Fortum, som selv har to VVER-440-enheder, en træningssimulator for de to ældste enheder i Kola-værket. Simulatoren kan behandle både normal drift og uheldsforløb.

De to ældste reaktorer på Kola-værket ventes nedlagt omkring 2005. Som erstatning ventes der opført et nyt kernekraftværk, som med tiden kommer til at bestå af tre VVER-640 reaktorer. Men andre muligheder, såsom forbedringer, der kan forlænge levetiden, udbygning af vandkraften, eller gas fra Jamalhalvøen, overvejes også.

Leningrad-værket

Leningrad-værket ligger ca. 70 km vest for Skt. Petersborg og består af 4 RBMK-enheder på hver 1000 MWe. De to første enheder, der hører til 1. generation af RBMK-reaktorer, blev sat i drift i 1973 og 1975, mens enhederne 3 og 4, der hører til 2. generation, blev sat i drift i 1979 og 1981. Leningrad-værket leverer 40 % af el-forsyningen i nord-vest-regionen af Rusland.

Enhederne 1, 2 og 3 har kørt normalt i årets løb, mens enhed 4 har været lukket ned siden midten af 1998. Den ventes først på nettet igen i løbet af 2000. Årsagen til den lange nedlukning har været omfattende moderniseringsarbejder, herunder bl.a. udskiftning af brændselskanalerne. Grafitten i reaktorerne påvirkes af strålingen således, at luftgabet mellem grafitten og brændselskanalerne efter 15-20 års drift er reduceret så meget, at der må ske en udboring af grafitblokkene og en udskiftning af brændselskanalerne. Dette er en meget omfattende og dyr reparation.

Når moderniseringsprogrammet er tilendebragt engang i år 2001, til en pris af ca. 900 mill. \$, vil Leningrad-værket være i stand til at fungere i mange år ud over den planlagte levetid på 30 år. De nukleare sikkerhedsmyndigheder har imidlertid ikke givet noget tilsagn om at forlænge driftstilladelsen ud over de 30 år for hver enhed.

EBRD, European Bank for Reconstruction and Development, har stået for finansieringen af støtten til sikkerhedsmæssige forbedringer på kort sigt for Leningradværket. Desuden har der været bilaterale aftaler om assistance. Finland har i kraft af sine nære relationer til det tidligere Sovjetunionen stået for koordineringen af projekterne.

Rusland underskrev i 1996 Wien-konventionen angående erstatningsansvar i tilfælde af et alvorligt uheld på et kernekraftværk, men konventionen er ikke blevet ratificeret af det russiske parlament, Dumaen.

Kursk-værket

Kursk-værket består af 4 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe. De to første enheder blev sat i drift i 1976 og 1979, og de to sidste i 1983 og 1985. Enhed 1 og 2, som hører til første generation af RBMK-reaktorer, er af myndighederne begrænset til at køre ved 80% af den nominelle effekt, hvorimod enhed 3 og 4, som hører til anden generation, kører ved 1000 MWe.

En femte enhed, Kursk 5, er 90% færdigbygget, men modstand fra befolkningsgrupper, dårlig økonomi og reduceret el-forbrug i området har udskudt færdiggørelsen af enheden. Trods Ruslands dårlige økonomi forventes Kursk 5 at kunne gå i drift i begyndelsen af år 2001. Der er ikke taget officiel stilling til, hvorvidt Kursk 1 vil blive nedlukket, når enhed 5 startes.

I december 1998 blev Kursk 1 sat i drift igen ved 70 % af fuld effekt efter at have været nedlukket for at gennemgå en modernisering. NSA (Nuclear Safety Account) har erklæret, at ingen af de 76 mill. euro, som i 1995 blev bevilget til sikkerhedsforbedringer på kort sigt på Leningrad-, Kola- og Novovoronezh-værkerne vil blive udbetalt, hvis Kursk 1 blev sat i drift, før sikkerhedsanalysen var tilendebragt. De russiske, nukleare myndigheder har trods protest fra NSA givet Kursk 1 en midlertidig driftstilladelse, så længe sikkerhedsanalysen, der er ca. 50 % færdig, står på.

I forbindelse med modernisering af værket har personalet udviklet et ultralydudstyr, som er i stand til måle gasgab i grafitkanalerne uden at disse skal tages ud. Udstyret forventes også at blive anvendt på de andre russiske RBMK reaktorer.

Smolensk-værket

Smolensk-værket ligger ca. 100 km sydøst for Smolensk og består af 3 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe. Enhederne blev taget i drift i 1982, 1985 og 1990 og hører til blandt de mest moderne RBMK-enheder i Rusland. Således er Smolensk-3 den eneste RBMK-reaktor, hvor nødkølekapaciteten er blevet så meget forbedret, at den nærmer sig vestlig standard.

Beloyarsk-3-værket

Hurtigreaktoren, BN-600, på kraftværket Beloyarsk er et af de bedst kørende russiske kernekraftværker. Udnyttelsen har i 1. halvår af 1999 været 87%.

Ukraine

Ukraine har to VVER-440/213-enheder og elleve VVER-1000-enheder fordelt på fire kraftværker. Den installerede effekt er ca. 11800 MWe. Hertil kommer 1000 MWe fra den sidste RBMK-reaktor i Tjernobyl. Den nukleare andel af Ukraines el-produktion udgør ca. 45%.

Kernkraftværkerne i Ukraine har svært ved at få betaling for den leverede elektricitet, og som i Rusland indgår tuskhandel ofte som et led i betalingen. Energoatom, der ejer værkerne, har beløb, der svarer til 4-5 milliarder kroner, til gode. Følgen er, at lønudbetalingerne er måneder bagefter. Det går ud over medarbejdernes og deres familiers sundhedstilstand og har da også medført protestmøder med tusindvis af deltagere. El-produktionen har i perioder måttet sættes ned, fordi der ikke var penge til at købe brændsel i Rusland.

Tjernobyl-værket

Tjernobyl-værket, der ligger i Ukraine ca. 100 km nord for Kiev, bestod oprindeligt af 4 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe, der blev sat i drift i 1977, 1979, 1981 og 1983. De to ældste enheder hører til første generation af RBMK-reaktorer, mens de to nyeste hører til anden generation. Enhed 4 havarede fuldstændigt ved katastrofen i april 1986, og enhed 2 har ligget stille siden ok-

tober 1991 p.g.a. en brand i turbinebygningen. Branden ødelagde adskillige sikkerhedssystemer.

Enhed 1 blev standset den 30. november 1996 i overensstemmelse med et løfte givet af den ukrainske præsident Leonid Kuchma. Grundlaget for lukningen er et såkaldt "Memorandum of Understanding between the Governments of the G7 Countries and the Commission of the European Communities and the Government of Ukraine on the Closure of the Chernobyl Nuclear Power Plant".

Enhed 2 har været nedlukket siden 1991 p.g.a. en omfattende turbinebrand og forventes ikke at starte op igen. Det vil det kræve ca. 360 mill. \$, og mange måneders reparation af enheden, inden den kan starte. Endelig vil det stride mod ovennævnte memorandum, ligesom EU-støtten vil falde bort.

Enhed 3 - naboreaktor til den havarede enhed 4 - har været nedlukket i perioden juli 1999 til november 1999 for normal vedligehold herunder særlig inspektion af svejsninger i enhedens ca. 1600 brændselskanaler. En uge efter opstarten den 26/11-1999 måtte enheden igen standses p.g.a. en lækage i et rør i vandbehandlingssystemet. Den 7/12-1999 startede enhed 3 igen, dog med en driftstilladelse på kun 200 fuld-effekt-dage.

EU presser på for at få en dato for den endelige lukning af værket, hvilket er en betingelse for økonomisk støtte. Det forventes at Tjernobyl-værket endelig lukkes i sommeren 2000. Skal værket køre videre, vil det kræve store økonomiske investeringer, da levetiden for mange af værkets systemer er ved at være udløbet.

En endelig nedlukning af hele Tjernobyl-værket har hele tiden været kædet sammen med, at Ukraine får økonomisk hjælp til at færdiggøre de to VVER-1000 enheder Khmel'nitski-2 og Rovno-4. Den ukrainske Regering har hidtil ment, at EBRD, G-7 og EU ikke har levet op til løfterne og har truet med at fortsætte driften af Tjernobyl-værket ud over år 2000. EBRD ser nu ud til at ville opfylde løfterne, og EU har givet tilsagn om mere økonomisk støtte, hvis værket lukkes. Endelig har USA i slutningen af 1999 givet tilsagn om et lån på 640 mill. \$ til færdiggørelse af de to VVER-enheder.

Sarkofagen, som hurtigt blev bygget omkring den havarede enhed 4 i 1986, giver fortsat anledning til problemer. Den er ikke tæt, og der er risiko for, at den kan bryde sammen med mulighed for at beskadige bygninger hørende til naboreaktoren enhed 3, som bl.a. har ventilationsskorsten fælles med den havarede reaktor. Efter at USA har fået bekræftet af de ukrainske myndigheder, at Tjernobyl 3 vil blive lukket i løbet af 2000, er det blevet besluttet at frigive en del af de ca. 700 mill. \$, som kræves for at gennemføre den såkaldte Shelter Implementation Plan (SIP), der skal bringe den havarede reaktor i en "økologisk sikker tilstand". USA forventes herefter ved en konference i foråret 2000 at presse de øvrige G7-lande til at bidrage med resten.

7.5 Nord- og Sydamerika

Argentina

Argentina har to kernekraftenheder i drift. Begge enheder er tungtvandsreaktorer. Den ene er en tryktankreaktor, mens den anden er en trykrørsreaktor af CANDU-typen. Tryktankreaktoren ligger nær Atucha ved Rio Parana nordvest for Buenos Aires, mens trykrørsreaktoren ligger nær Embalse ved Rio Tercero sydvest for Cordoba. Værkernes samlede effekt er 935 MWe. Kernekraften står for ca. 10% af landets el-produktion.

Argentina har udtrykt interesse for letvandsreaktorer med en effekt på 300 MWe eller mindre.

Brasilien

Brasilien har ét kernekraftenhed i drift. Det er en 626 MWe trykvandsreaktor-enhed, der er leveret af det tyske firma Siemens. Enheden ligger nær Angra ved kysten vest for Rio de Janeiro. Kernekraften står for 1% af landets el-produktion.

Endnu en enhed, Angra-2 på 1229 MWe, forventes i drift i 2000.

Canada

Canada har 14 kernekraftenheder i drift, alle af CANDU-typen. Den samlede effekt af værkerne er 10.000 MWe. Kernekraften står for godt 10% af landets el-produktion.

Reorganiseringen af Ontario Hydro er nu inde i sit tredje år. Under denne har man midlertidigt lukket 7 ældre kernekraftenheder, Pickering-1, -2, -3 og -4 samt Bruce-1, -3 og -4. Produktionen fra de øvrige enheder er blevet forbedret, men den er bagefter planen. Reorganiseringen forventes ikke afsluttet før i 2004 eller 2005. Omkostningerne ved reoveringen af de ældre enheder vil være meget betydelig, for de fire Pickering-enheder 700 til 900 mill. can.\$. Reoveringen af de fire Pickering-enheder er blevet besluttet, og de skal være tilbage i drift i 2000 til 2002. Det har været overvejet at sælge nogle af de ældre enheder, men dette er nu opgivet.

D. 1. april 1999 blev Ontario Hydro opdelt i et produktionsselskab og et distributionsselskab. Produktionsselskabet er Ontario Power Generation Inc. (Genco eller OPG), som har overtaget alle Ontario Hydro's kernekraftenheder. OPG har indledt forhandlinger om privatisering af selskabet. Distributionsselskabet, som står for transmission og distribution af el, hedder Servco.

Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL), den statslige forskningsorganisation inden for kerneenergi, er inde i en omstillingsfase, fordi de statslige bevillinger er blevet reduceret. Dette har bl.a. medført, at AECL lukker sit forskningslaboratorium i Whiteshell samt det underjordiske affaldslaboratorium i Pinawa, begge i delstaten Manitoba, og overfører den derværende reaktorsikkerhedsforskning til AECL's faciliteter i Chalk River og Sheridan Park.

I 1998 konkluderede en regeringskommission, at deponering af højaktivt affald i grundfjeld er en sikker deponeringsmetode, men at den ikke er acceptabel for befolkningen. Denne konklusion har skabt en næsten uløselig situation, idet der ikke findes åbenlyse alternativer til deponering i grundfjeld, og der er derfor ikke sket mere på området.

Mexico

Mexico har to kernekraftenheder i drift, begge af kogendevandsreaktortypen. De ligger ved Laguna Verde nær kysten vest for Mexico City og har en samlet effekt på 1308 MWe. Kernekraften står for ca. 5% af landets el-produktion

Den første, større transmissionslinie mellem Mexico og USA vil gå fra Palo Verde kernekraftværket i staten New Mexico til den mexikanske delstat Sonora.

USA

USA har 104 kernekraftenheder i drift. 69 af enhederne er forsynet med trykvandsreaktorer og 35 med kogendevandsreaktorer. Værkernes samlede effekt er 96.400 MWe. Kernekraften står for ca. 20% af landets el-produktion.

Udnyttelsesgraden af de amerikanske kernekraftværker er blevet forbedret gennem de senere år. I 1998 var den 76%, hvilket forbedrer den amerikanske

kernekræfts konkurrencedygtighed. Den højere udnyttelsesgrad skyldes bl.a. bedre management, kortere brændselsudskiftningsperioder og 18 eller 24 måneders driftsperioder i stedet for 12.

Forberedelserne til et frit el-marked i USA, som allerede er realiseret i nogle stater, og som vil blive realiseret i alle få år efter 2000, spiller en vigtig rolle for de amerikanske el-selskaber. Udsigten til et frit el-marked har medført følgende aktiviteter:

- Sammenlægning af el-selskaber
- Udbygning af samarbejde mellem el-selskaber
- Salg og køb af el-værker, herunder også kernekraftværker
- Omorganisering af el-selskaber, f.eks. går nogle selskaber over til kun at være distributionsselskaber, mens andre kun bliver produktions-selskaber
- Tilladelse fra delstatsmyndigheder til hurtigere afskrivning af investeringer

Alle disse tiltag sigter mod at gøre el-produktionen mere konkurrencedygtig.

American Electric Power (AEP) og Central & South West (CSW) forhandler om en sammenlægning af de to selskaber. Sammenlægning forhandles også mellem Northern State Power og New Century Energies, mellem Carolina Power and Light Co. (CP&L) og Florida Progress Corp, mellem Western Resources og Kansas City Power & Light Co. (KCPL), mellem Consolidated Edison (ConEd) og Northeast Utilities (NU) og mellem PECO Energy og Unicom. Når sidstnævnte sammenlægning er realiseret, vil selskabet være det største el-selskab i USA og råde over ca. 20% af USA's kernekraft. Unicom er moderselskab til Commonwealth Edison (ComEd).

Northern States Power (NPS), Wisconsin Electric Power Co. (Wepco), Wisconsin Public Services Corp. (WPS) og Alliant Energy har dannet Nuclear Management Company, et selskab, der vil forestå driften af selskabernes fem kernekraftværker: Duane Arnold, Monticello, Prairie Island, Point Beach og Ke-waunee med i alt 7 enheder. Det forventes, at dannelsen af det nye selskab vil reducere el-produktionsprisen med 25%. Washington Public Power Supply System (WPPSS) og Omaha Public Power District (OPPD) forhandler om at lave et fælles selskab, der skal drive deres to kernekraftenheder, WNP-2 og Fort Calhoun.

AmerGen, som ejes af Pennsylvania Power and Light (PECO) og British Energy (BE), har købt

- Three Mile Island-1-enheden af General Public Utilities (GPU)
- Clinton-værket af Illinois Power Co. (IP)

og forhandler om køb af

- Nine Mile-1 og det meste af Nine Mile-2 af Niagara Mohawk Power CO. (NMPC eller NiMo); Nine Mile-2-enheden har flere ejere
- Oyster Creek af General Public Utilities (GPU)
- Vermont Yankee-værket, som ejes af Vermont Yankee Nuclear Power

Hvis sidstnævnte værk ikke bliver solgt, vil det blive lukket. Det har været ude af drift i 3 år p.gr.a. såvel tekniske problemer som personaleproblemer, men er startet op igen i 1999.

Entergy Nuclear Generating Co. har købt

- Pilgrim-1-enheden af Boston Edison Co. (BECO)

og forhandler om køb af

- FitzPatrick-værket og
- Indian Point-3-enheden

der begge ejes af New York Power Authority. Entergy er ligesom AmerGen interesseret i at købe

- Nine Mile-værket

Entergy Nuclear har oplyst, at det vil bruge 1,7 milliarder \$ i de næste fem år til at købe igangværende kernekraftenheder i USA.

Afgørende for de ovenfor anførte salgs endelige gennemførelse er, at de opsparede nedlæggelsesfonde ikke beskattes i forbindelse med salgene. Af andre salgsforhandlinger kan nævnes, at FirstEnergy Corporation (Fenoc) har overtaget Duquesne Light Co. (DLC)'s andel i Beaver Valley-1 og -2-enhederne. Fenoc ejer allerede mere end 50% af disse enheder. Northeast Utilities (NU) har udbudt de tre kernekraftenheder Millstone-1 og -2 samt Seabrook til salg.

Mange af disse handler drejer sig om enheder, der har kørt dårligt og derfor var i fare for at blive lukket. Derfor kan de købes billigt, og såfremt de nye ejere kan få dem til at køre godt, vil købene være en yderst profitabel forretning. Det er tankevækkende, at mens der i USA i 1998 blev lukket tre kernekraftværker og ingen solgt, blev der i 1999 forhandlet om salg af en halv snes stykker, mens ingen værker blev lukket. Der ser ligefrem ud til at være konkurrence om køb af værkerne, så kernekraftværker i drift er ved at være sælgers marked.

De amerikanske kernekraftværker vil utvivlsomt i de kommende år koncentreres hos væsentlig færre el-selskaber, hvorved økonomien vil forbedres gennem stordrift. Det er en udbredt opfattelse, at det for alle el-selskaber, der ejer mindre end tre kernekraftenheder, vil være mest økonomisk at sælge disse i forbindelse med liberaliseringen af det amerikanske el-markedet.

Virginia Power er blevet opdelt i to selskaber, et produktions- og et distributionselskab. General Public Utilities vil gå over til kun at være distributionselskab.

En række delstater har allerede indført lovgivning eller bestemmelser om håndteringen af de såkaldte "stranded costs", d.v.s. investeringer, som et frit el-marked ikke kan bære.

Et forhold, som præger amerikansk el-industri, er, at med de usikkerheder, der opstår i forbindelse med liberaliseringen af el-markedet, vil man på kortere sigt være tilbageholdende med at investere i nye kraftværker, fordi man ikke kan være sikker på, at man kan afsætte deres el-produktion. Hvis man alligevel bliver nødt til at bygge nye værker, vil man vælge værker med lavest mulig investering, d.v.s. gasfyrede værker, også selv om brændselsprisen for disse er langt højere. Derimod kan det være en god forretning at opnå en forlængelse af levetiden for eksisterende, nedskrevne kernekraftværker. En række selskaber har allerede søgt om levetidsforlængelse, og flere vil komme til. Sædvanligvis får amerikanske kernekraftenheder licens til 40 års drift, og den forlængelse, der nu søges om, er i reglen 20 år.

Arkansas Nuclear-1 er den sjette kernekraftenhed, der har søgt om levetidsforlængelse. De øvrige fem er Calvert Cliffs-1 og -2 samt Oconee-1, -2 og -3. Adskillige andre el-selskaber har angivet, at de vil søge.

Kernekraftenheden San Ofre-1 i Californien blev lukket ned i 1992, og det var hensigten at vente med nedrivning af enheden til 2013, hvor også San Ofre-2 og -3-enhederne vil være klar til nedrivning. Herved ville nedrivningen blive billigjort. Nu ønsker værket imidlertid at påbegynde nedrivningen i 2000, fordi viden om enheden forsvinder, når de ansatte pensioneres. På den anden side planlægger Northeast Utilities (NU), som sidste år lukkede Millstone-1-enheden, kun at demontere udvalgte reaktorkomponenter og derefter "mure reaktoren til", for først at nedrive den om 60 år.

British Nuclear Fuel Ltd. (BNFL) og Morrison Knudsen (MK)'s køb af Westinghouse har skabt bekymring i det amerikanske energiministerium, fordi Westinghouse har betydelige aktiviteter for det amerikanske forsvar. Det er derfor besluttet at opdele Westinghouse i tre selskaber: Westinghouse Electric Co. (Welco), Westinghouse Government Services Co. (WGS) og Westinghouse

Government Environmental Services (WGES). WGS vil være 100% ejet af MK og tage sig af arbejde for forsvaret. WGES vil være ejet med 60% til MK og 40% til BNFL, mens Welco, som tager sig af kommercielle, nukleare aktiviteter, vil være ejet 100% af BNFL.

Den amerikanske politik m.h.t. lavaktivt affald har hidtil været at dele landet op i ti regioner, compacts, som hver etablerer et affaldsdeponi, der modtager affald fra producenter af lavaktivt affald inden for regionen, men ikke udenfor. Den enkelte stat står dog frit m.h.t., om den vil tilslutte sig en af ti compacts. Der har vist sig problemer med at etablere disse deponier, så planer om anlægning af dem er i mange regioner blevet henlagt – i hvert fald indtil videre. General Accounting Office (GAO) har udsendt en rapport om de ti compacts, hvori det konkluderes, at mange penge er blevet brugt, men der er ikke kommet noget ud af dem.

Det eneste eksisterende compact-deponi er US Ecology's i staten Washington, og det dækker 11 stater i den nordvestlige del af USA. Derudover findes der fra tidligere tid Enviocare of Utah's deponi i staten Utah og Chem-Nuclear's i South Carolina. Årsagen til compact-problemerne er dels, at Barnwell-deponiet i South Carolina stadig tager imod lavaktivt affald fra andre stater dels, at rumfanget af radioaktivt affald har vist sig at være mindre end forventet, fordi det er lykkedes at komprimere affaldet.

Såvel planerne om Ward Valley-deponiet i Californien som Appalachian-deponiet i Pennsylvanien er skrinlagt. Det mindre affaldsvolumen har også fået Chem-Nuclear Systems Inc., som driver Barnwell-deponiet, til at forsøge at få så mange langtidsaftaler om levering af affald, at deponiets drift sikres på længere sigt. Forsøget har ikke hidtil været nogen succes, bl.a. fordi der er tvivl om, hvor længe South Carolina vil tillade driften af deponiet. Ejeren af Chem-Nuclear Systems har derfor udbudt selskabet til salg.

South Carolina er inde i overvejelser om at lukke Barnwell-deponiet og tilslutte sig enten Southeast Compact, den organisation, der har arbejdet på at anlægge et deponi for lavaktivt affald i North Carolina, eller Northeast Compact. North Carolina-deponiet er blevet stærkt forsinket p.gr.a. modstand fra myndighederne i North Carolina, som i stedet for et deponi nu synes at foretrække et lager (DIS=Decay In Storage eller AI=Assured Isolation), hvor affaldet opbevares, indtil radioaktiviteten er så lav, at affaldet kan behandles som ikke-aktivt affald. I juli 1999 vedtog North Carolinas parlament at trække staten ud af Southeast Compact, hvilket har fået de øvrige stater til at rejse erstatningskrav over for North Carolina.

Nebraska har afslået at give licens til anlægning af et deponi for det planlagte Central Interstate Compact (CIC). Et sagsanlæg mod Nebraska for at have forsinket behandlingen af licensansøgningen unødigt er blevet vundet af sagsøgerne, et antal potentielle brugere. Til gengæld har Nebraska trukket sig ud af CIC. I Texas, hvor der sidste år blev givet afslag på en deponiansøgning, overvejer man at lave et AI-lager.

Det har i den amerikanske Kongres været diskuteret, om det federale energiministerium (DoE) burde overtage ansvaret for deponeringen af det lavaktive affald. Der har ikke været ubetinget tilslutning til ideen, bl.a. fordi DoE ikke har været i stand til at leve op til sin forpligtelse til at tage sig af det højaktive affald.

Hvad det højaktive affald, som først og fremmest udgøres af udbrændte brændselementer, angår, har DoE tilbudt, at det vil overtage ansvaret for dette forudsat, at det forbliver på kernekraftværkerne. Forslaget, der vil eliminere det forudsete mellemlager før slutdeponeringen, har fået en kølig modtagelse. Kritikerne finder, at forslaget kan betyde opbevaring på ubestemt tid ved 72 forskellige værker længe efter, at værkerne er lukket ned. DoE vil nemlig kun

overtage 900 tons udbrændt brændsel pr. år, hvilket er mindre end de ca. 2000 tons, der årligt produceres i de amerikanske kernekraftværker. Hertil kommer, at DoE vil finansiere opbevaringen med værkernes opsparing til affaldshåndtering, ikke med statsmidler. Et el-selskab, Wisconsin Electric Power Co. (WEPCO) har truet med at anlægge sag mod DoE. WEPCO vil stille krav om, at DoE overtager ansvaret for det udbrændte brændsel fra WEPCO's Point Beach kernekraftværk, så snart det er overført til opbevaringsbeholdere, og at det udbrændte brændsel er fjernet senest 5½ år efter, at værket lukker.

7.6 Afrika, Asien og Australien

I Afrika, Asien og Australien har Indien, Japan, Kina, Pakistan, Sydafrika, Sydkorea og Taiwan kernekraftværker.

Indien

Indien har i alt 10 kraftreaktorer (2 BWR og 8 CANDU). Kapaciteten er dog kun 1840 MWe, idet flere af de i sig selv små enheder kører på nedsat effekt. Yderligere ca. 4000 MWe er under bygning eller planlagt. Kernekraften dækker ca. 2% af el-forbruget. Den gennemsnitlige kapacitetsfaktor steg i finansåret 1998 – 99 til 75%. Heri er medregnet de to ældste CANDU-reaktorer (Rajasthan-1 og -2), som har været igennem en omfattende reovering, men nu er i drift igen.

Fire nye 220 MWe CANDU-reaktorer, Kaiga-1 og -2 og Rajasthan-3 og -4, ventes taget i drift i slutningen af 1999 og i løbet af 2000. Ved Tarapur nær Bombay har man påbegyndt opførelsen af to af de nye indisk-designede 500 MWe tungtvandsreaktorer (CANDU-type). Endvidere har man genoplivet en gammel aftale fra sovjettiden om bygning af to russiske VVER-1000 reaktorer i Kudankulam i den sydlige delstat Tamil Nadu. Sidstnævnte aftale har i øvrigt vakt internationalt røre, dels fordi Rusland yder et 4% lån, d.v.s. en rente, der kun er godt det halve af renten på IMF's lån til Rusland, dels fordi aftalen fulgte kort efter de indiske kernevåbensprængninger i 1998 og derved undergraver USA's og andre landes økonomiske sanktioner i denne anledning. De to reaktorer er dog omfattet af IAEA's kontrol, hvilket Indien ellers har afvist for sine reaktorer.

I mangel af tilstrækkelig udviklingshjælp på grund af Indiens kernevåbenpolitik har man måttet opbygge sin egen uafhængige kernekraftindustri, støttet af et alsidigt forsknings- og udviklingsprogram. En 40 MWt hurtigreaktor (FBR) er i prøvedrift, og man arbejder på udvikling af en 500 MWe FBR, som ventes driftsklar inden 2010.

Brændselskredsløbet, der bygger på egne ressourcer, omfatter alt undtagen uranberigning (til BWR). Man forsøger at gøre sig uafhængig, dels ved at gå over til MOX-brændsel (med genvundet plutonium), dels ved udvikling af thorium-baseret brændsel. Indien har nogle af verdens største thoriumreserver.

Japan

Japans kernekraftværker omfatter i alt 53 letvandsreaktorer (lidt flere BWR end PWR) med en samlet elektrisk effekt på 45.000 MWe. I 1998 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 83%, og kernekraften dækkede ca. 35% af el-forbruget. Fire nye reaktorer er under bygning og yderligere fire er besluttet. Det drejer sig om store avancerede kogendevandsreaktorer (ca. 1350 MWe ABWR) svarende til de to, der har været i drift på Kashiwazaki-Kariwa-værket

siden 1997. Endvidere er der truffet principbeslutning om at forlænge levetiden af eksisterende reaktorer til 60 år. Der skal ifølge de nuværende planer opføres i alt 16 – 20 nye reaktorer inden år 2010, hvor den installerede nukleare effekt derved skulle blive 70.000 MWe.

Man er for tiden midt i en revision af langtidsplanerne for kernekraftudviklingen. Blandt andet som følge af den økonomiske afmatning er udbygningen noget forsinket i forhold til tidligere planer, og der ventes en vis nedjustering af tempoet. Der er dog allerede valgt byggepladser for 15 af de ovennævnte reaktorer. Her er hensynet til den offentlige opinion en nødvendig, ofte forsinkende faktor. Regeringen ser kernekraften som Japans bidrag til at bekæmpe CO₂-forureningen.

Det statslige Japan Nuclear Fuel Cycle Development Institute (JNC), som står for udviklingen af hele plutonium-teknologien, har igangsat et tretrins forsknings- og udviklingsprogram med henblik på at kommercialisere den hurtige formeringsreaktor (FBR). Programmet strækker sig over tolv år og skal munde ud i bygning af en demonstrationsreaktor. Projektet skal ses som en videreudvikling på grundlag af erfaringerne med forsøgsreaktoren Joyo og prototypen Monju (280 MWe). Sidstnævnte har ligget stille, siden den blev ramt af et uheld med en flydende natrium-lækage fra et sekundært kølekredsløb i 1995. Monju-værket ventes først i drift igen om 3 – 4 år efter en ny godkendelsesprocedure. Det ventes, at FBR-reaktorerne begynder at afløse letvandsreaktorerne omkring år 2030.

I forbindelse med brændselsproduktion til Joyo-reaktoren skete der i september en alvorlig ulykke på et brændselsanlæg i Tokai-mura nord for Tokyo, hvor der som følge af overtrædelser af sikkerhedsforskrifterne opstod kritikalitet, og hermed en kædereaktion, i en sedimentationstank. Adskillige arbejdere blev udsat for stråling, heraf tre alvorligt. En af dem er senere død. Ulykken har givet anledning til endnu en gang at overveje hele den japanske sikkerhedskultur.

Brugen af MOX-brændsel (plutonium-uranoxid blanding) i letvandsreaktorerne fungerer teknisk set tilfredsstillende og ventes at skulle holde trit med plutonium-produktionen. Overgangen til MOX-brændsel er indledt for 4 reaktorer og ventes gennemført for 16 – 18 reaktorer i år 2010. Transporten af en ladning MOX-brændselselementer fra UK, hvor de er blevet fabrikeret, har givet anledning til problemer, idet det har vist sig, at nogle af de i UK foretagne kontrolmålinger på brændselspillerne er blevet forfalskede. Japan har derfor forbudt yderligere import af MOX-elementer.

Opførelsen af et oparbejdningsanlæg for brugt brændsel (800 t/år) ved Rokkasho-mura (Nord-Honshu) er ramt af gentagne forsinkelser samt af prisstigninger, der har øget anlægsprisen til over det dobbelte. Dette anlæg forventes efter år 2005 at overtage en stigende del af brændselsoparbejdningen, som hidtil er foregået i Frankrig og Storbritannien.

Kina

Kina har tre trykvandsreaktorer på i alt 2100 MWe i drift. De dækker ca. 1% af elforbruget. Inden for femårsplanen 1996 – 2000 er der igangsat byggeri af yderligere otte reaktorer. De ambitiøse langtidsplaner forudsiger en kernekraftkapacitet på 50.000 MWe i år 2020 og mindst 150.000 MWe i år 2050. Elproduktionen vil dog fortsat være domineret af kul- og vandkraft.

Den eksisterende 300 MWe PWR, som har været nedlukket i forbindelse med reparation af nogle beskadigede instrumentgennemføringer, og de to 600 MWe PWR under opførelse ved Qinshan nær Shanghai er af kinesisk konstruktion (med import af visse hovedkomponenter). Qinshan fase 3 bliver efter aftale med Canada to 700 MWe CANDU-reaktorer, som nu er under bygning. Endvi-

dere er to russiske VVER-1000 under bygning i Jiangsu-provinsen nord for Shanghai. I Guangdong-provinsen nær Hong Kong er to franskbyggede 900 MWe PWR i drift og to andre på 985 MWe er under bygning. Planerne for Guangdong-provinsen omfatter yderligere 6 enheder.

Reorganiseringen af det mægtige China National Nuclear Corporation (CNNC) med over 200.000 ansatte er nu fuldført. De civile, politisk-administrative funktioner er udskilt i China Atomic Energy Authority (CAEA), medens de tekniske funktioner er opdelt i to store grupper. Den største, China Nuclear Industry Group Corporation (som har overtaget forkortelsen CNNC), omfatter 246 virksomheder inden for forskning og udvikling, fabrikation, kraftværksdrift, minedrift, m.v. Den anden gruppe, China Nuclear Engineering and Construction (CNEC) står for design, byggeri, installation, finansiering, m.v. Restruktureringen er et led i den generelle omstilling til markedsøkonomi.

Det var ventet, at der inden 2000 skulle være truffet beslutning om bygning af i hvert fald fire nye reaktorer, to i Shandong og to i Guangdong, men beslutningen er nu udskudt i tre år, tildels som følge af den sydøstasiatiske finanskrisen. Den nye premierminister Zhu Rongji, som er mindre begejstret for kernekraft end forgængeren Li Peng, har påpeget vigtigheden af at udbygge det overordnede forsyningsnet først. Desuden er der rejst tvivl om kernekraftens konkurrencedygtighed over for den billige, men forurenende kulkraft. Konkurrencen om ordrer på nye kernekraftværker bliver givetvis hård, og man venter med spænding på den tiende femårsplan, som skal vedtages af Folketkongressen i 2000.

Reaktorbrændslet produceres i Yibin, Sichuan, på grundlag af egne uranreserver (57.000 t U påvist). Man stiler mod at beherske alt vedrørende brændsels-kredsløbet. Man er bl.a. i gang med ved russisk hjælp at udskifte de eksisterende diffusionsberigningsanlæg med mere energiøkonomiske centrifugeanlæg i det centrale Kina. Endvidere planlægger man anlæg til oparbejdning af brugt brændsel med henblik på genanvendelse af plutonium. Forskningsprogrammet omfatter både formerings- og højtemperaturreaktorer.

Pakistan

Pakistan har en ældre 125 MWe CANDU-reaktor i drift, og en kinesisk leveret 300 MWe PWR er nu færdigbygget. Projektet er gennemført på trods af modstand fra de højt industrialiserede lande. Ligesom med Indien er problemet Pakistans afvisning af fuld IAEA-kontrol og af ikke-spredningsaftalen. Efter Pakistans og Indiens prøvesprængninger er begge lande kommet under øget pres for at tilslutte sig de internationale traktater mod kernevåbenspredning, bl.a. NPT.

Sydafrika

Koeberg kernekraftværket med to 920 MWe PWR-enheder dækker ca. 5% af Sydafrikas elforbrug. Det store sydafrikanske kraftværksselskab Eskom er langt fremme med planer om at bygge modulariserede højtemperatur-gaskølede reaktorer med kugleformede brændselselementer ("pebble bed reactor"). Man forventer i 2000 at påbegynde bygningen af et demonstrationsmodul (ca. 100 MWe), der kan stå færdigt i 2003.

Sydkorea

Sydkorea er det land i det østasiatiske vækstområde, der har den højeste nukleare dækningsgrad (ca. 42% af elforbruget) og den hurtigste udbygningstakt. Der

er 15 reaktorer i drift (11 PWR og 4 CANDU-reaktorer) på tilsammen 12.700 MWe. Den gennemsnitlige belastningsfaktor var 90% i 1998.

Den sidste CANDU-reaktor Wolsung-4 (700 MWe) blev taget i drift i efteråret. Endnu 5 PWR-reaktorer er under bygning. Ifølge langtidsplanerne ventes yderligere 10 reaktorer bygget og 2 nedlagt inden år 2015, hvorved den samlede kapacitet bliver 27.650 MWe.

Allerede ved årets begyndelse var der forventninger om snarlig beslutning vedrørende bygning af yderligere 2 PWR og 2 CANDU-reaktorer, men ordrene lader foreløbigt vente på sig. Dette skyldes ikke så meget finanskrisen, hvis værste følger er ved at være overvundet, som det skyldes turbulens på ledelsesplan i forbindelse med demokratiseringen efter præsidentskiftet for to år siden. Trods en del signalforvirring fra de skiftende chefer med hensyn til byggeplanerne står det dog klart, at det overordnede mål er en privatisering af de store industrikonglomerater (chaebols) og en liberalisering af el-forsyningen. Kontrollen med kernekraftværkerne forventes dog at forblive på regeringens hænder.



Figur 7.4. Wolsung kernekraftværks 4 CANDU-enheder.

Regeringen har offentliggjort en køreplan for liberaliseringen af el-markedet over en tiårig periode. Planerne vækker bekymring i kernekraftkredse på grund af frygten for konkurrence fra kulfyrede værker. Med i billedet hører, at Sydkorea ikke har underskrevet Kyoto-protokollen om CO₂-reduktion. Som udviklingsland hævder man at være fritaget, idet man dog har erklæret at ville opføre sig ansvarligt. Hvis dette skal tages for pålydende, må der formentlig indføres en eller anden form for begrænsning i markedskræfternes frie spil.

Sydkorea er stort set selvforsynende med hensyn til kernekraftteknologi. Samarbejdsaftalen med USA udelukker dog selvstændig uranberigning og genoparbejdning af brugt brændsel. Sydkorea har tidligere haft et kernevåbenprogram, hvis eksistens blev benægtet under diktaturet, men oplysninger herom er nu langsomt er ved at komme frem i lyset.

Taiwan

Taiwans tre kernekraftværker med seks letvandsreaktorer på i alt 5150 MWe leverer ca. 25% af elforbruget og den gennemsnitlige belastningsfaktor i 1998 var 82%. Det fjerde kernekraftværk, som er under opførelse ved Lungmen, omfatter to 1350 MWe ABWR fra General Electric og japanske partnere. Også de øvrige reaktorer er amerikansk byggede, idet Taiwan ikke har en selvstændig kernekraftindustri. Under jordskælvet i september fungerede den sikkerhedsmæssige nedlukning, som den skulle. Få dage efter var reaktorerne igen i drift.

Øvrige lande

En række andre lande er potentielle kernekraftlande.

Iran har revideret en aftale fra 1995 med Rusland om foreløbig at færdiggøre en af de to ufuldendte PWR-reaktorer ved Bushehr, som Siemens forlod i 1979. Reaktoren, som bliver af VVER-1000 typen, skal være driftsklar i 2003. I stedet for at færdiggøre den anden reaktor er det aftalt at bygge en ny reaktor ved Bushehr samt to andre et andet sted i Iran.

Tyrkiet ventes - med et års forsinkelse - at beslutte sig vedrørende de tre tilbud på opførelse af det planlagte Akkuyu-kernekraftværk ved Middelhavet. Det er tredje gang dette forsøges. Tyrkiet har i øvrigt store thoriumforekomster.

Nordkorea accepterede i 1994 at underkaste sig IAEA-kontrol og at standse produktion af våbenplutonium mod til gengæld at modtage to sydkoreanske 1000 MWe reaktorer, finansieret af en international organisation (KEDO). Byggepladsen er klargjort til støbning af fundamenter, men projektet trækker ud p.g.a. politiske og kontraktlige forviklinger.

Flere fjernøstlige lande (Thailand, Vietnam, Indonesien) har seriøse overvejelser om indførelse af kernekraft, men de aktuelle, finansielle vanskeligheder fremmer ikke planerne.

Australien har ingen kernekraft, men har ligesom en række afrikanske lande (Gabon, Niger, Namibia) eksport af uran.

8 Udviklingstendenser inden for forskellige reaktortyper

8.1 Trykvandsreaktorer (PWR)

Udvikling af nye reaktortyper er en kontinuert proces, som for en stor del består af forbedring af de eksisterende reaktortyper ud fra driftserfaringer.

EPR – Den europæiske trykvandsreaktor

Det fransk-tyske basisdesign af EPR bliver i øjeblikket gennemgået af de franske myndigheder. I juli 1999 underskrev EdF, Siemens og Framatome en aftale, som skal styrke samarbejdet omkring yderligere udvikling af EPR. Denne aftale skal danne grundlag for den næste fase, som er det detaljerede design.

På grund af den politiske situation i Tyskland kan den første enhed ikke bygges dér i nærmeste fremtid. I stedet planlægges det at bygge den første enhed i Frankrig i 2008-2010. Det kræver dog, at der gives politisk grønt lys i 2000. Frankrig forventer, at EPR erstatter de nuværende værker fra 2015-2020 og fremefter.

Udover at optimere sikkerhedssystemerne for at undgå uheld og for at begrænse af konsekvenserne af sådanne er også driftstiden af EPR øget i forhold til de eksisterende trykvandsreaktorer. Dette sker ved, at en del af vedligeholdelsen kan foregå under drift. Der er indført et firedobbelt sikkerhedssystem af tysk oprindelse, som muliggør vedligeholdelsesarbejder under drift. Hvis et system er under reparation, vil der stadig være tre fungerende systemer til rådighed. Dette betyder, at såfremt der opstår fejl i et af de tre systemer, vil man ved sammenligning mellem dem hurtigt kunne detektere, i hvilket fejlen er opstået. Disse forbedringer betyder, at de planlagte driftsstop p. gr. a. vedligeholdelse vil blive kortere. Den samlede nedlukningstid (nedkøling af reaktoren, udtagning af brændsel, inspektion, vedligeholdelse, indsætning af nyt brændsel og opvarmning til driftstemperatur) vil blive på 19 dage. Den samlede driftstid forventes at blive på 92 %, taget over hele den 60 årige levetid. Det nyeste overvågningsudstyr installeres for hurtigst muligt at detektere anormaliteter, så der straks gribes ind, og nedlukning af reaktoren undgås. Den termiske virkningsgrad bliver på 36 %, hvilket er den hidtil højeste værdi for et letvandsreaktoranlæg. Desuden bliver udbrændingen høj – 65 GWd/ton uran, hvilket mindsker mængden af højaktivt affald pr. produceret energienhed.

AC-600/1000

NPIC (Nuclear Power Institute of China) har udviklet en innovativ, passiv trykvandsreaktor, AC-600, på basis af Qinshan-II-reaktorerne (2×600 MWe) og ved brug af Westinghouse's AP-600 som referencedesign. AC-600 kan opgraderes fra 600 til 1000 MWe, hvis det kræves. Indtil nu er der lavet computerberegninger og forskellige forsøg, og designkonceptet er udarbejdet.

De karakteristiske træk ved AC-600 designet er

- *Forbedring af reaktordesignet* – ingen rørgennemføringer i tanken under overkanten af kernen, og en stor reaktortank med en indre diameter på 4 m.

- *Kerne med højere sikkerhedsmargin* – antallet af brændselselementer er øget for at reducere den lineære effektæthed. Avanceret styring af brændselsteknologien vil gradvist øge intervallet mellem brændselsskift fra 12 til 18-24 måneder.
- *Passivt system til fjernelse af henfaldsvarme ved uheld* – efter et uheld kan kernens henfaldsvarme afgives til atmosfæren gennem tre systemer med naturlig cirkulation.
- *Passivt sikkerhedsinjektionssystem* – under et ”tab af kølemiddel”-uheld (LOCA) vil kølevand fra en ekstra tank blive tilført reaktorkernen ved hjælp af tyngdekraften.
- *Passivt kølesystem til indeslutningen* – når trykket inde i indeslutningen stiger som følge af et LOCA, vil kølevand fra en lagertank oversprøjte ydersiden af indeslutningen i 72 timer.
- *Passivt system for lufttilførsel til kontrolrummet* – ren luft kan tilføres kontrolrummet under et uheld.
- *Avancerede digitale instrumenterings- og kontrolsystemer* – forøger pålideligheden og muligheden for vedligeholdelse. Herved forbedres anlæggets sikkerhed og økonomi.
- *Modulopbygning* - er planlagt for mange af anlæggets systemer.

Med støtte fra den kinesiske regering vil NPIC gennem de næste to år fortsætte forskningen omkring de passive sikkerhedssystemer til AC-600/1000 samt den avancerede reaktorkerne og de digitale instrumenterings- og kontrolsystemer.

AC-600/1000 designet er et af de mulige valg af kraftreaktorer i det nye århundrede. Det vil give Kina en el-forsyning med et fleksibelt valg af enhedsstørrelse.

Kina har foreløbig selv kapacitet til at udvikle og designe denne slags reaktor og forbereder at fortsætte forskningen og udviklingen af konceptet. Samtidig ønsker Kina at udvide samarbejdet med udenlandske leverandører for at fremme udviklingen af AC-600/1000.

Nedenstående tabeller viser data for designet:

Tabel 8.1. AC-600 primære mål for designet

	Nuværende anlæg	AC-600	Enhed
Sandsynlighed for kernenedsmeltning	10 ⁻⁴	10 ⁻⁶	1/reaktorår
Strålingsdosis til personalet	2-3	0,5-1,0	PersonSv/år
Udnyttelsesgrad	80	≥ 90	%
Driftscyklus	12	18-24	Måneder
Byggeperiode	72	48-60	Måneder
Levetid	30-40	60	År
Konstruktionsomkostninger		15-20 % mindre end nuværende anlæg af samme størrelse	

Tabel 8.2. Det reducerede antal komponenter efter simplificering af systemerne.

	Nuværende anlæg på 600 MWe	AC-600	Ændring i %
Pumper i sikkerhedssystemer	25	4	-84
Pumper i hjælpesystemer	188	140	-26
Ventiler i dampgeneratorsyst. (> 50 mm ^ø)	512	220	-57
Rør i dampgeneratorsyst. (> 50 mm ^ø)	13,5 km	4 km	-70
Volumen af indeslutningen	$7,65 \cdot 10^4 \text{ m}^3$	$8,53 \cdot 10^4 \text{ m}^3$	+11
Øvrigt volumen	$1,93 \cdot 10^5 \text{ m}^3$	$4,53 \cdot 10^4 \text{ m}^3$	-76

Westinghouse AP-600

Efter at USA's Nuclear Regulatory Commission (NRC) sidste år godkendte designet af Westinghouse's AP-600, er det nu også blevet certificeret som et standarddesign, som umiddelbart kan bygges. Det er det første avancerede trykvandsreaktordesign baseret på passive sikkerhedssystemer, der er blevet godkendt. Der er endnu ikke nogen AP-600-enhed under bygning.

Nye værker

Konstruktionen af den kinesisk designede PWR Qinshan II-1 på 600 MWe er godt i gang og forventes koblet til elnettet i 2002. Qinshan II-2 forventes tilkoblet i 2003.

8.2 Kogendevandsreaktorer (BWR)

ABB Atoms BWR 90+ design

Den europæiske kernekraftindustri har i løbet af 90'erne udarbejdet et dokument, der indeholder kravene til nye europæiske kraftreaktorer – European Utility Requirements (EUR). Svenskernes sidste nye design BWR 90+ er en opgradering af den tidligere model BWR 90 for at bringe designet i overensstemmelse med EUR. I tabel 8.3 er givet en sammenligning af værdier af nogle parametre for BWR 90+ og EUR:

Tabel 8.3. Sammenligning af nogle parametre for EUR og BWR 90+.

	BWR90+	EUR
Elektrisk effekt	1500 MWe	≤ 1500 MWe
Byggeperiode	≤ 50 måneder	≤ 60 måneder
Udnyttelse (gennemsnit over 40 år)	≥ 90 %	≥ 87 %
Årlig nedlukning for brændsels- skift	≤ 20 dage	

EUR har introduceret en 12-timers regel, der siger, at i tilfælde af et alvorligt uheld gælder følgende i de første 12 timer

1. Der må ikke være behov for manuel indgriben
2. Der må ikke være behov for aktiv køling
3. Indeslutningen må ikke ventileres til omgivelserne

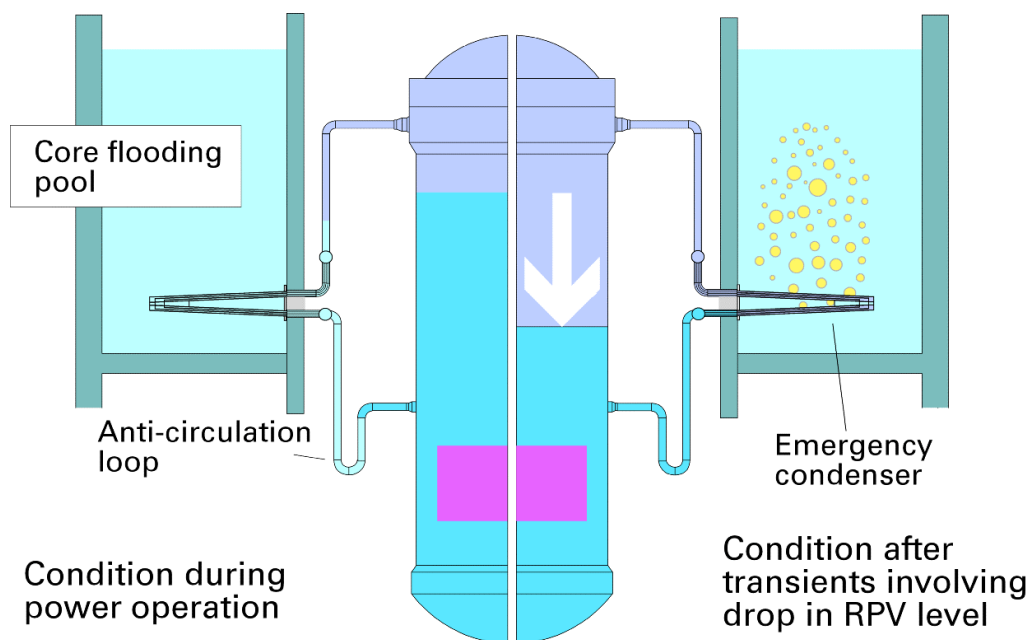
ABB Atom og det finske elselskab TVO har siden 1994 arbejdet på yderligere udvikling af det design, der blev tilbudt Finland i 1991. For nylig er to svenske el-selskaber, Sydkraft og Vattenfall, gået med i dette samarbejde. TVO's hovedinteresse er at fastholde ABB Atoms design som et muligt design for et nyt kernekraftværk i Finland. De svenske selskaber har interesse i at udvikle et design for en prototype til brug ved en eventuel modernisering af deres idriftværende BWR-enheder. Hovedformålet med udvikling af BWR 90+ designet er at bibeholde BWR som en konkurrencedygtig mulighed. Erfaring fra igangværende anlæg viser, at det er realistisk at opfylde de i tabel 8.3 opstillede mål.

Siemens' SWR-1000

Basiskonceptet såvel som driftssystemet og komponentudviklingen er baseret på den omfattende erfaring fra de idriftværende kogendevandsreaktorer. I forhold til de eksisterende BWR-anlæg er der i SWR-1000 designet foretaget simplificeringer og optimering af systemerne. Der er også lavet et nyt sikkerhedskoncept med nedenstående fire elementer i det passive sikkerhedssystem:

- **Nødkondensatorer**

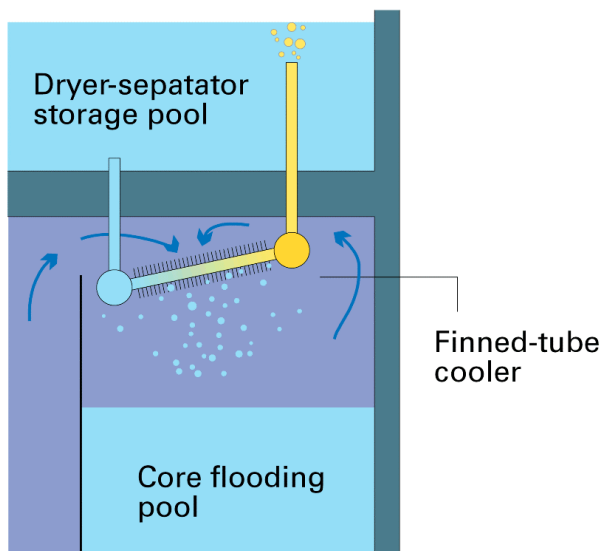
Princippet for disse nødkondensatorer er vist på figur 8.1. Nødkondensatorerne skal fjerne eftervarmen fra reaktoren, når vandniveauet i reaktortanken falder. Nødkondensatorens kølerør befinder sig i tanken med vand til overskylning af kernen (core flooding pool). Under normal drift og normalt vandniveau i reaktortanken er disse rør fyldt med vand (venstre side af tegningen). Hvis vandniveauet i reaktortanken falder (højre side af tegningen), strømmer vandet fra kølerørene ned i reaktortanken. Damp fra reaktortankens top kan nu strømme ned til kølerørene, hvor den kondenseres, og kondensatet ledes tilbage til tryktanken. Dette forløb igangsættes automatisk uden behov for elektricitet og uden, at det er nødvendigt at åbne ventiler eller lign.



Figur 8.1. Nødkondensatorer. Til venstre normal drift, til højre nødkøling.

- **Kondensatorer til køling af indeslutningen**

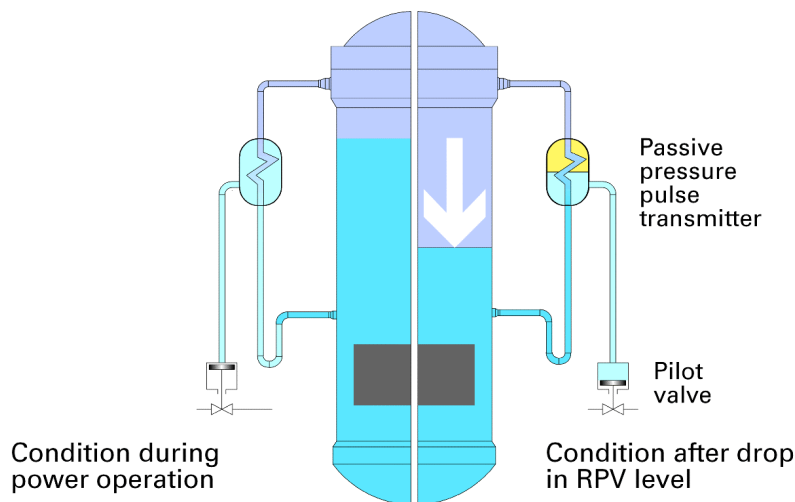
Figur 8.2 viser princippet i køling af indeslutningen. Ved dampdannelse i indeslutningen vil et kondenseringsystem, anbragt i toppen af indeslutningen, omdanne dampen til vand. Kondensationsvarmen vil bringe vandet på kondensatorens sekundærside i kog, og dampen ledes ved naturlig cirkulation til en anden tank (dryer-separator storage pool), som er anbragt uden for indeslutningen. Dette system kræver hverken elektricitet eller indgreb for at virke.



Figur 8.2. Kondensatorer til køling af indeslutningen.

- **Passive tryk-puls-transmittere**

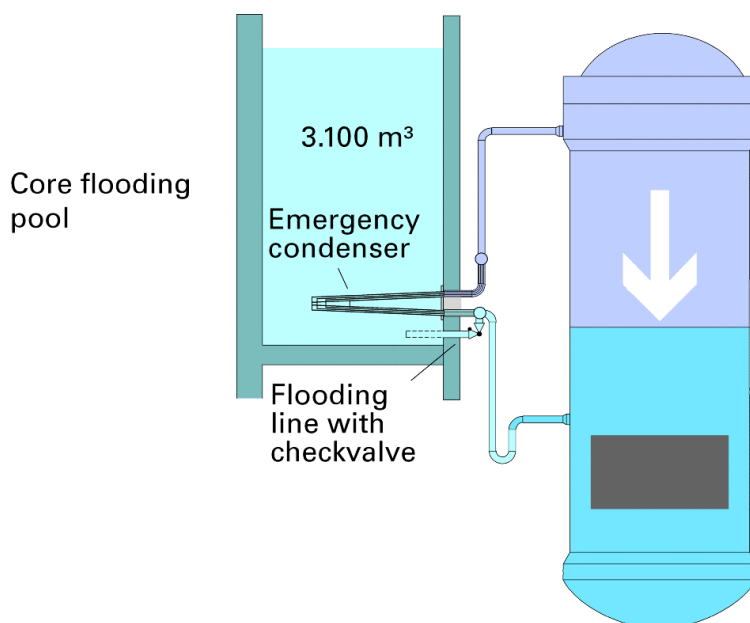
De passive tryk-puls-transmittere er vist på Figur 8.3. De virker efter samme princip som nødkondensatorerne. Når vandstanden i tanken falder, drænes vandet på trykpuls-transmitterernes primærside, damp fra reaktortanken strømmer til, kondenseres og opvarmer sekundærsiden, hvorved trykket i denne stiger (højre side af tegningen). Dette tryk aktiverer en ventil (pilot valve), der igen aktiverer en række sikkerhedssystemer (indføring af kontrolstave, trykaflastning af reaktortanken og lukning af hoveddampledningerne). Systemet kræver hverken elektricitet eller signaler fra instrumenteringen for at fungere.



Figur 8.3. Passive tryk-puls-transmittere.

- **System til overskylning af kernen, drevet af tyngdekraften**

Princippet er vist på Figur 8.4. Når trykket i reaktortanken falder, åbnes en ventil (check valve), og vandet fra “core flooding pool” vil ved hjælp af tyngdekraften oversvømme reaktorkernen. Systemet fungerer helt af sig selv.



Figur 8.4. System til overskylning af kernen drevet af tyngdekraften

Tabel 8.4. Designdata for SWR 1000.

Generelt for enheden:		
Termisk effekt	2778	MWt
Elektrisk effekt	1013	MWe
Virkningsgrad	35,2	%
Reaktorkernen:		
Antal brændselselementer	568	
Total uranvægt	121	t
Kernens aktive højde	2,8	m
Gennemsnitlig effekttæthed	47	kW/l
Udbrænding ved udtagning	65	GWd/t
Gennemsnitlig berigning	5,45	%
Kølevandsstrøm	12000	kg/s
Reaktortryktanken:		
Indvendig højde	23	m
Indvendig diameter	7	m
Designtryk	88	bar
Antal recirkulationspumper	6	stk.
Turbine:		
Hastighed	3000	min ⁻¹
Indløbsstrøm	1483	kg/s
Indløbstryk	67	bar
Drift af anlægget:		
Lagerkapacitet for brugt brændsel	10	år
Anlæggets forventede levetid	60	år

Nye værker

Japan: Den tredje avancerede kogendevandsreaktor i Japan, Hamaoka-5, er under konstruktion og ventes i kommerciel drift i 2005. Derudover er der planlagt yderligere tre ABWR enheder på 1385 MWe i stedet for tre BWR-enheder, hver på 1100MWe, som det oprindeligt var planlagt. Den første enhed ventes klar i 2010 og de næste efter 2011.

Bygningen af Shika-2 – også en ABWR på 1358 MWe – er startet, og den forventes i kommerciel drift i marts 2006. Shika-2 bliver den fjerde ABWR i Japan.

Der er planlagt endnu en ABWR på 1383 MWe i Ohma i Japan, der ventes at blive den første kraftreaktor i Verden, som udelukkende kommer til at køre på MOX-brændsel. Opførelsen af den begynder i 2002, og værket er planlagt koblet til el-nettet i juli 2007.

Taiwan: Der er givet tilladelse til at etablere et fjerde kernekraftanlæg (Lungmen) bestående af to ABWR konstrueret af General Electric med Hitachi og Toshiba som leverandører af komponenter. Opstarttilladelsen for den første enhed ventes i august 2003 og driftstilladelsen i maj 2004. Enhed nr. 2 følger et år senere.

8.3 Tungtvandsreaktorer

Tungt vand (D_2O) er vand, hvor brintatomkernerne består af en proton og en neutron. D_2O er et effektivt moderatormateriale med ringe tilbøjelighed til at indfange neutroner. Dette gør, at reaktorer, der modereres med D_2O , dels kan drives med naturligt (uberiget) uran, dels kan udnytte uranet effektivt, d.v.s. producere mere energi pr. kg naturligt uran end letvandsreaktorer. Det er især Canada, der har udviklet og fastholdt tungtvandslinien.

Den canadiske reaktor, CANDU (CANadian Deuterium Uranium), er både kølet og modereret med D_2O i en ret enestående reaktorkonstruktion, hvor det varme kølemiddel (og uranbrændslet) er indeholdt i vandrette trykrør, der er adskilt fra den kolde moderator ved koncentriske kalandriarør. Brændselsudskiftning sker under drift, hvilket bidrager både til den gode udnyttelse af brændslet og til en stor driftstilgængelighed (kortere nedlukningsperioder).

Canada har ikke blot bygget reaktorer til landets eget brug, men også eksporteret dem til en række lande (Argentina, Sydkorea, Indien, Pakistan og Rumænien), og har for nylig indgået aftale med Kina om levering af 2 reaktorer. Til brug i kapløbet om markedet for fremtidige, mindre reaktorer tilbyder Canada nu typen CANDU-3 på 450 MWe, der i forhold til den hidtidige eksportmodel, CANDU-6 på 665 MWe, er noget enklere i opbygning og i højere grad baseret på fabriksfremstillede dele.

Dette, sammen med en modularisering af bygningerne (præfabrikerede moduler á max. 500 tons) sikrer en kort byggeperiode og en høj garanti mod fejl, og dermed en pris, der gør den konkurrencedygtig med større CANDU-enheder.

Også en større CANDU-type, CANDU-9, på ca. 1000 MWe er under udvikling i Canada. Denne type er en videreudvikling af 900 MWe reaktorerne i Darlington, Canada. Man satses også her på at gøre byggearbejdet på stedet så effektivt og hurtigt som muligt, og har lanceret princippet om "topmontering", d.v.s. at alle store komponenter skal kunne monteres ved hjælp af en meget kraftig kran.

Tungtvandsreaktorer er bedre end letvandsreaktorer til at udnytte plutoniumbrændsel. Canada har derfor foreslået brug af CANDU-enheder som plutoniumbrændere, dels for plutonium produceret i letvandsreaktorer, dels for militært plutonium fra demonterede kernevåben.

Også Indien har en selvstændig udvikling af tungtvandsreaktorer og har netop sat deres 11. kraftreaktor, Kaigu-2, på 202 MWe i drift.

8.4 Gaskølede reaktorer

Den gaskølede reaktor benytter, som navnet siger, en gas, kuldioxid (CO_2) eller helium (He) som kølemiddel. Som moderator benyttes sædvanligvis grafit, men også tungt vand har været benyttet.

Storbritannien var det første land, som satsede på en udbygning med kernekraft med gaskølede, grafitmodererede reaktorer. Den første generation af disse, Magnox-typen, kørte på naturligt uran, mens den anden generation, den avancerede gaskølede reaktor (AGR), kræver beriget uran (2-3% ^{235}U). I dag er Storbritannien det eneste land, der har denne reaktortype i drift: 20 reaktorer af første generation, Magnox-typen, og 14 enheder af anden generation, AGR-typen.

I de senere år har der været en fornyet interesse for den He-kølede højtemperaturreaktor.

I Japan blev en 30 MWt højtemperatur-forsøgsreaktor kritisk d. 10 november 1999. En 10 MWt demonstrationsreaktor er under bygning i Kina og forventes færdig i 2000.

General Atomics (USA), MINATOM (Rusland), Framatome og Fuji Electric (Japan) er gået sammen om et udviklingsprojekt: GT-MHR (Gas Turbine – Modular Helium Reactor). Denne reaktor forventes at kunne opnå så høj afgangstemperatur (ca. 850 °C), at He-gassen direkte kan drive en gasturbine. Brændselselementerne vil være sekskantede grafitblokke med kølekanaler og indlejrede brændselskugler. Reaktoren kan tåle stop og tab af kølemiddel uden indgreb fra aktive sikkerhedssystemer. Et detaljeret design og den nødvendige udvikling forventes afsluttet i løbet af ca. 5 år, hvorefter det er tanken at bygge og afprøve en prototype i Rusland.

I Sydafrika er et projekt baseret på den tyske "Pebble Bed" reaktor startet. Reaktoren, som også sender den varme He direkte til en gasturbine, vil have en effekt på ca. 100 MWe. Brændslet består af grafitkugler med en diameter på ca. 60 mm med brændselskugler indlejret. En prototype planlægges bygget og afprøvet frem til 2003.

8.5 Hurtigreaktorer

Hurtigreaktorer er reaktorer, hvor kædeprocessen forløber med hurtige neutroner. Det primære kølekredsløb og reaktorkernens konstruktionsmaterialer må derfor udføres af materialer, der kun i ringe grad nedbremser neutroner.

Anvendelsen af hurtige neutroner i kædeprocessen giver et stort neutronoverskud, som kan anvendes til at konvertere ikke-spalteligt materiale til spalteligt materiale (uran-238 til plutonium-239 eller thorium-232 til uran-233). Konverteringen kan blive så stor, at reaktoren fremstiller mere spalteligt materiale, end den forbruger. Sådanne reaktorer kaldes formeringsreaktorer.

Indførelse af hurtige reaktorer giver således mulighed for fuld udnyttelse af verdens uran- og thoriumforekomster. Udviklingen af den hurtige reaktor kan blive af stor betydning for energiforsyningen på længere sigt.

Imidlertid er det dyrere at bygge hurtige reaktorer end termiske reaktorer. Dette har medført, at anvendelsen af hurtige reaktorer kun spiller en beskeden rolle, selv om de har mindre driftsomkostninger end termiske reaktorer. Der udføres bl.a. i Rusland et stort arbejde for at gøre konstruktionen af den hurtige reaktor simplere og billigere under samtidig opretholdelse af et meget højt sikkerhedsniveau. En russisk arbejdsgruppe har således udarbejdet et forslag til en kompakt hurtigreaktor, der er nem at bygge og at vedligeholde.

De nuværende hurtige reaktorer er af pool-typen, hvilket betyder, at reaktortanken bliver stor, fordi pumper og varmevekslere er placeret inde i tanken. I det nye russiske forslag er reaktoren af loop-typen, hvilket muliggør anvendelsen af en lille reaktortank. Den meget mindre reaktortank kan fremstilles færdig på fabrik, og den eksterne placering af de primære pumper m.v. medfører, at de undgår at blive radioaktive p.gr.a. neutronbestraling. Endvidere er de sekundære natriumkredsløb helt afskaffet, og natrium fra det primære kredsløb cirkulerer direkte til dampgeneratorerne. Ved en sådan løsning kræves der en speciel dampgenerator-konstruktion. Den påtænkte konstruktion har dobbelte skillevægge mellem natriumkredsløbet og vand/damp-kredsløbet. I mellemrummet mellem væggene cirkuleres helium under tryk og med stor hastighed for at sikre en god varmeovergang. Anvendelsen af dobbelte skillevægge muliggør let detektering af lækage fra såvel natriumsiden som fra vand/damp-siden.

Dampgeneratorerne er placeret ca. 35 m højere end reaktorkernen for at opnå en god naturlig cirkulation, en cirkulation som dog støttes ved anvendelsen af elektromagnetiske pumper. Nødkølingen foretages ved naturlig cirkulation af luft omkring sikkerhedstanken, ganske som det er tilfældet på det amerikanske reaktorprojekt, PRISM, og nødkølingen er således altid i funktion.

Kun to kernekraftenheder med hurtige reaktorer er i drift, Phenix i Frankrig (250 MWe) og BN600 i Rusland (600 MWe). Monjuværket i Japan blev lukket ned efter en natriumlækage og vil næppe komme i drift igen før om 2 til 4 år. I Rusland er der fire BN800 enheder, hver på 800 MWe, under bygning.

Verdens største formeringsreaktor, den franske Superphenix, har været lukket ned siden december 1996. Den franske regering besluttede den 2. februar 1998, at nedlukningen skulle være permanent, og demonteringsarbejdet begynde 5 år senere. Nedlukningen var en forudsætning for, at Frankrigs grønne parti ville deltage i den socialistiske regering.

Der er opstået en ny politisk strid, denne gang om de 5 år, der skulle gå, før demonteringsarbejdet kan påbegyndes. EdF ønsker at svejse nogle understøtninger på den sikkerhedstank, der omgiver reaktortanken. Disse svejsearbejder kan muligvis svække tanken, og af myndighederne bruges som et argument mod en eventuel fremtidig genstart af anlægget.

Premierminister Juspín underskrev den 30. december 1998 de nødvendige autorisationer for, at demonteringen kan påbegyndes, og han ønsker sagen fremmet mest muligt, så Superphenix ikke "genopstår af asken", medens de grupper, der ønsker Superphenix bevaret, er interesserede i, at nævnte svejsearbejder udskydes så længe som muligt.

Kazakstans eneste kernekraftværk, den russiskbyggede, natriumkølede formeringsreaktor, BN-350, blev startet op første gang i 1973. Et større renoveringsprogram blev afsluttet i 1995. Herefter skulle anlægget køre frem til 2003 (evt. 2005), og så lukkes endeligt ned. Imidlertid blev BN-350 lukket endeligt ned den 22. april 1999. Den overraskende tidlige nedlukning begrundes dels med de økonomiske forhold, dels med værkets isolerede beliggenhed m.h.t. teknisk bistand fra Rusland.

På det russiske kernekraftværk, Beloyarsk, har den hurtige reaktor, BN-600 (Beloyarsk 3), ifølge tilgængelige oplysninger arbejdet med en udnyttelse på tæt ved 100% i 1. halvår af 1999. BN-600 er således stadig et af de bedst fungerende kernekraftværker i Rusland, og der er ingen planer om at lukke BN-600. Tværtimod forhandler BN-600 med den nedlukkede franske hurtigreaktor, Superphenix, om køb af udstyr til BN-600. Det drejer sig især om natriumventiler og elektromagnetiske pumper.

Den japanske hurtige formeringsreaktor, Monju, lukkede ned i december 1995 på grund af en natriumlæk fra det ene af de tre sekundære kølekredsløb. De nødvendige reparationer og modifikationer forlængst er udført, og Monju er klar til at starte op når som helst. Men det vurderes, at anlægget vil være lukket ned i hvert fald til år 2003 for at give tid til offentlige diskussioner.

9 Udviklingstendenser inden for brændselskredsløbet

9.1 Uranproduktion og –pris

Fordelingsmønstret for uranproduktionen har ikke ændret sig i 1999, og markedet er fortsat præget af overskud på forsyningsiden. Markedet styres i vid udstrækning af de eksisterende, store lagre, og den egentlige produktion varetages af et stadig mindre antal store mineselskaber.

På forbrugersiden sker der en tilsvarende koncentration, ikke mindst i USA, hvor omkring 50 el-selskaber forventes at blive reduceret til omkring et dusin i forbindelse med privatiseringen af USA's el-produktion..

Bortset fra det fjerne Østen forventes der ikke stigende efterspørgsel på uran. Behovet forventes at være uændret i USA og Vesteuropa, mens det for Asien forventes at stige med omkring 25% over det næste tiår.

Foruden de store urantilførsler, som dukkede op i forbindelse med aftalen mellem EU og det russiske MINATOM og med privatiseringen af USEC, ligger også USA's DoE inde med store lagre. Endelig er der store mængder forarmet uran fra berigningsanlæg ("tails"), der vil kunne udnyttes i forbindelse med opblanding af højt beriget uran fra Ruslands og USAs skrottede kernevåben.

Aftalen mellem USA og Rusland vedrørende indslusning af højt beriget uran fra våbenprogrammerne til kraftreaktorer volder fortsat problemer, efterhånden som den skal konkretiseres. I denne forbindelse er USA og Rusland enedes om hver at holde 26.000 tons uran ude af markedet i 10 år. Den russiske del skal placeres i lagre, der kontrolleres af USA.

Tilsvarende var det først efter svære forhandlinger over to år, at MINATOM i marts måned indgik en aftale med CAMECO Corporation (Canada), COGEMA Resources (Frankrig) og NUKEM (Tyskland) om levering af 160.000 tons uran over 15 år. Aftalen rummer også mulighed for salg til det amerikanske marked efter bestemte retningslinier. Aftalen menes at indebære en pris for U_3O_8 på 21\$/kg (9.60 \$/lb).

Mineproduktion forventes at dække to trediedele af uranbehovet i det næste årti. Den resterende trediedel vil komme fra uranlagrene. Næsten 90% af verdensproduktionen vil komme fra miner i den vestlige verden og mere end 90% af den vestlige produktion vil komme fra fem lande: Canada, Australien, Namibia, Niger og USA.

Canada forventes at opretholde sin position som den største producent over det næste tiår. I Saskatchewan er et nyt stort produktionscenter (McClean Lake) taget i brug og et nyt (McArthur River) er planlagt taget i drift inden udgangen af 1999. Om det er kommet i drift, vides ikke. Yderligere to centre forventes snart at få starttilladelse.

I Australien udvides de to eksisterende centre (Ranger og Olympic Dam). Yderligere to centre planlægges.

Sydafrikas produktion begrænses for tiden af den lave guldpris, mens produktionen i Namibia og Niger forventes at holde sig på et uændret niveau. Produktionen i Frankrig vil snart ophøre, da reserverne er udtømt. Produktionen i Rusland, Kazakstan, Ukraine og Uzbekistan kan ikke forventes at stige på grund af forældet udstyr og økonomiske forhold.

På leverandørsiden har CAMECO Corporation of Canada har øget sine uranreserver med 50% ved opkøb af Uranertz. Ovennævnte aftale mellem MINATOM og EU peger i samme retning.

Som forholdene nu er, vil tre selskaber, CAMECO, COGEMA og TENEX (Rusland), kunne klare halvdelen af den vestlige verdens behov i det næste tiår. Lægges hertil de fire selskaber Energy Resources of Australia (Ranger), Olympic Dam (Australien), USEC og Rossing vil dækningen nå 75%

USA's handelsrestriktioner overfor den tidligere sovjetblok er under pres. Kun to republikker, Rusland og Uzbekistan, er begrænset i deres uranhandel med USA, og ifølge en international aftale (Uruguay Round Agreements Act) fra 1995 skal sådanne restriktioner modificeres eller ophæves inden for de næste fem år.

Tilsvarende ser det ud til, at EU's politik med hensyn til at begrænse uranimport fra den tidligere sovjetblok lempes. Importen er steget i 1990'erne.

9.2 Uranberigning

Markedet er fortsat præget af stor usikkerhed med hensyn til fremtidig kapacitet/efterspørgsel og dermed pris.

USEC annoncerede i maj, at selskabet var i gang med en større revurdering, der omfatter produktionspris for dets berigningsanlæg, aftalen vedrørende det russiske, højt berigede uran (HEU) og strategien med hensyn til avanceret berigningsteknologi (AVLIS). Desuden giver den nye tyske regerings kernekraftpolitik usikkerhed med hensyn til de tyske el-værkernes behov for beriget uran og deres fremtidige andel i URENCO. BNFL har vist interesse for at overtage denne andel, men taler samtidig om at selv at blive privatiseret.

På den positive side tæller, at den økonomiske genrejsning i Asien kan give anledning til øget vækst i energiforbruget.

På aftagersiden er situationen i USA præget af de fusionstendenser, der præger el-selskaberne.

Markedsføringen har fortsat været dynamisk som følge af nedblanding af højt beriget våbenuran og privatiseringen af USEC. Sidstnævnte har solgt ud af uranlagrene og givet fordelagtige tilbud i forbindelse hermed.

Berigningsselskaberne benytter sig også af spotmarkedet og søger aftaler udenom markedet for at undgå konkurrencesituationer. Dette har dog ikke haft større indvirkning på markedsprisen.

Markedet forventes ikke at vise tegn på større vækst over de næste to årtier. En eventuel vækst i Asien forventes opvejet af lukning af nogle kraftværker i USA, af brug af MOX og af nedblanding af højt beriget våbenuran. Salget på verdensplan forventes i 1999 at blive omkring 35 mio. SWU – lidt mere end i 1998. Forudsigelserne for de næste to årtier svinger mellem 16 mio. SWU og 39 mio. SWU, så usikkerheden er stor.

Kontraktudviklingen er præget af USEC's succes i Asien med hensyn til nyforhandling og forlængelse af eksisterende kontrakter samt af Tokyo Electric Power's køb af russisk beriget uran på spotmarkedet, det første i sin art.

USEC's privatisering har fået europæiske producenter til at opgive deres tilbageholdenhed på det amerikanske marked, hvor både URENCO og Eurodif har sikret sig nye salg. Den amerikanske dollars styrke har givet dem en økonomisk fordel.

I slutningen af 1998 og begyndelsen af 1999 har USEC sikret sig 41% af langtidsaftalerne om uranberigning, URENCO har fået 31% og Eurodif 19%. Hvad angår det faktiske salg i 1999 er USEC's andel – sammenlignet med 1998 - faldet lidt til 35%, TENEX's andel var uændret 24%, Eurodif's var faldet lidt til 21%, mens Urenco's andel fortsatte med at stige og nu er på 12%.

Spotmarkedspriserne faldt lidt, selvom den solgte mængde separativt arbejde (SWU) rettede sig efter det relativt svage år 1998. Første halvdel af 1999 udvi-

ste et salg på mere end 500.000 SWU. Totalt set regner man med et salg på lidt under 1 mio. SWU for hele 1999. Spotmarkedsalg sker hovedsagelig i forbindelse med den fleksibilitet, der er indbygget i el-værkernes langtidskontrakter. Spotmarkedet er begrænset af et begrænset udbud.

Udnyttelsen af amerikansk våbenuran har omfattet DoE-transaktioner på i alt 8,4 mio. SWU. Den ækvivalente mængde lavt beriget uran (LEU) blev overført til Tennessee Valley Authority.

De amerikanske planer vedrørende afvejeskaffelse af våbenplutonium fortsætter og en EIS (Environmental Impact Statement) for MOX-fabrikation er udsendt. Om USA vil bevilge midler til at realisere programmet, må fremtiden vise.

Rusland overholder sin del af aftalen vedrørende levering af nedblandet våbenuran. Det anslås, at 5,6 mio. SWU vil blive leveret til USEC i 1999. Dette kan få negativ indflydelse på USEC's økonomi, da produktionsprisen på selskabets berigningsanlæg stiger med faldende produktion. Nedblandet våbenuran fra Rusland vil dække ca.55% af det totale forbrug i USA.

Status for de primære leverandører er, at USEC som nævnt ovenfor søger at sænke produktionsprisen for sine anlæg (udelukkende gasdiffusionsanlæg). Tidligere forsøg har imidlertid ikke været succesfulde. Kombineret med den negative effekt af introduktion af russisk materiale er produktionsprisen steget fra ca. \$75/SWU til over \$90/SWU. Det formodes, at kravet om omkostningsreduktioner vil resultere i lukning af det ene af de to amerikanske berigningsanlæg.

USEC har stoppet sit ene laserberigningsprogram AVLIS, og det andet laserprogram, SILEX, er endnu ikke afsluttet. AVLIS-metoder er baseret på selektiv ionisering af uran-235-atomer ved hjælp lasere. SILEX-metoden, som blev startet i Australien, er baseret på selektiv eksitation af $^{235}\text{UF}_6$ -molekyler med efterfølgende kemisk omdannelse af disse. USEC står derfor midt i at skulle definere en ny langtidsstrategi. Den kunne indebære strategiske alliancer med andre primære leverandører som f.eks. MINATOM. Dette vil stille krav til forsyningssikkerheden, og USEC kan risikere at skulle holde i det mindste et af gasdiffusionsanlæggene i gang ud over 2005 med deraf følgende problemer med vedligeholdelse m.m. Den amerikanske regering har stadig indseende med disse spørgsmål, og dette kan i høj grad influere på økonomien.

Det er positivt, at USEC har kunnet sælge ud af lagrene af både naturligt og beriget uran uden væsentlige forstyrrelser på markedet. Det er også lykkedes USEC at gå mere aggressivt ind på markedet og udvide kontraktbeholdningen hos asiatiske kunder samt i nogle tilfælde at genforhandle sig til gunstigere priser.

URENCO fortsætter den gradvise stigning i sin markedsandel og viser dermed, at god teknologi og udholdenhed betaler sig. Produktionskapaciteten er øget til 4,8 mio. SWU/år medio 1999 og forventes øget til 5,5 mio/år. SWU omkring 2005. Samtidig falder produktionsprisen. URENCO leverer nu til elværker i 15 lande. Såfremt den tyske regering gør alvor af planerne om udfasning af kernekraft, menes det, at BNFL vil overtage de tyske el-værkers andel på 50% i URANIT, den tyske partner i URENCO.

Også Eurodif fortsætter sin stærke rolle i berigningsmarkedet. Georges Besse gasdiffusionsanlægget har været meget omkostningsbevidst med hensyn til el-indkøb. Eurodif satser på at modernisere og vedligeholde anlæggene, så de kan holdes i gang mindst et årti endnu. Herefter har selskabet imidlertid et problem, idet USEC's beslutning om at stoppe AVLIS gør det vanskeligere at afgøre, hvornår Eurodif skal satse på sin tilsvarende SILVA-teknik.

MINATOM fortsætter driften af sit centrifugeanlæg med to formål: forsyning af kommercielle kunder og berigning af forarmet uran såvel til egne formål

som for europæiske kunder. TENEX, MINATOM's agent, leverer lavt beriget uran (LEU) fra sit nedblandingsprogram til USEC og er gået stærkt ind i det kommercielle marked for at levere berigningstjeneste til el-værker.

MINATOM's kapacitet er ca. 20 mio. SWU/år, hvoraf halvdelen kommer fra Ural Integrated Plant. Anlægget benytter små, økonomiske centrifuger, hvilket betyder, at Rusland kan tilbyde det internationale marked lavpris-SWU et godt stykke ud i fremtiden. Adgangen til markederne i USA og Europa er stadig begrænset, men som nævnt under afsnit 9.1 er disse begrænsninger under pres.

De investeringer, der allerede er foretaget i berigningsanlæg, samt det forhold, at der er overskudsproduktion med den eksisterende teknologi, er fortsat bestemmende faktorer for valget af fremtidig teknologi.

AVLIS-programmet blev stoppet trods positive resultater og uden, at USEC havde en alternativ teknologi, men USEC støtter stadig det australske SILEX program. Selvom fremskridtene på det seneste har været små, har SILEX fortsat en stor goodwill på det finansielle marked.

SILVA-programmet fortsætter, selvom COGEMA nu må vurdere det i lyset af, at AVLIS er stoppet. Fremtiden afhænger i høj grad af, om der fortsat vil være energi til lav pris til rådighed for diffusionsanlæggene og udsigterne for, at SILVA programmet indfrier forventningerne.

Centrifugeteknologien udvikles støt hos både URENCO og TENEX, der begge regner med at forblive konkurrencedygtige.

I Japan arbejder Japan Nuclear Fuel fortsat på et avanceret centrifugeprogram, og der sker fremskridt i et AVLIS-lignende program.

9.3 Oparbejdning eller direkte deponering af brugt brændsel

Når uranbrændsel har været anvendt i en reaktor, og energien fra en væsentlig del af den værdifulde uran-235 isotop er udvundet, kaldes det for brugt brændsel. I nogle lande, heriblandt USA, Sverige, Finland og Spanien, har man valgt at definere det brugte brændsel som affald, som værdiløst materiale, der skal bortskaffes ved deponering i geologiske formationer. En sådan 'once through cycle' er den simplest mulige, men man opnår ikke den optimale energiproduktion, målt pr kg naturligt uran.

Da der endnu ikke findes slutdepoter for brugt brændsel, er kasseringen af de udbrændte elementer ensbetydende med, at de må oplagres midlertidigt på eller ved kraftreaktorerne eller i centrale depoter. Det er der forskellige tekniske løsninger til, men det forudsætter, at lagrene udbygges i tide, og at det er klart, hvem der har ansvaret herfor. I USA har det givet konflikter mellem kraftværkerne og US DoE (Department of Energy), der juridisk set var forpligtiget til at overtage brændslet fra 1998, men som ikke har faciliteter til at modtage det. Fra Rusland er de kaotiske forhold omkring brugt ubådsbrændsel velkendt. Brændslet planlægges overført til et fremtidigt mellemlager ved Mayak. Et fransk konsortium har fået til opgave at bygge et lager ved Chernobyl som begyndelse til nedlukning af de tilbageværende reaktorer. I Tyskland har politiske forhold ført til problemer med lagerkapaciteten ved kraftreaktorerne, yderligere forværret af transportstop i de fleste europæiske lande efter konstateringen i 1998 af et tilfælde af ekstern kontamination på en af de anvendte transportcontainere. Med nye, mere stringente kontrolkrav er de fleste transportere nu genoptaget. Svenskerne er ved at udvide deres mellemlager CLAB (Centralt Lager för Anvent Bränsle).

Ordningen med, at USA tager brugt højt beriget brændsel af amerikansk oprindelse tilbage fra en lang række forskningsreaktorer rundt omkring i verden (bl.a. Risø's DR3), fungerer nu stabilt efter, at lokal modstand og mange juridiske forsinkelser er overstået. I alt forventer amerikanerne i løbet af de næste 10 år at modtage ca. 20 t brændsel fordelt på 90 transportere, hvoraf 8 er afviklet.

I andre lande, heriblandt Frankrig, England, Rusland og Japan, går man ind for oparbejdning af det brugte brændsel for at udvinde resturan og plutonium, der er dannet ud fra uran-238 under opholdet i reaktoren. Brændselsstavene klippes i stykker, indholdet opløses i syre, og plutonium og uran ekstraheres. Tilbage bliver fissionsprodukterne, der tørres ud, blandes med tilslagsstoffer og nedsmeltes til glas, der støbes ud i stålbeholdere. Det højaktive glas indeholder langt det meste af aktiviteten fra brændslet, men udgør kun et beskedent volumen.

Oparbejdning af brugt brændsel finder i dag væsentligst sted på de store anlæg i Sellafield (England), la Hague (Frankrig) og Mayak, tidligere kaldet Cheryabinsk (Rusland), mens det vil vare adskillige år, inden det japanske anlæg i Rokamura kan tages i brug. Verdens samlede oparbejdningskapacitet udgør kun en brøkdel af den årlige produktion af brugt brændsel.

Oparbejdning har kun mening, hvis det udvundne uran og plutonium benyttes til fremstilling af nyt brændsel, så man får en 'lukket brændselscyklus', hvor energien i vid udstrækning hidrører fra fission af plutonium. Det kræver særlige brændselementfabrikker, hvor for eksempel MOX (mixed oxide fuel) kan fremstilles på sikker vis ud fra en blanding af uranoxid og plutoniumoxid. Sellafield har (næsten) fået godkendelse til ibrugtagning af et stort MOX-anlæg. Også Frankrig udvider sin fremstillingskapacitet og har tegnet kontrakter med f.eks. Japan om levering af MOX-brændsel i stedet for som tidligere rent plutonium.

Potentielt er det enorme mængder energi, der kan udvindes under brug af den lukkede cyklus, men det forudsætter, at udviklingen af hurtigreaktorer tages op igen, hvad i hvert fald Rusland og Japan fortsat er interesseret i. I Frankrig har politiske forhold ført til lukning af hurtigreaktoren Superphénix. Her er man nu gået i gang med at fjerne brændslet.

MOX brændsel bliver allerede benyttet rutinemæssigt i mange letvandsreaktorer, men energigevinsten er mere beskedent, og processen kan lige så godt ses som en måde til at skille sig af med plutonium, der ellers hober sig op. Metoden kan også benyttes til destruktion af bombeplutonium under udvinding af energien heri. USA er derfor begyndt at interessere sig for MOX-teknologi. Canada overvejer at stille Candu-reaktorer til rådighed for formålet, og Japan og Rusland vil måske samarbejde om bortskaffelse af russisk plutonium. Hastigheden, hvormed plutonium kan destrueres i letvandsreaktorer, er imidlertid beskedent, så det vil tage lang tid at komme af med plutonium på den måde. Udvikling af reaktorer, der er bedre til plutoniumforbrænding, har derfor international interesse, f.eks. den russiske GT-MHR.

P&T (Partitioning and Transmutation) er motiveret i et politisk ønske om at nedbringe den potentielle farlighed af det højaktive affald fra kraftproduktionen. Partitioning står for en meget høj grad af oparbejdning af det bestrålede brændsel, så ikke alene plutonium, men også andre såkaldte aktinider, neptunium, americium og californium, der dannes i mindre mængder i brændslet, skilles næsten fuldstændigt fra fissionsprodukterne. Aktiviteten af det højaktive affald vil derefter aftage ret hurtigt, og det vil være næsten uskadeligt efter ca. 1000 år. De udvundne aktinider bliver transmutteret – i praksis fissioneret – ved bestråling i særlige typer reaktorer eller acceleratorer.

P&T er blevet undersøgt intensivt gennem de senere år, mest i Japan og Frankrig. Det foreløbige resultat er vel nærmest, at P&T i princippet er gen-

nemførligt, men at erfaringer i teknisk målestok mangler. Et omfattende udviklingsarbejde vil være nødvendigt, og det må følges op af investeringer i bestrålingsfaciliteter med den nødvendige kapacitet. Den opnåede gevinst er hovedsagelig teoretisk: en reduktion af de i forvejen små stråledoser, som dele af befolkningerne langt ude i fremtiden måske kan blive udsat for som følge af geologisk deponering af brugt brændsel eller højaktivt glas. Den komplicerede P&T teknologi har desuden sine egne risici. Et eksempel kunne være øgede strålingsdoser til operatører. Endelig skal man være opmærksom på, at P&T (og almindelig oparbejdning) næppe nogensinde vil kunne gennemføres for alt brugt brændsel. Tidshorizonten for praktisk anvendelse anses for at være ca. 50 år, så i hvert fald affaldet fra de nuværende reaktorer må håndteres og skaffes af veje med eksisterende metoder.

9.4 Nedlæggelse af nukleare anlæg

Nedlæggelse og bortskaffelse af nukleare anlæg bliver aktuel, når anlæggene er teknisk udslidte, sikkerhedsmæssigt uacceptable, økonomisk urentable eller bliver lukket af politiske årsager.

Behovet for nedlæggelse vil øge i omfang i de kommende år, uanset om der bygges nye reaktorer eller ej. Nedlæggelse af reaktorer deles normalt i tre trin:

Stadie 1, hvor brændslet fjernes, og hjælpesystemerne lukkes ned, men hvor der ellers ikke gøres noget ved anlæggets indre dele. Under stadie 2 fjernes de ydre, normalt kun svagt kontaminerede systemer så som varmevekslere, pumper, rør m.m, mens stadie 3 omfatter opskæring af reaktortanken og hvad der ellers findes inden for afskærmningerne, nedbrydning af afskærmningerne og andre bygningselementer, samt oprydning til 'green field', d.v.s. så lave aktivitetsniveauer, at området frit kan bruges til andre formål.

Stadie 1 kan umiddelbart gennemføres, idet der altid skal være tilstrækkelig lagerplads til reaktorbrændslet uden for reaktorkernen. At der så senere kan være problemer med at komme af med brændslet fra denne midlertidige oplagingsplads, er en anden sag.

Stadie 2 er også relativ simpel. Her vil man ofte kunne udnytte forskellige kemiske eller fysiske rengøringsmetoder til at fjerne løstsiddende kontamination for at reducere strålingsniveauet eller for at få komponenter deklassificeret, d.v.s. at materialerne kan genbruges. Alment accepterede regler for, hvornår materialer kan anses for ikke-kontaminerede og acceptable for genbrug, er væsentlige i denne sammenhæng, ikke mindst i betragtning af, at handlen med genbrugsstål og andre metaller er international.

Stadie 3, den fuldstændig fjernelse, forudsætter, at der rådes over slutdepoter for nedlæggelsesaffaldet, hvoraf noget - især de indre dele i reaktortanken - vil være temmelig aktive som følge af neutronindfangning under reaktorens drift. Hvis nedbrydningen foretages hurtigt efter nedlukningen, kan strålingen være så intens, at segmentering af de indre reaktorstrukturer må foregå under vand eller ved fjernstyring. Erfaringer fra en række store EU-støttede demonstrationsprojekter i Belgien, Tyskland, England og Frankrig er bl.a. tilgængelige på internettet og omfatter såvel tekniske som økonomiske forhold.

Hvis forholdene tillader, kan det være en fordel at undlade at skære reaktortanken i stykker. Et eksempel fra USA er en 14 m lang og mere end 1000 t tung tank af 12-25 cm tykt rustfrit stål, der i august 99 blev sejlet ad Columbia floden fra den nedlagte Trojan-reaktor til et slutlager for lavaktivt affald nær Hanford.

Ved stadie 3 fremkommer der store mængder svagt kontamineret eller aktive ret affald, f.eks. fra nedbrydning af betonaftskærmninger. Meget af betonen vil

være inaktiv eller indeholde så lidt 'kunstig' aktivitet, at det er uden betydning sammenlignet med den naturlige aktivitet, der findes i alle byggematerialer. Sådant affald bør kunne bruges som almindeligt fyldmateriale. Hvis betonen kun er kontamineret på overfladen kan man måske med fordel benytte en oprensningsteknik, der nyligt er lanceret: En gelé indeholdende en type velkendte svovlsyreproducerende bakterier spredes over overfladen, der derefter langsomt nedbrydes, så det forurenede lag senere kan fjernes som støv.

Nedlæggelsen af en stor kraftreaktor er en både langsommelig og kostbar affære, der typisk løber op i ca. 1/3 af, hvad det oprindeligt kostede at bygge anlægget. Opsparing til formålet er i de fleste lande sikret under driftsperioden, men hvis denne afkortes bliver henlæggelserne måske utilstrækkelige.

Hvis anlægget er havareret, bliver alting meget dyrere og mere kompliceret: Rester fra den nedsmeltede kerne fra Three Mile Island reaktoren, der havarede i 1979 (i øvrigt uden at give eksterne strålingseffekter), blev midt i 80'erne flyttet til et bassin i DoE's laboratorier i Idaho med henblik på nærmere undersøgelser. I 1999 er der givet tilladelse til, at resterne udtørres og pakkes i stålbeholdere med henblik på senere deponering. I Sellafield har man gennemført fjernstyret fjernelse af beskadigede dele i den af de to plutoniumproducerende Windscale-reaktorer, der havarede ved en brand i oktober 1957. Hensigten er at følge dette arbejde op med en egentlig nedtagning af begge reaktorer. I den ødelagte Tjernobyl-reaktor er der indtil videre kun tale om at forbedre på den såkaldte betonsarkofag, der efter ulykken blev bygget uden om den nedsmeltede kerne. Oprydning i omegnen fortsætter. Der er tale om et internationalt finansieret hjælpeprojekt med store EU bidrag.

Nedlægning af andet end kraftreaktorer forekommer også: Mange små og store forsøgsreaktorer er blevet nedlagt til forskellige stadier. På Risø planlægges nedlæggelsen af DR2 reaktoren, der blev taget ud af drift i 1975.

Nedlægning af større og mindre anlæg til uranberigning, brændselementfremstilling og oparbejdning er ligeledes foretaget. Almindelig reovering af procesfaciliteterne på de store oparbejdningsanlæg efterfølges mere eller mindre rutinemæssigt af bortskaffelse af forældede systemer. Blandt andet gør Sellafield meget for at rydde op i ældre installationer og gamle affaldsprodukter. Internationale støtteprojekter hjælper med til, at der også i Rusland kan gøres noget ved tilsvarende behov. Som et kuriosum kan nævnes, at der i USA endelig er truffet beslutning om skrotning af Barnwell, et stort kommercielt oparbejdningsanlæg, der blev bygget i perioden 1971-76. Det kom aldrig i brug p.g.a. Carter-administrationens forbud mod oparbejdning af brugt brændsel. Forbudet blev ophævet under Reagan, uden at det dog har ændret praksis i USA.

Nedlagte uranminer er der mange af. De er af vidt forskellig størrelse, og en del blev navnlig tidligere drevet som almindelige miner med primitiv affaldshåndtering. I USA har man i 1999 afsluttet opgradering af 22 mineområder, mens oprydning fortsætter i andre typer faciliteter, hvor der har været arbejdet med uran, thorium og radium. Tilsvarende arbejde pågår i Tyskland (Wismuth minen) eller er blevet udført, bl.a. i Spanien. Oprydning i områder, der er blevet kontamineret som følge af militær virksomhed, er også i gang både i USA og Rusland.

9.5 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald

Modstandere af kernekraft argumenterer med, at 'affaldsproblemet' ikke er løst, og gør samtidig, hvad de kan for at mobilisere politiske kræfter, der forhindrer en sådan løsning. Det giver taktisk mening, men holder måske ikke så meget

længere. I hvert fald har 1999 givet gode indikationer for, at praktiske løsninger af affaldsproblemet rykker nærmere.

EU har i 1999 givet anbefalinger vedrørende et klassifikationssystem for radioaktivt affald. Det er bl.a. gjort for at få en mere ensartet statistik på området:

- Højaktivt affald er enten brugt brændsel eller fissionsproduktholdigt glas fra oparbejdning. Det er så aktivt, at der må tages hensyn til henfaldsvarmen ved deponeringen.
- Mellem- og lavaktivt affald, hvor varmeudviklingen er uvæsentlig. Ud fra hensyn til langtidssikkerheden ved deponering deles dette affald i:
 - Langlivet affald med i gennemsnit mere end 400 Bq/g α -emittere med lang halveringstid.
 - Kortlivet affald med lavere α -aktivitet, der væsentligst skyldes isotoper med højest 30 års halveringstid.
- Temporært aktivt affald, d.v.s. affald med et veldefineret indhold af kortlivede isotoper, så simpel oplagring i relativ kort tid gør materialet uskadeligt. Det kan f.eks. være affald fra medicinsk brug af isotoper.

Ved kortlivet affald giver overfladenær deponering tilstrækkelig sikkerhed mod uønskede udslip eller andre risici. Henfaldet betyder, at affaldet i løbet af nogle hundrede år vil være stort set uskadeligt. Langt det meste affald fra nukleare anlæg er af denne type.

Fra en praktisk synsvinkel betyder eksternstrålingen fra mellemaktivt affald, at håndteringen må ske under brug af afskærmning eller fjernstyring, mens lavaktivt affald kan håndteres uden særlige beskyttelsesforanstaltninger.

Affaldsproblemet er i offentligheden stort set synonymt med bortskaffelsen af højaktivt affald. Teknikere har længe været enige om, at dette kan ske ved deponering i dybe, geologiske lag, at der eksisterer mange formationer, som er velegnede til formålet, og at den nødvendige teknologi er velkendt. Problemet er at finde en plads, hvor lokalbefolkningen accepterer depotet.

Mange forsøg har været gjort, og der har været mange tilbageslag, men efterhånden har der udkrystalliseret sig en viden om, hvordan pladsudvælgelsen bør gribes an: Kodeordene er åbenhed og involvering af lokalbefolkningen og dens repræsentanter i planlægnings-, undersøgelses- og godkendelsesprocedurerne. Der bør være tale om reelle valg mellem flere forskellige muligheder, så folk forstår, hvorfor deres kommune er interessant, og hvilke fordele og ulemper lageret medfører lokalt og på landsplan. Meget af dette kan ske i forbindelse med de miljøkonsekvensvurderinger (engelsk: EIA, Environmental Impact Assessment, dansk: VVM, Vurderinger af Virkninger på Miljøet), der under alle omstændigheder skal gennemføres i henhold til EU-direktivet herom.

I tyndt befolkede egne kan der opstå en fornemmelse af, at deres område er blevet valgt som skraldespand for storbyernes luksusforbrug af energi. Helt uacceptabelt synes det at være at modtage affald fra 'fremmede' lande, også inden for EU, hvor tanken om regionale depoter ellers skulle være nærliggende. I en i 1999 gennemført såkaldt Eurobarometer undersøgelse er holdningen til affaldsdeponering hos repræsentative udsnit af befolkningerne blevet undersøgt, i Danmarks tilfælde lidt under 1000 personer over 15 år. De fleste ønsker at depotet skal ligge mindst 1000 km væk, så logisk nok går 75 % af danskerne ind for regionale slutdepoter (underforstået ikke her i landet). I områder omkring eksisterende nukleare anlæg er der ofte en mere realistisk opfattelse af

radioaktivitet end i befolkningen (og medierne) generelt. Det gør det lettere at opnå accept sådanne steder.

I Finland er man længst fremme: Her er der ud af 6 undersøgte steder ansøgt om bygning af et depot til brugt brændsel i området nær Olkiluoto-kernekræftværket. Den endelige afgørelse forventes tidligt i 2000. I Sverige koncentrerer interessen sig – efter afslag fra nogle kommuner i Nordsverige – omkring Oskarshamn og nærliggende kommuner. Her ligger ud over kraftreaktorer også det svenske centrallager CLAB for midlertidig oplagring af brugt brændsel – og lokale politikere støtter projektet.

Franskmændene har valgt en lerforekomst ved Burne i det nordøstlige Frankrig til bygning af underjordisk laboratorium, men leder stadig efter et alternativ i granit, med henblik på at vælge et af stederne til slutdepot i 2006. I England slikker man sårene, efter at forslaget om geologisk deponering af langlivet affald ved Sellafield faldt ved EIA-høringer i 1998. På baggrund af forarbejder fra bl.a. en arbejdsgruppe i Overhuset og en såkaldt konsensushøring med 'almindelige' mennesker ventes regeringen i 2000 at opstille rammer for fremtidige pladsløkaliseringer. I Tyskland er det meste gået i stå i politiske konflikter. Det gælder også undersøgelserne i Gorleben-salthorsten, men stedet er ikke opgivet.

I Rusland overvejes mulighederne for et slutlager i permafrostlag på Novaja Semlja, i granit på Kola-halvøen, ved Majak eller ved Krasnojarsk.

I USA går det fremad. WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) i saltlag i Texas er blevet taget i brug. De første affaldsenheder ankom og blev deponeret i marts 1999. Slutlageret er beregnet til mellemaktivt langlivet affald fra den militære virksomhed, ikke til højaktivt kraftreaktoraffald, men det er ikke desto mindre et dybt geologisk depot, der hermed er taget i brug. Undersøgelserne i forsøgsminen i Yucca Mountain i Nevada fortsætter med henblik på at dokumentere stedets egnethed som slutdepot for brugt brændsel. De hidtidige resultater er sammenfattet i en foreløbig EIS (Environmental Impact Statement), der blev offentliggjort i juli 1999. Principbeslutning om at anvende stedet forventes taget i 2001.

Formodentligt vil der i løbet af de næste 5-10 år være en del slutlagre for højaktivt affald, der er eller er ved at blive taget i brug.

Hvis man har problemer ved at komme overens med befolkningen i sit eget land, kan man jo altid prøve et andet. I 1999 foreslog et konsortium af canadiske, engelske og svejtsiske firmaer at oprette et multinationalt depot for højaktivt affald i den nordvestlige del af det indre Australien i den såkaldte Pangea-formation. Teknisk set er det formodentlig et udmærket sted, men de australske politikere sagde nej tak. Fristelsen var ellers stor med de mange penge, en sådan facilitet kan indbringe. Rusland er måske nemmere at friste. Her hedder projektet NPT (Non Proliferation Trust), og det går ud at oplagre brugt brændsel fra andre lande i Krasnojarsk. Her findes der et delvis færdigt oparbejdningsanlæg.

Et tema, der er blevet moderne, er spørgsmålet om reversibilitet, d.v.s. at affaldet skal kunne genvindes efter slutdeponeringen, i hvert fald i en periode. Det er jo nemmere at sige ja til noget, hvis beslutningen kan gøres om senere. I princippet kan det gøres for højaktivt affald i beholdere af høj kvalitet og – afhængig af omstændighederne - måske også for andre typer affald. Men det er dyrt at bygge muligheden ind i systemerne, og det vil eventuelt reducere langtidssikkerheden.

Den fjerde statusrapport for håndtering og deponering af radioaktivt affald i EU blev publiceret i 1999. Det fremgår af rapporten, at alle større EU lande med nuklear kraftproduktion (undtagen Tyskland) råder over fungerende depo-

neringsanlæg for lav- og mellemaktivt kortlivet affald, som er den mest voluminøse del af det radioaktive affald, og hvoraf det meste allerede er deponeret.

Det er en generel tendens i EU, USA og formodentlig også andetsteds, at de årligt producerede volumenmængder af lavaktivt affald er stadig aftagende. Det skyldes givetvis de høje priser for affaldsmodtagelse, som er et godt incitament til at sortere og på anden måde reducere rumfanget. I USA fortsætter de mangeårige stridigheder om brug og lokalisering af de lavaktive depoter, en illustration af det regionale problem: Folk synes ikke om at lægge land til en nabo(del)stats affald.

De store affaldsproducenter, oparbejdningsanlæggene, bestræber sig på at reducere mængden af langlivet lav- og mellemaktivt affald, så de kan spare den endnu dyrere geologiske deponering. Det gøres bl.a. ved at rense de langlivede isotoper fra og inkludere dem i det højaktive affald, hvor de i forvejen findes i meget større mængder.

For et land som Danmark med kun små mængder lav- og mellemaktivt affald, er det beklageligt, at de regionale løsninger er så upopulære. Danmark kommer formentlig ikke uden om at skulle bygge et nationalt slutdepot, således som nordmændene allerede har gjort det. Det norske depot i Himdalen kom i drift i marts 1999.

APPENDIKS A: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg

På foranledning af blandt andet det Internationale Atomenergi Agentur (IAEA) i Wien blev der i 1990 vedtaget en international "Uheldsskala" for uheld på nukleare anlæg som f.eks. kernekraftværker, forskningsreaktorer, nukleare brændselsfabrikker og andre anlæg, hvor der kan opstå uheld, der involverer betydelige mængder radioaktivitet eller kraftige strålingsdoser. Alle "uheld" på sådanne anlæg opdeles i klasser, der dækker fra klasse 0 til 7. Hændelser, der ikke har haft nogen egentlig sikkerhedsmæssig betydning, rubriceres i klasse 0; meget alvorlige uheld med udslip af store mængder radioaktivitet hører derimod til klasse 7. Havariet på Tjernobyl 4 i 1986 er det eneste uheld i klasse 7.

Alle betydende lande har tilsluttet sig denne opdeling i klasser, som kaldes "The International Nuclear Event Scale" eller blot INES. Der findes en omfattende beskrivelse af, hvorledes hændelser eller uheld på nukleare anlæg skal indplaceres på skalaen. Sædvanligvis sker der det, at man på det anlæg, hvor hændelsen er sket, til IAEA i Wien indsender en beskrivelse af det skete samt en angivelse af en foreløbig klasse. Sikkerhedsmyndighederne i det pågældende land kan efterfølgende ændre på klassificeringen, hvis man finder en anden klasse mere korrekt. Der sker jævnligt sådanne justeringer både i opad- og i nedadgående retning. Fra IAEA sendes der snarest oplysning om indberetningerne til alle nukleare sikkerhedsmyndigheder over hele verden. Disse kan så vurdere, om der kan ske tilsvarende hændelser i deres lande, så der bør tages modforholdsregler.

I sammenfattet form dækker de enkelte klasser følgende:

- Klasse 7 [Katastrofe]: Her skal der være sket et udslip omfattende en stor del af en reaktorkernes indhold af radioaktivitet resulterende i en udbredt forurening, der kan give senere helseskader i form af kræft. Desuden dækker klassen udslip med risiko for så store strålingsdoser til mennesker, at strålingssyge kan forekomme. Tjernobyl-havariet i 1986 hører til i klasse 7.
- Klasse 6 [Alvorligt uheld eller ulykke] : Her skal der være sket et mellemstort udslip af radioaktivitet fra en skadet reaktorkerne. Hvis beredskabsforanstaltninger har været indført i tide, har man formentlig kunnet undgå, at et klasse 6 uheld resulterer i strålingssyge i omegnen. Alvorlige nukleare uheld i klasse 6 er aldrig indtruffet.
- Klasse 5 [Uheld eller ulykke med risiko for omgivelserne]: Klassen dækker bl.a. uheld med udslip af mere begrænsede mængder radioaktivitet, der dog nødvendiggør gennemførelse af dele af en beredskabsplan - f.eks. "Gå inden døre" - og efterfølgende begrænsninger for landbrugsproduktionen. Windscale-branden i 1957 er et eksempel på et klasse 5 uheld. Havariet af reaktor 2 på Tremileøen i Pennsylvania i 1979 er også et eksempel på klasse 5. Her blev der frigivet betydelige mængder radioaktivitet inde i den lufttætte bygning om reaktoren. Der var således en vis risiko for, at betydelige mængder radioaktivitet kunne være sluppet ud.

- Klasse 4 [Uheld med skader, der overvejende berører selve anlægget]: Typisk kan et klasse 4 uheld vedrøre en væsentlig beskadigelse af reaktorkernen. På værket kan en lille del af personalet udsættes for livstruende strålingsdoser. Evt. kan et klasse 4 uheld resultere i lokale begrænsninger for landbrugsproduktionen. I 1980 skete der ved Saint Laurent i Frankrig et klasse 4 uheld med mindre skader på en reaktorkerne
- Klasse 3 [Alvorlig hændelse]: Mange forskellige slags hændelser kan rubriceres i klasse 3. Et eksempel kan være udslip til omgivelserne af små mængder radioaktivitet, der kan give strålingsdoser som dem, der fås ved en flyrejse mellem USA og Europa. Der kan også være tale om svigt af et sikkerhedssystem, som kunne have ført til en alvorlig situation, hvis der også samtidigt var forekommet andre fejl. Klasse 3 omfatter også ulykker med strålingskilder, hvor personer har fået kraftige strålingsdoser. I de senere år er det især ulykker med strålingskilder, der har domineret statistikken. I 1997 skete der således tre steder i verden uheld med kraftige bestrålinger fra strålingskilder.
- Klasse 2 [Hændelse]: Under klasse 2 rubriceres tekniske fejl og forstyrrelser, der ikke direkte har påvirket et anlægs sikkerhed, men som peger på, at udstyr eller rutiner skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal opretholdes. Som en eksempel på en klasse 2 hændelse fra 1998 kan nævnes anvendelsen af en forkert tegning, da man på det britiske kernekraftværk Sizewell 2 skulle afhjælpe nogle mangler i et styresystem. Fejlen betød ikke direkte noget for sikkerheden, men den afslørede en mangel i den administrative kontrol.
- Klasse 1 [Anomali]: Herunder rubriceres hændelser, som ikke udgør nogen sikkerhedsmæssig risiko, men som peger på mangler eller menneskelige fejl, som skal rettes.
- Klasse 0: Det drejer sig om hændelser, der ikke har haft nogen sikkerhedsmæssig betydning - og ikke ville kunne have fået det, fordi alt sikkerhedsudstyr fungerede korrekt. Alligevel rapporteres mange sådanne hændelser. Det kan f.eks. være hændelser, der har været vidt omtalt i nyhedsmediernes, og som der derfor er behov for at give en nærmere teknisk gennemgang af. Som et eksempel fra 1998 kan nævnes, at man i juni 1998 flere steder i det sydlige Europa kunne detektere cæsium-137 i luften. Niveauerne var mere end 10000 gange under de niveauer, man kunne have haft i årevis uden at overskride nogen tilladelig grænse. Men historien havde mediernes interesse - selv i Danmark. Det viste sig, at et stålværk i det sydlige Spanien havde smeltet en cæsium-137 kilde sammen med noget jernskrot - og cæsium-137 var gået op gennem skorstenen som damp og havde spredt sig ud over Middelhavet og senere var nået op til bl.a. Frankrig og Tyskland.

APPENDIKS B: Anvendte forkortelser

ABB	ASEA Brown Boveri, svensk-svejsisk reaktorproducent
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor, General Electric's avancerede kogendevandsreaktor
AC-600	Kinesisk trykvandsreaktordesign
AECL	Atomic Energy of Canada Ltd, det statslige, canadiske selskab for kerneenergiudvikling
AEP	American Electric Power, amerikansk el-selskab
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor, den engelske, avancerede gaskølede reaktor
AI	Assured Isolation, lagertype for radioaktivt affald
ANRA	Armeniens reaktorsikkerhedsmyndighed
AP-600	Westinghouse's avancerede trykvandsreaktor
ARGOS	Accident Reporting and Guiding Operational System, Beredskabsstyrelsens beslutningsstøtteprogram.
ASS-500	Aerosol Sampling Station, 500 m ³ /timen. Polsk udstyr til indsamling af luftprøver
AVLIS	Atomic Vapor Laser Isotope Separation, laser berigning
bar	Enhed for tryk, ca. 1 atmosfære
BE	British Energy, det engelske el-selskab, der ejer de fleste engelske kernekraftværker
BECO	Boston Edison Co., amerikansk el-selskab
BN	Russisk version af hurtigreaktoren
BNFL	British Nuclear Fuel Ltd., britisk, statsligt kernebrændsels- og reaktorfirma
BRS	Beredskabsstyrelsen
BWR	Boiling Water Reactor, kogendevandsreaktor
CAEA	China Atomic Energy Authority
CAMECO	Canadisk mineselskab
CANDU	Canadian Deutrium Uranium, den canadiske tungtvandsreaktor af trykrørstypen
CDU	Christlich-Demokratische Union, tysk politisk parti
CEA	Commissariat a l'Énergie Atomique, den statslige, franske forskningsorganisation for kerneenergi
CEN	Centre d'étude de l'Énergie Nuclaire, belgisk center for kerneenergi-forskning
CEZ	Det tjekkiske el-selskab
CIC	Central Interstate Compact, affaldsdeponiselskab
CLAB	Central mellanLager för Använt kärnBränsle, svensk lager for udbrændt brændsel
CNEC	China Nuclear Engineering and Construction
CNNC	China Nuclear Industry Group Corporation, tidl. China National Nuclear Corporation
COGEMA	Compagnie Generale des Matieres Nucleaires, statsligt fransk firma for nukleare materialer
CO ₂	Kuldioxid
ConEd	Consolidated Edison, amerikansk el-selskab

CP&L	Caroline Power and Light Co., amerikansk el-selskab
CSW	Central and South West, amerikansk el-selskab
DIS	Decay In Storage, lagertype for radioaktivt affald
DoE	Department of Energy, det amerikanske energiministerium
DLC	Duquesne Light Co., amerikansk el-selskab
DSIN	Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires, den franske reaktorsikkerhedsmyndighed
DTU	Danmarks tekniske Universitet
D ₂ O	Tungt vand
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development, den europæiske udviklingsbank for Central- og Østeuropa
EdF	Electricité de France, det statslige franske el-selskab
EIA	Environmental Impact Assessment
EIS	Environmental Impact Statement
ENUSA	Empresa Nacional del Uranio SA, spansk reaktorbrændselsfirma
EPR	European Pressurized Reactor, trykvandsreaktor under udvikling i et samarbejde mellem Framatome og Siemens
ESKOM	Sydafrikansk el-selskab
EU	Den europæiske union
EUR	European Utility Requirement, krav til nye europæiske kraftreaktorer
Eurodif	Fransk berigningsfirma (diffusionsanlæg)
FBR	Fast Breeder Reactor, hurtig formeringsreaktor
FF	Franske franc
Fenco	FirstEnergy Corporation, amerikansk el-selskab
GAO	Den amerikanske kongres kontrolorgan
GPU	General Public Utilities, amerikansk el-selskab
GPS	Global Position System
GT-MHR	Gas Turbine – Modular Helium Reactor, højtemperatur, heliumkølet reaktor
GW	Gigawatt. 1 GW = 1000 MW
GWe	Gigawatt elektrisk
GWh	Gigawatt-time
G-7	USA, Japan, Tyskland, Frankrig, UK, Italien, Canada og Rusland
HADES	High Activity Disposal Experimental Site, belgisk, underjordisk forsøgsanlæg for deponering af højaktivt affald
He	Helium
HEU	Highly Enriched Uranium, højt beriget uran, ca. 90% ²³⁵ U
IAEA	International Atomic Energy Agency, FN's kerneenergiorganisation
IMF	International Monetary Fund
INES	International Nuclear Event Scale, international skala for kerneenergiuheld
IP	Illinois Power Co., amerikansk el-selskab
IPSN	Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire, fransk, nukleart sikkerhedsinstitut
IVO	Imatra Voima Oy, nu Fortum, finsk el-selskab
JAERI	Japan Atomic Energy Research Institute, japansk institut for kerneenergiforskning
JNC	Japan Nuclear Cycle Development Institute, afløser for PNC
KCPL	Kansas City Power and Light Co., amerikansk el-selskab

KEDO	Korean peninsula Energy Development Organisation, international organisation, der skal opføre to trykvandsreaktoranlæg i Nordkorea
kV	kilovolt
kWe	kilowatt elektrisk
kWh	kilowatt-time
KWU	Kernkraftunion, Siemens datterselskab
lb.	Engelsk pund, lig 0,454 kg
LEU	Low Enriched Uranium, lavt beriget uran, 2-5% ²³⁵ U
LOCA	Loss Of Coolant Accident, tab af kølemiddel-uheld
ME	Magnox Electric, britisk, statsligt el-selskab
MINATOM	Det russiske kerneenergiministerium
MK	Morrison Knudsen Corp., amerikansk ingeniørfirma
MKER	Ny, russisk udgave af RBMK-typen
MORAVA	MOernization, Reconstruction, Analysis, Validation program i Tjekkiet
MoU	Memorandum of Understanding, hensigtserklæring
MOX	Mixed OXide fuel, reaktorbrændsel fremstillet af en blanding af plutonium- og urandioxid
MSv	Person Sievert, strålingsdose til personel
MTO	Samspil mellem Menneske, Teknik og Organisation
MW	Megawatt. 1MW = 1000 kW
MWe	Megawatt elektrisk
MWM Rt	Statsligt, ungarnsk el-selskab
MWt	Megawatt termisk
NaI(Tl)	Natriumiodid-detektor
NASVD	Noise Adjusted Singular Value Decomposition, databehandlingsmetode til generering af spektre for radondøtre i uligevægt
NEA	Nuclear Energy Agency, OECD's kerneenergiorganisation
NEK	Nuklearne Elektrarne Krsko, slovensk el-selskab
NEK	Natsionalna Electricheska Kompania, det bulgarske el-selskab
NiMo	Niagara Mohawk Power Co. , amerikansk el-selskab
NMP	Niagara Mohawk Power Co. , amerikansk el-selskab
NPIC	Nuclear Power Institute of China
NPS	Northern States Power, amerikansk el-selskab
NPT	Non Proliferation Treaty
NPT	Non Proliferation Trust
NRC	Nuclear Regulatory Commission, USA's reaktorsikkerhedsmyndighed
NSA	Nuclear Safety Account, fond under EBRD, der støtter sikkerhedsforbedringer i østreaktorer
NU	Northeast Utilities, amerikansk el-selskab
NUCSpec	Dataprogram til generering af standardspektre
NUKEM	Tysk brændselsfirma
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPG	Ontario Power Generation, canadisk el-selskab (alias Genco)
OPPD	Omaha Public Power District
OVG	Oberverwaltungsgericht, tysk overforvaltningsdomstol
PECO	Pennsylvania Power and Light, amerikansk el-selskab
PC	Personal Computer
PMS	Permanente MåleStationer, Beredskabsstyrelsens målesystem
PNC	Power reactor and nuclear fuel development corporation, statslig, japansk kerneenergiforskningsorganisation

PRACLAY	PReliminARy demonstration test for CLAY disposal of high radioactive waste, belgisk forsøg med deponering af højaktivt affald i lerformationer
PRISM	Power Reactor Inherent Safe Modul, amerikansk hurtigreaktordesign
PSA	Probabilistic Safety Analysis, statistisk sikkerhedsanalyse
P&T	Partitioning and Transmutation
PWR	Pressurized Water Reactor, trykvandsreaktor
RBMK	Reaktor-stor-effekt-kanaltype, russisk reaktor med grafit moderator og kogendevandskøling (Tjernoby1-typen)
RENEL	Det rumænske el-selskab
RP	Den tyske delstat Rheinland-Pfalz
RWE	Rheinisch-Westfalisches Elektrizitätswerk, tysk el-selskab
SCK	Studiecentrum voor Kernenergie, belgisk center for kerneenergi-forskning
SILVA	Fransk laserberigningsprojekt
SILEX	Separation of Isotopes by Laser EXitation, australsk forsøg med laserberigning
SIP	Shelter Implementation Plan, projekt til forbedring af sarkofagen omkring den ødelagte Tjernoby1-4-reaktor
SKI	Statens kärnkraftinspektion, den svenske reaktorsikkerhedsmyndighed
SNG	Statssamfundet af uafhængige stater, rammeorganisation for de fleste af de stater, der tidligere udgjorde Sovjetunionen
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands, tysk politisk parti
SPDS	Safety Parameter Display System, system til hurtig detektering af driftsforstyrrelser
STUK	Säteilyturvakeskus, den finske reaktorsikkerhedsmyndighed
SWR	Simplified Water Reactor, Siemens udgave af kogendevandsreaktoren
SWU	Separative Work Unit, enhed for separativt arbejde ved berigning
TENEX	Russisk uran- og berigningshandelsfirma under MINATOM
TG	Technische Genehmigung, teknisk godkendelse
TVO	Teollisuuden Voima Oy, finsk el-selskab
TWh	Terawatt-time. 1 TWh = 1 milliard kWh
U	Uran
UF ₆	Uranhexafluorid, „hex“
U ₃ O ₈	Uranilte, „yellow cake“
UK	United Kingdom
URANIT	Tysk datterselskab af URENCO
URENCO	Engelsk-hollandsk-tysk berigningsfirma (Centrifuger)
USEC	United States Enrichment Corporation, amerikansk berigningsfirma (diffusionsanlæg)
VAC	Volt (Alternating Current), Volt, vekselstrøm
VG	Verwaltungsgericht, tysk forvaltningsdomstol
VVER	Vand vand energi reaktor, russisk udgave af trykvandsreaktoren
VVM	Vurderinger af Virkninger på Miljøet
Welco	Westinghouse Electric Co, reaktorleverandør, ejes af BNFL
Wepco	Wisconsin Electric Power Co. , amerikansk el-selskab
WENRA	Western European Nuclear Regulators Association
WGS	Westinghouse Government Services, datterselskab af MK

WGES	Westinghouse Government Environmental Services, oprydningssfirma, ejet af MK og BNFL
WIPP	Waste Isolation Pilot Plant, amerikansk, geologisk lager for militært, langlivet radioaktivt affald
WPPSS	Washington Public Power Supply System, amerikansk el-selskab
WPS	Wisconsin Public Services Corp., amerikansk el-selskab
²³⁵ U	Uran-235, spaltelig uranisotop

Title and authors

International Nuclear Power Status 1999 (in Danish)

Edited by C.F. Højerup, and P.L. Ølgaard

ISBN	ISSN		
87-550-2685-0	0106-2840		
87-550-2686-9 (Internet)	1395-5101		
Department or group	Date		
Nuclear Safety Research	March 2000		
Groups own reg. number(s)	Project/contract No(s)		
Pages 92	Tables	Illustrations 17	References

Abstract (Max. 2000 characters)

This report is the sixth in a series of annual reports on the international development of nuclear power with special emphasis on reactor safety.

For 1999, the report contains:

- General trends in the development of nuclear power
- The past and possible future of Barsebäck Nuclear Power Plant
- Statistical information on nuclear power production (in 1998)
- An overview of safety-relevant incidents in 1999
- The development in Sweden
- The development in Eastern Europe
- The development in the rest of the world
- Trends in the development of reactor types
- Trends in the development of the nuclear fuel cycle

Descriptors INIS/EDB

AFRICA; ASIA; AUSTRALIA; BARSEBÄCK-1 REACTOR; BARSEBÄCK-2 REACTOR; BWR TYPE REACTORS; EASTERN EUROPE; FAST REACTORS; FUEL CYCLE; GAS COOLED REACTORS; HEAVY WATER MODERATED REACTORS; NORTH AMERICA; NUCLEAR POWER PLANTS; NUCLEAR POWER; PWR TYPE REACTORS; REACTOR ACCIDENTS; REACTOR SAFETY; SOUTH AMERICA; SWEDEN; WESTERN EUROPE

Available on request from Information Service Department, Risø National Laboratory, (Afdelingen for Informationservice, Forskningscenter Risø), P.O.Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark. Telephone +45 46 77 40 04, Telefax +45 46 77 40 13