

PWRのアキレス腱といわれる蒸気発生器細管の損傷が相変わらず、続出している。表1は、福井県の作成した県内のPWR損傷・補修状況である。この他に伊方1号、玄海1号でもなんらかの異常が、定期検査のたびに発見されている。現状では、通常運転中には確実に細管損傷が進行していると考えなければならない。蒸気発生器は、放射能を隔離して熱だけを2次系へ取り出し、蒸気を発生させてタービンへ送るPWRの心臓部の機器の一つであり、安全上でも1次系圧力バウンダリの最重要機器の一つとして扱われ、十分な健全性の保持が要請されている。蒸気発生器細管の破損は、1次系→2次系と流路が生じるので、環境への重大な放射能漏れにつながりうる。1次冷却材喪失事故とともに災害評価において重大事故、仮想事故に想定されているのもこのためである。

蒸気発生器細管破損の重大性

通常運転時、複数本破断の可能性

①2次側（環境中）放射能放出量の増大

②蒸気発生器細管破断は極小破断LOCA（1/2～2インチ径の配管）に相当する。この場合、高圧注入系がECCSとして働くことになっているが、なんらかの理由で作動しなければ炉心溶融。（RSSでは、極小破断の確率： 10^{-3} /炉・年、高圧注入系の不作動： 8.6×10^{-3} /炉・年とされている）

大LOCA時

①blow downが長引く、②再冠水が遅れる、いずれも炉心溶融につながる。

対策

①運転時、ブローダウン水、復水器空気抽出系の放射能モニターし、異常を検出すれば直ちに停止。

②2次冷却水の厳重な水質管理、揮発性物質処理（AVT）+2次水全量処理（FFCD）。

③定検時の全数ECT検査、異常細管は施栓、あるいはsleeve補修。

④計算により施栓がLOCA時の炉心冷却を阻害しないことを示す。安全解析施栓率。

⑤蒸気発生器の交換（米国、スウェーデン、西独）。

異常細管については、これまで施栓して単純に使えなくすることで切り抜けてきた。これに関しては、原子力安全委員会は「安全解析施栓率」というものを設

定し、施栓を認めてきた。

「安全解析施栓率」

原子炉熱流動解析コードでのLOCA解析の結果から決められている。すなわち、コールドレグでLOCAが起ったとき、炉心の蒸気はSG細管を通して破断口から逃げる。この時、ECCS低圧注入系が働き、炉心はある”冠水速度”で冠水されるとされている。この速度は蒸気の逃げる速度で制限される。すなわち、細管の流路抵抗で左右されることになる。この流路抵抗が施栓により影響される。

高浜2号の場合

1975年 運開、

1978年 安全解析施栓率、3%

1982年 春 安全解析施栓率、8%

1983年 秋 安全解析施栓率、15%

1987年 秋 安全解析施栓率、18%、613本異常、454本sleeve補修、159本施栓、
延べ施栓率 $1475/10164=14.5\%$ (SG 3台)

1988年 8月 細管損傷、大気中放射能放出、+378本 → 18.2% 18%を越えたので、施栓管 202本を開栓し、sleeve補修 → 16.2%

1989年 10月 科技庁 施栓率50%でも大丈夫

安全余裕の低下、まったくの仮想性、恣意的、検証不可能。

施栓、sleeve補修の有効性

①基本的には原因が分からないので、つぎはぎだらけの対処療法で手を打たざるを得ないのが現状なので、細管損傷はなくなる。その結果、炉心溶融につながる可能性が常に存在する。

②運転中の細管異常の検出も、放射能漏れがあって初めて検知出来るが、これは危険な方法で、本末転倒である。

③安全解析施栓率などは気休めにもならない。

④稼働率確保のための無理な運転や設備の老朽化と合わさって、ますます異常が進行する。あるいは、sleeve、施栓により異常が進行することも考えられる。

細管損傷の態様

1)1次側応力腐食割れ (SCC)

TMI-1:亜硫酸ナトリウムによる1次水の汚染、高純度水による高応力領域 (U部、

拡張遷移部など)の腐食(Coriou効果)、Alloy600が特に感受性が高い。Alloy800、SUS、Monel400などでは過去14年間でみられない。

rot-peening, shot-peening を応力遷移部(roll-transition region)に施している。sleeve補修。

2)2次側SCC、粒界腐食(IGA)

腐食環境、アルカリ環境←復水器漏れから、リン酸処理(PT)の残留磷酸など

3)孔食(Pitting)

通常蒸気発生器コールドレグ側、銅イオンの存在。施栓。

3)リン酸減肉

2次水処理にリン酸塩を使用。リン酸が材料と反応して腐食する。

4)Denting

炭素鋼製の細管支持板の穴が腐食により歪み、細管が損傷を受ける。2次水処理にリン酸を使ったり、2次水の脱気が不十分のとき起こりやすいといわれている。

5)Thinning

コールドレグ側支持板部、孔食の広がったもの、あるいは減肉の局所的なもの。

微細な樹脂が侵入したため?

6)潰食(Erosion)

振動とmagnetite粒子の流れ?

7)摩耗(Fretting)

8)疲労腐食(Fatigue)

9)機械的損傷

10)その他

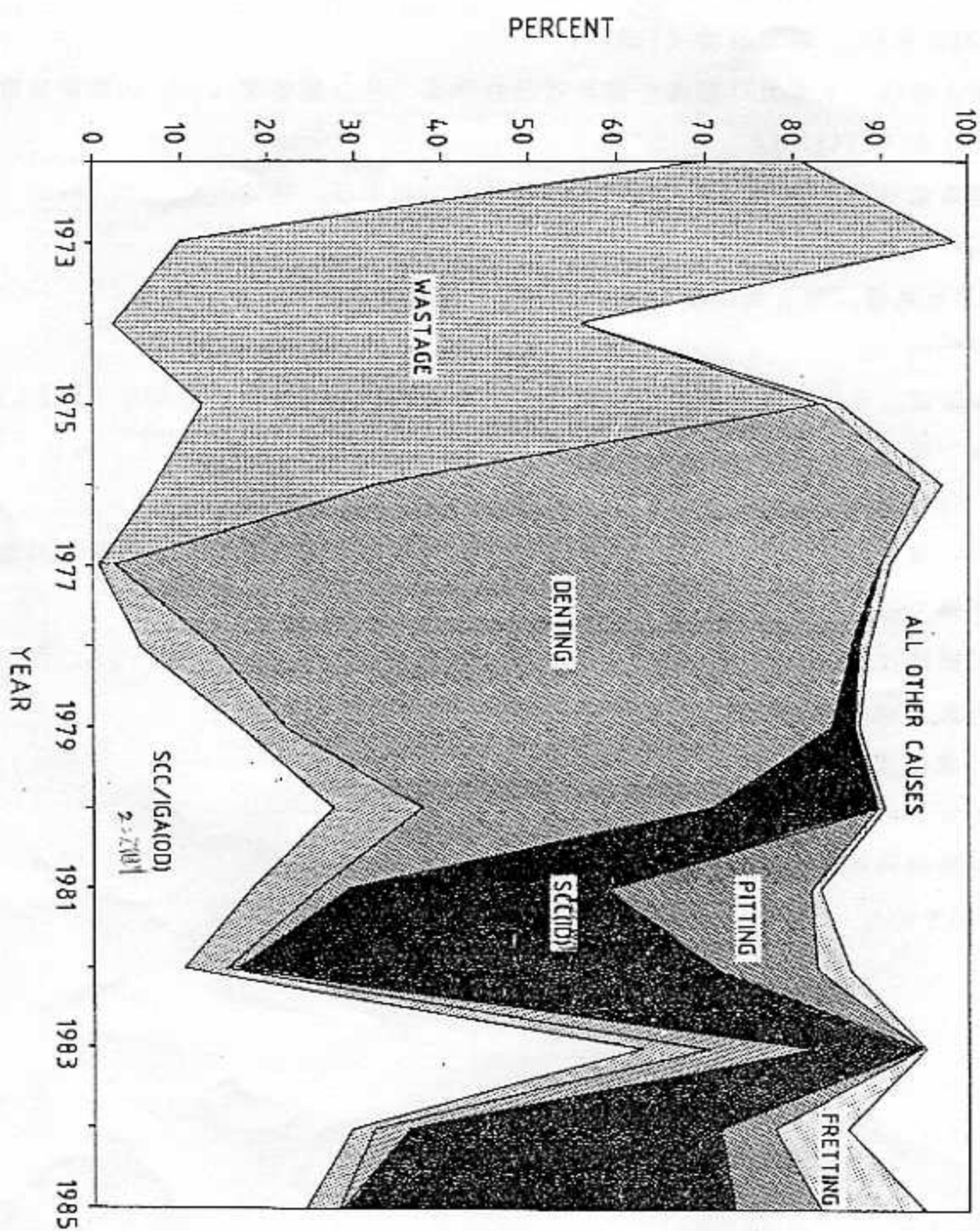


FIGURE 1: History of Tube Failure Mechanisms
 Note that more than 80% of the defects have been caused by corrosion.

ASSIGNED CAUSES OF 1985 TUBE DEFECTS

Cause	Number of Reactors Affected	Number of Tube Defects	% of Tube Defects
Primary-Side SCC*	37	3063	44.8
Secondary-Side SCC/IGA**	18	1655	24.2
Pitting	4	686	10.0
Phosphate Wastage	8	251	3.7
Denting	2	36	0.5
Thinning	7	26	0.4
Erosion	3	25	0.4
Fretting	18	806	11.8
Fatigue	2	6	0.1
Mechanical Damage	8	21	0.3
Undetermined	3	42	0.6
Other	26	220	3.2

TUBES PLUGGED BY YEAR

3 leave of absence

YEAR	REACTORS			TUBES		
	in Survey	with Tubes Removed from Service	% with Tubes Removed from Service	in Survey	Plugged	% Plugged
1971*	24	15	62.5	168 972	1 007	0.60
1972	32	11	34.4	321 380	881	0.27
1973	39	12	30.8	435 187	3 874	0.89
1974	51	23	45.1	601 047	2 002	0.33
1975	62	22	35.5	788 147	1 677	0.21
1976	68	23	33.8	864 261	3 757	0.43
1977	79	33	41.8	1 079 559	4 339	0.40
1978	86	32	37.2	1 195 057	1 267	0.11
1979	93	39	41.9	1 308 868	2 814	0.21
1980	96	40	41.7	1 358 712	1 902	0.14
1981	110	46	41.8	1 553 674	4 692	0.30
1982	116	54	46.5	1 642 535	3 222	0.20
1983	132	47	35.6	1 845 426	3 291	0.18
1984	148	63	42.6	2 081 313	3 335	0.16
1985	168	73	43.5	2 436 578	6 837	0.28

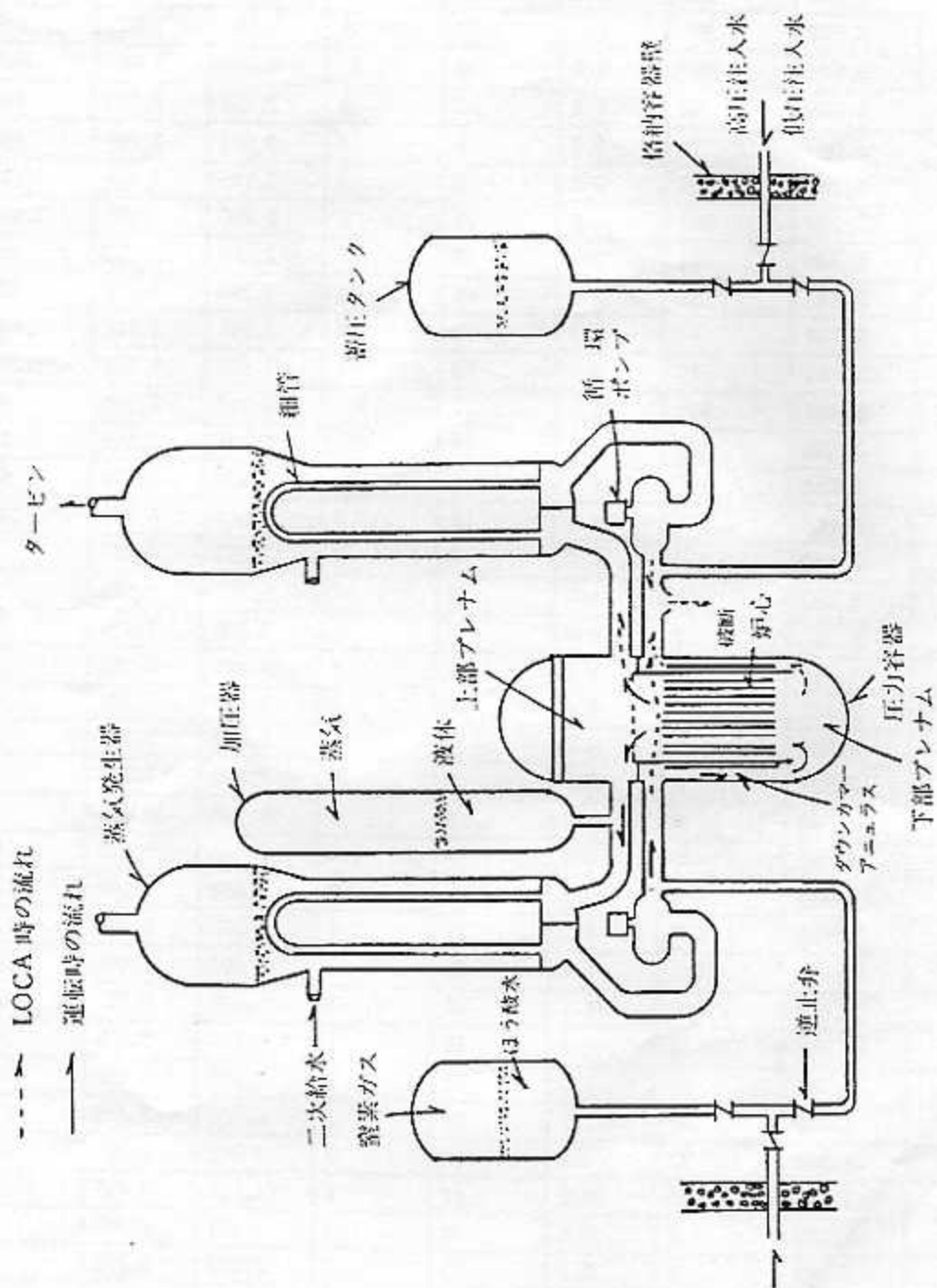


図 1 PWR 発電炉のシステム

1998 [10.28 加圧]
563/10.18作成

発電所名	蒸気発生器	設備本数 (本)	圧縮本数 (本)	施検率 (%)	安全解析 施検率(%)	スリーブ本 数(本)	使用管本 数(本)	健全管本 数(本)	余裕本 数(本)
美浜1号機	A	4,426	1,120	25.3	28	0	3,306	3,306	119
	B	4,426	1,060	23.9	28	0	3,366	3,366	179
	合計	8,852	2,180	24.6	28	0	6,672	6,672	298
美浜2号機 [定検中] [ECT中]	A	3,260	186	5.7	20	12	3,074	3,062	466
	B	3,260	206	6.3	20	29	3,054	3,025	446
	合計	6,520	392	6.0	20	41	6,128	6,087	911
美浜3号機	A	3,388	60	1.8	15	0	3,328	3,328	448
	B	3,388	42	1.2	15	0	3,346	3,346	466
	C	3,388	65	1.9	15	0	3,323	3,323	443
	合計	10,164	167	1.6	15	0	9,997	9,997	1,357
高浜1号機	A	3,388	201	5.9	18	65	3,187	3,122	408
	B	3,388	183	5.4	18	21	3,205	3,184	426
	C	3,388	161	4.8	18	10	3,227	3,217	448
	合計	10,164	545	5.4	18	96	9,619	9,523	1,284
高浜2号機 [定検中] [補修中]	A	3,388	541	16.0	18	547	2,847	2,300	68
	B	3,388	555	16.4	18	787	2,833	2,046	54
	C	3,388	555	16.4	18	625	2,833	2,208	54
	合計	10,164	1,651	16.2	18	1,959	8,513	6,554	178
高浜3号機	A	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	B	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	C	3,382	1	0.0	0	0	3,381	3,381	
	合計	10,146	1	0.0	0	0	10,145	10,145	
高浜4号機	A	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	B	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	C	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	合計	10,146	0	0	0	0	10,146	10,146	
大飯1号機 [停止中] [調整中]	A	3,388	468	13.8	18	404	2,920	2,516	141
	B	3,388	480	14.2	18	521	2,908	2,387	129
	C	3,388	486	14.3	18	534	2,902	2,368	123
	D	3,388	481	14.2	18	458	2,907	2,449	128
	合計	13,552	1,915	14.1	18	1,917	11,637	9,720	521
大飯2号機 [定検中] [補修中]	A	3,388	12	0.4	18	1	3,376	3,375	597
	B	3,388	35	1.0	18	2	3,353	3,351	574
	C	3,388	38	1.1	18	2	3,350	3,348	571
	D	3,388	39	1.2	18	2	3,349	3,347	570
	合計	13,552	124	0.9	18	7	13,428	13,421	2,312
敦賀2号機	A	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	B	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	C	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	D	3,382	0	0.0	0	0	3,382	3,382	
	合計	13,528	0	0	0	0	13,528	13,528	

2007年6-9月
15%→10%
に減り

施検率；施検本数／設備本数（%）

安全解析施検率；原子炉設置変更許可の安全解析で使用している施検率（%）

使用管本数；設備本数－施検本数

健全管本数；設備本数－施検本数－スリーブ本数

余裕本数（本／基）；設備本数×安全解析施検率－施検本数（但し切り捨て）

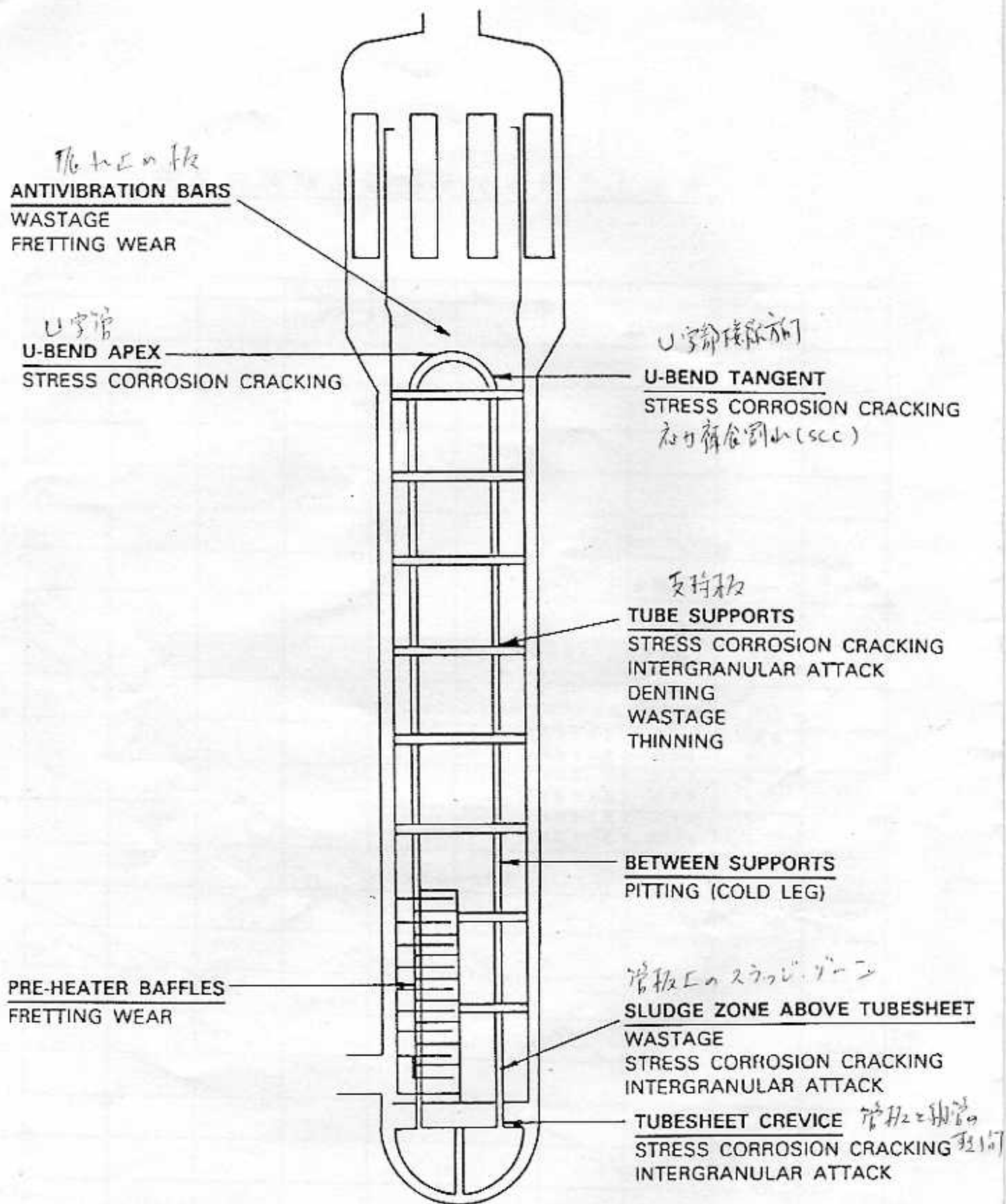
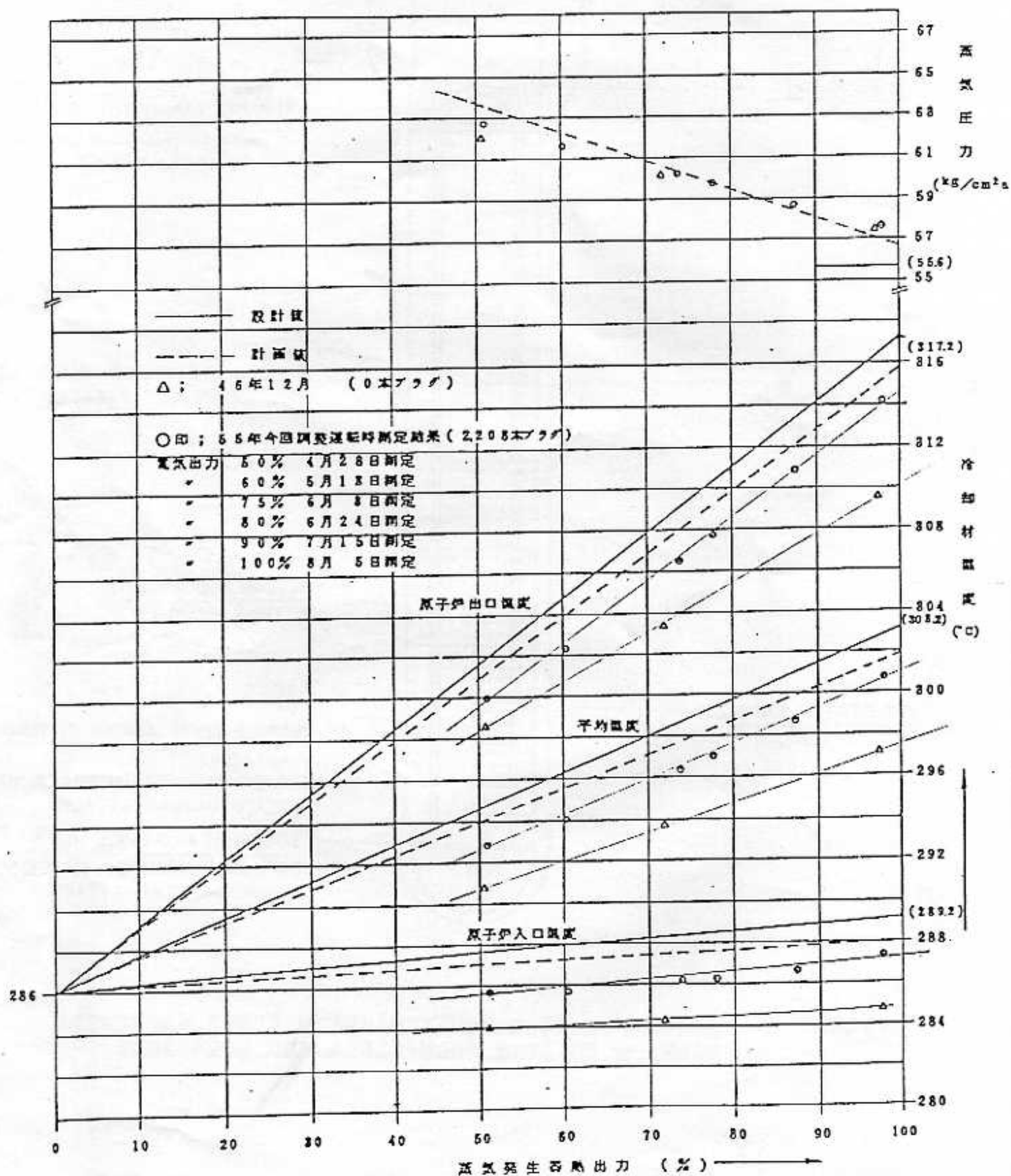


FIGURE 2: Schematic of a Recirculating Steam Generator Showing Failure Mechanisms and Locations

美浜 1 号機 蒸気発生器性能測定結果



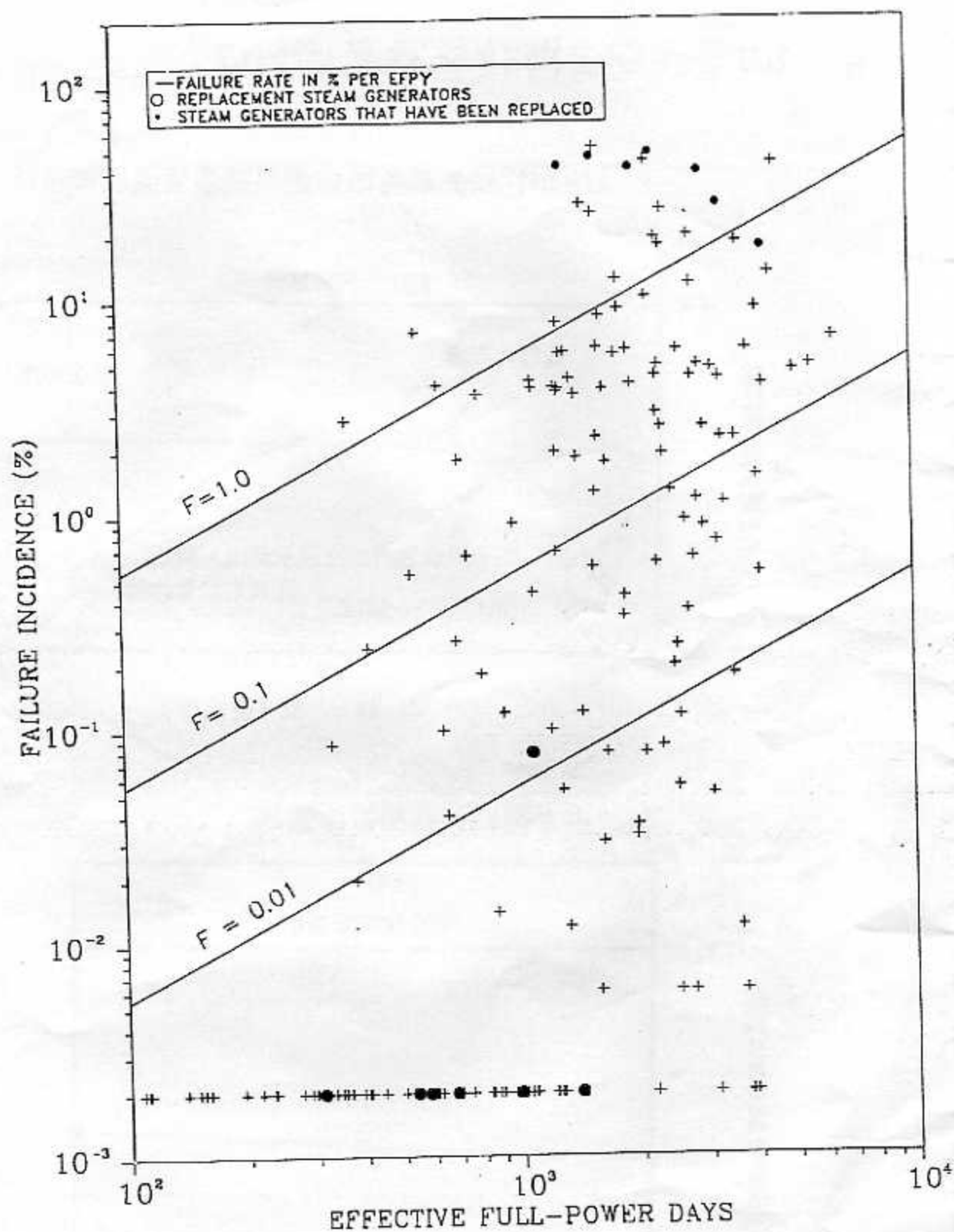
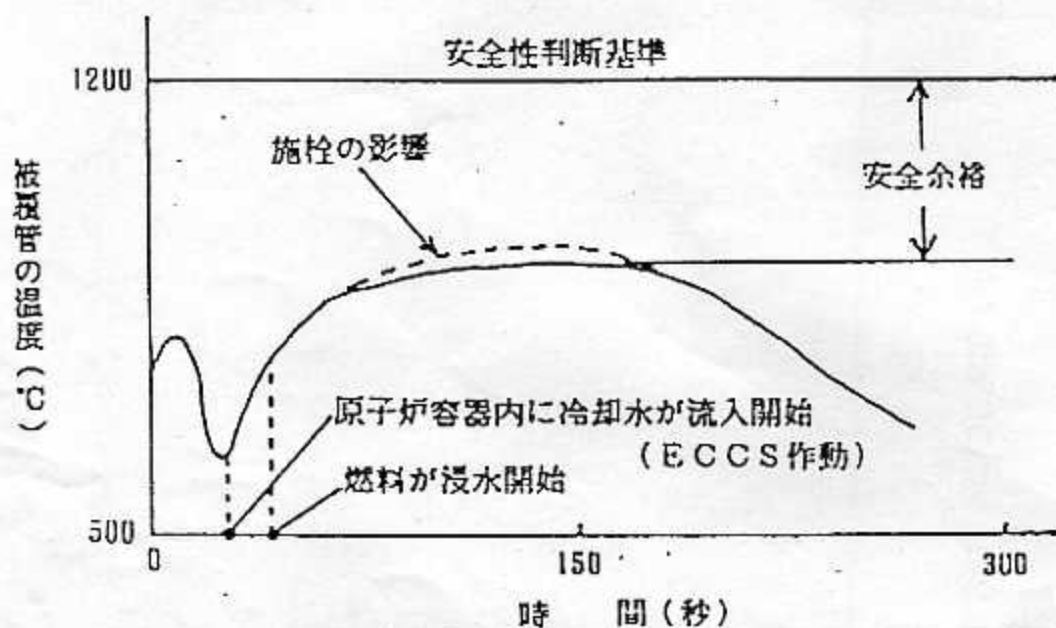


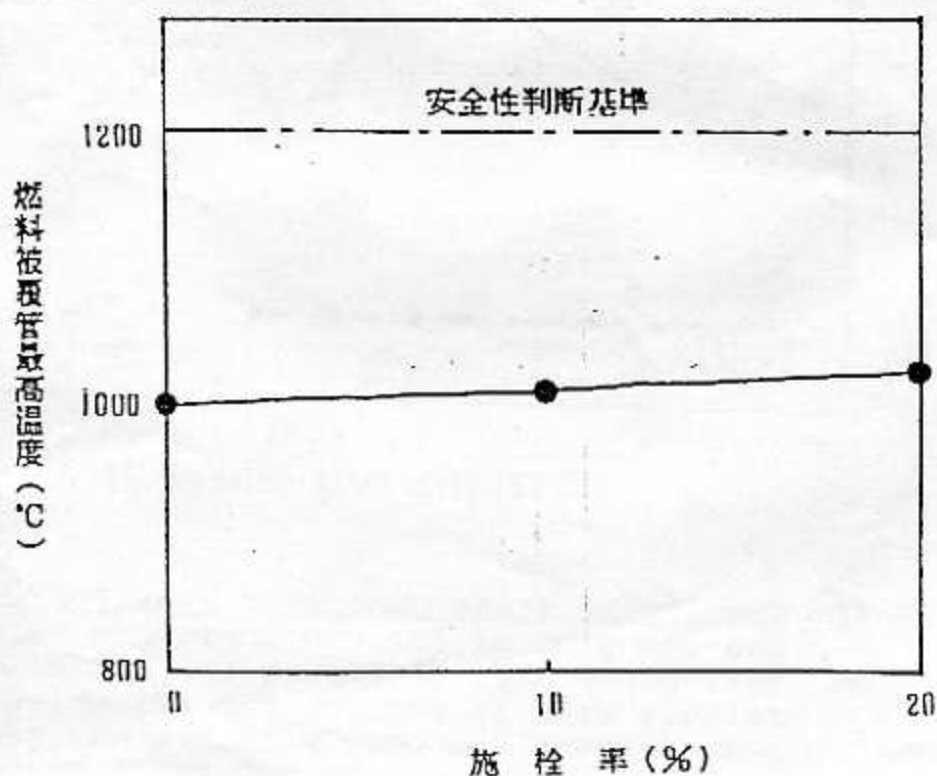
FIGURE 4: Cumulative Steam Generator Tube Performance
 Log-log plot of failure incidence versus effective full-power days (EFPD) at the end of 1985. F is failure rate in percent per effective full-power year. Those reactors with $F > 1$ may require large-scale repairs or steam generator replacement.

6. 細管の安全解析施栓率について

一次冷却材喪失事故時の燃料被覆管温度の推移



施栓率と燃料被覆管最高温度



(九州電力資料)
の筆写