

GCRなど他の炉型の経験を PWRに活かす (講演用PPTRev.2)

日本原子力学会
2026年3月24日
元日本原子力発電(株)
目黒芳紀

1

1 「水化学」を通して感じたこと

- 1) GCR,BWR,PWRと炉型は異なるが、動力源として「水、蒸気」を使う以上、根底にある技術(ボイラー技術)には共通するものがある。同じボイラー蒸気システム(火力、船舶)で長年積み重ねてきた設計・運用経験が活かされていない。
- 2) 水化学管理上、純水製造、給水、蒸気発生、復水など直接管理(不純物除去、薬剤添加)すべき機器装置の構造の理解は必須。加えてボイラー関連設備装置としての理解は欠かせない。系統設計思想の理解も欠かせない。機電関係者一体となった活動。
- 3) 水化学担当者は、これまで試運転段階から現場に配属されていたが、プロジェクトの初期(設計、許認可)から直接参加し、現場における建設経験、試運転における性能確認、運転段階における問題点の早期把握、次期点検時の改善及び後継炉の建設に反映(提案)すべき。GIVENからの脱皮。
- 4) これまで経験した燃料破損、放射線線量率(従業員被爆)上昇、SCC,SGC等プラント運営上重要な情報が化学及び材料担当者に伝わるのが遅い。いずれも水化学の改善にかかわる課題であり、トラブル発生初期からの参加が必須。

2

2. PWR熱交換器の健全性維持確保（設備利用率の向上） （GCRのSRU管理技術をPWR SG健全性確保へ技術移転）

- 1) 1970年代後半に敦賀2号機（PWR116万KWe）の設置を決定
- 2) 国内先行PWR15基、敦賀2は16番目。原電の設立趣旨に沿うPWRの具体化

原子力発電所の事業化、安全・安定・低廉な電力の供給、
原子力発電の改善に資する技術の開発

3) PWRは原電にとって初の取り組み。

安全性・信頼性（設備利用率）の向上を狙い国内外の先行PWR等の課題（経験・トラブル）を解析、二次系・SGの改善策を具体化

3

4) 最大の課題はSGの信頼性向上に特化

* PWRの信頼性の向上（設備利用率の向上・維持）にはSGの健全性向上が最大の課題と認識。目標：設備利用率80%（先行PWR45%から75%）

* 国内外の先行PWR、循環比を同じくするGCR東海ガス炉及び貫流ボイラー設計、BWRの水化学管理の経験をレビュー。

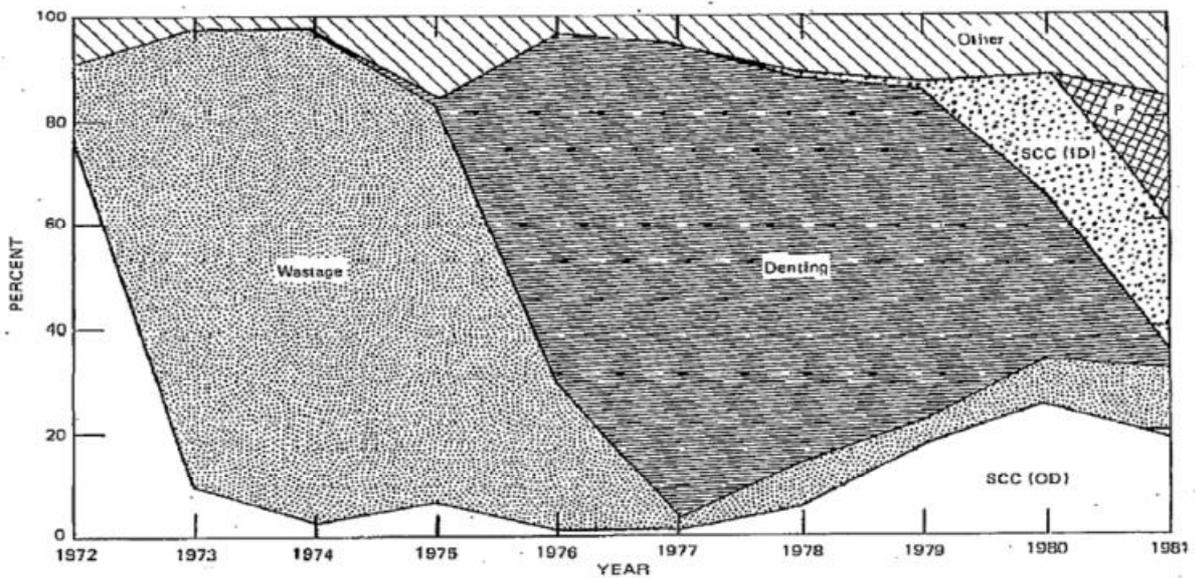
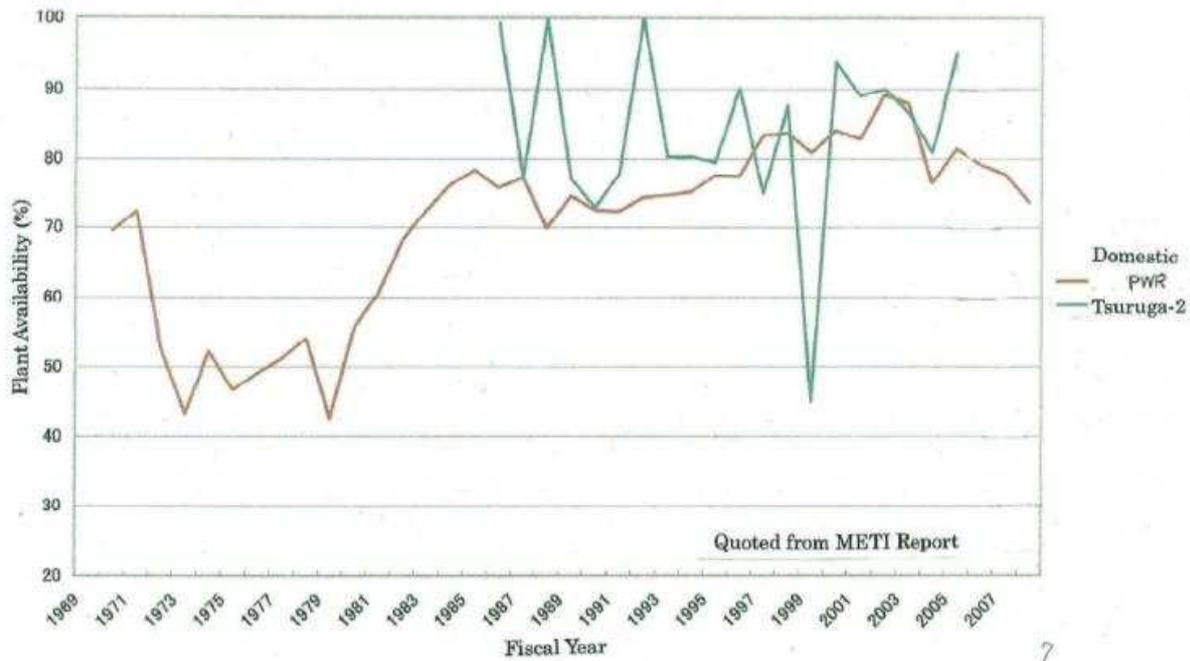
これらは炉型は異なるが、ボイラー技術として共通点が多い。

例：

- ・ PWRは循環比が低く、蒸気発生率が高い貫流ボイラーとGCRと熱流動特性が近似。抜本的なSG,二次系設備設計、材料の見直しが必須。
- ・ これらのボイラー水処理には超純水の使用と配管・機器の不働態化が必須。
- ・ クレビスなど過蒸発部への不純物の過濃縮、（過去にはボイラーとして低圧に属したためpH調整剤として固形アルカリを使用（高アルカリ腐食を誘引、スケールとして熱流動の障害）
- ・ エロージョンに脆弱な材料（炭素鋼）使用を避ける
- ・ AVTに処理に切り換えた場合、アンモニア及ヒドラジンの使用に不適な銅系材料（アルミブラス、キュプロニッケル材）の削除。

4

Figure -1 Plant Availability of Domestic PWR and Tsuruga-2

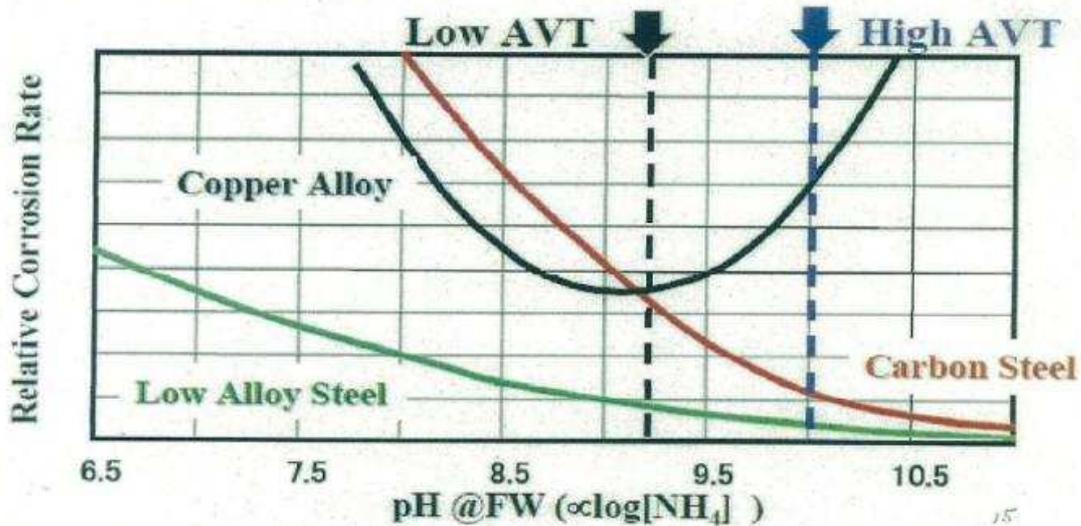


Historical failure mechanisms. Note that ~90% of the defects is caused by corrosion. P = pitting; SCC(ID) = primary-side stress-corrosion cracking; SCC(OD) = secondary-side stress-corrosion cracking or intergranular attack.

Figure -2 Transition of SG Tube Failure

Figure -3

Corrosion behaviors of different type materials used in the secondary system



7

3. 東海発電所 (GCR)二次システムの概要

原子炉型：黒鉛減速二酸化炭素ガス冷却型原子炉

電気出力：16.6万kW

設置許可：申請 1959.3.16 許可 1959.12.14

着工 1960.1.16 運開 1966.7.25

運転終了：1998.3.31

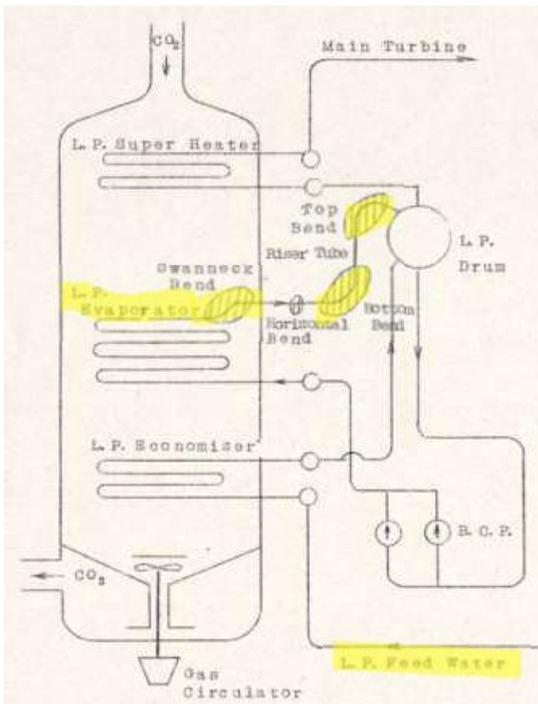
廃止措置：2001.12～

発電電力量：290億kWh

設備利用率：62.9%

時間稼働率：77.5%

8



The Location where tube wall thinning occurred

Fig. 1 S.R.U. L.P. System

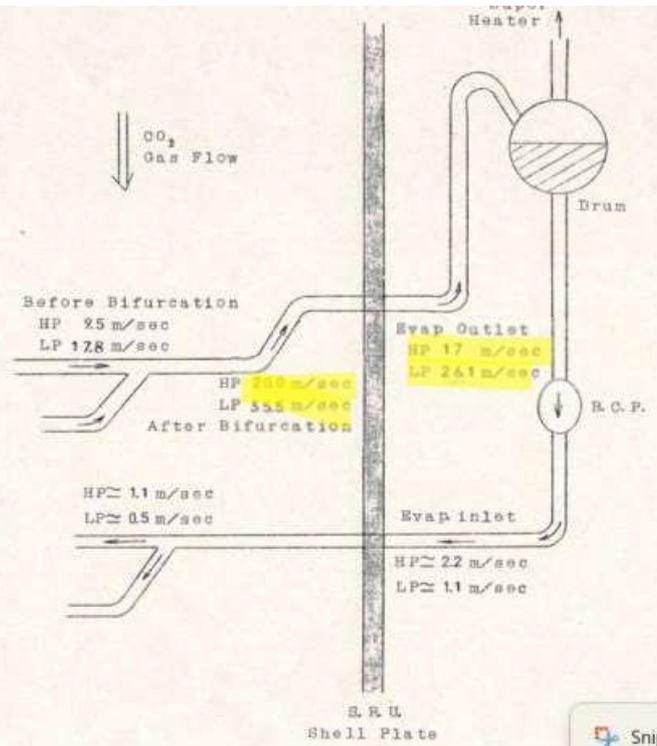


Fig. 2 Flow Rate of H.P. & L.P. Evaporator

Snipping To

スクリーンショット
スクリーンショット

Sample Cutted : 21st December 1968
No. 2 S.R.U. Evaporator riser tube
88° 30' Bend Tube, Section 1, R-11

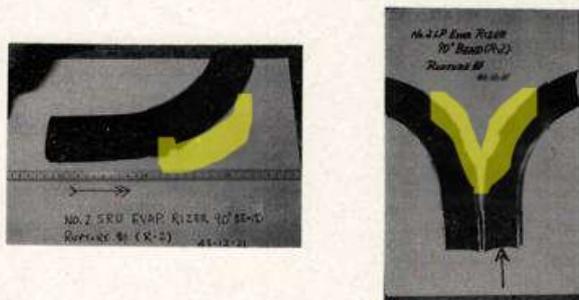


Photo. 1 General View of Burst Tube

Sample Cutted : 23rd December 1968
No. 2 S.R.U. Evaporator swan tube

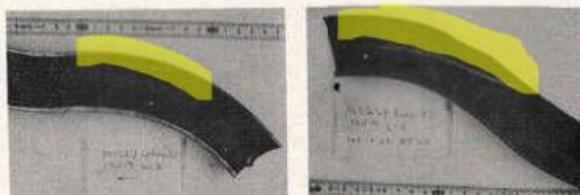


Photo. 2 General View of Thinned Tube

Table 4 Design of S.H.U.

Items	Low Pressure System	High Pressure System
Steam Pressure (Kg/cm^2)	21.2	64.6
Steam Generated (T/H)	65.6	118.0
Boiler Circulating Pump Capacity (T/H)	196.1	352.0
Circulating Ratio	about 3/1	about 3/1
Water Capacity at Evaporator Inlet (m^3/H)	232	465
Total Volume of Water and Steam Mixture in Evaporator Bank Snd (m^3/H)	6524	4028
Volume Percent of Steam/Water in Evaporator Bank Snd	0.275	0.323
Evaporator Tube Size	44.5 ^{OD} x 3.35 ^t	44.5 ^{OD} x 4.06 ^t
Number of Evaporator Tube (Outside Shell)	52	52
" (Inside Shell)	104	104
Evaporator Length (total) (M)	4845	8725
Pipe Length (average) (M)	55	97
Cross Section of Evaporator Tube Inside Shell (M^2)	0.118	0.108
Inlet Velocity (M/H)	0.55	1.1
Outlet Velocity (Steam and Water Mixture) (M/H)	15.3	9.5
Total Heat Absorption (Kcal/H)	29,700,000	44,300,000
Heating Surface Area of Water Side (M^2)	577	996
Thermal Load of Evaporator (Kcal/ $\text{M}^2\cdot\text{H}$)	51,500	44,500
Gas Temperature (100% Load)		
Inlet ($^{\circ}\text{C}$)	292	361
Outlet ($^{\circ}\text{C}$)	236	282
Saturated Temperature ($^{\circ}\text{C}$)	214	277

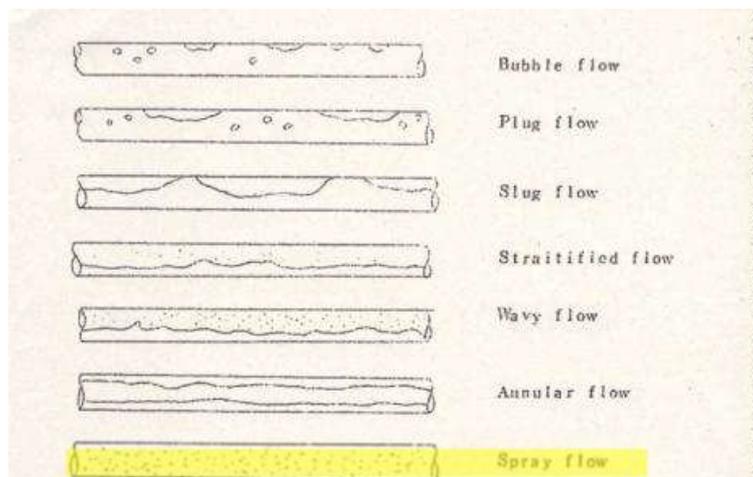
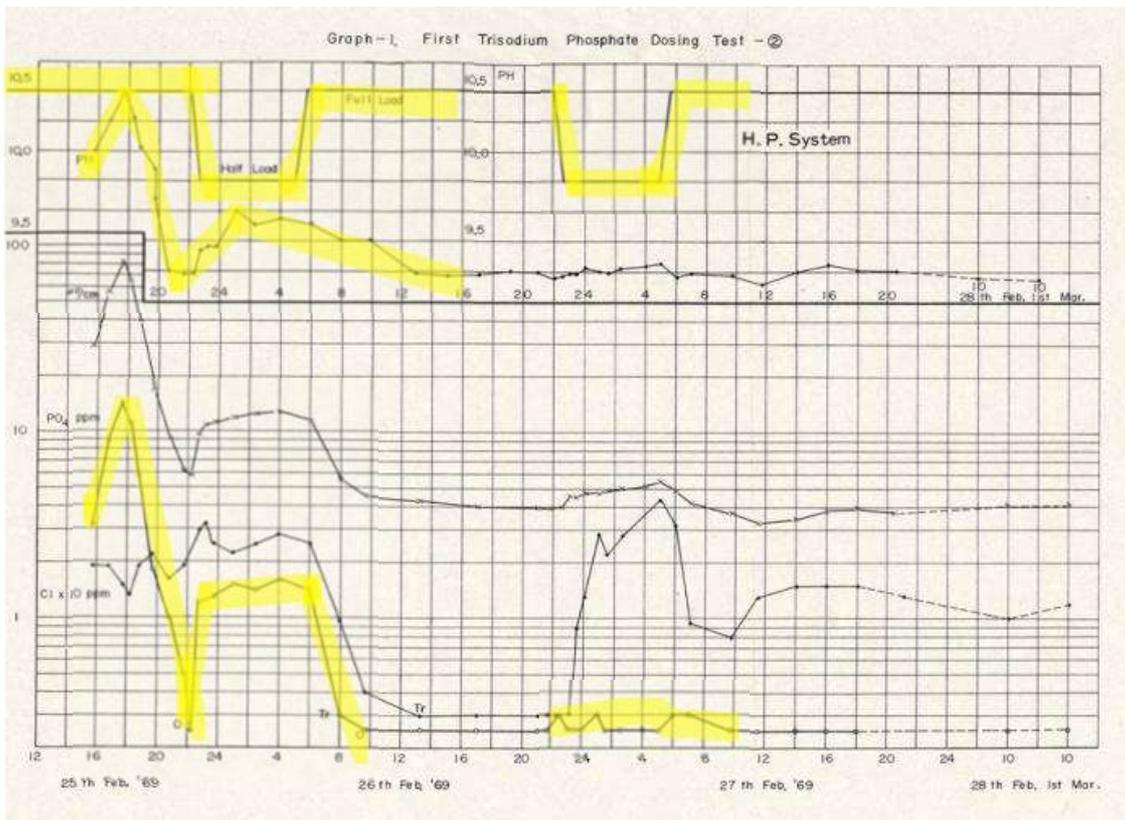


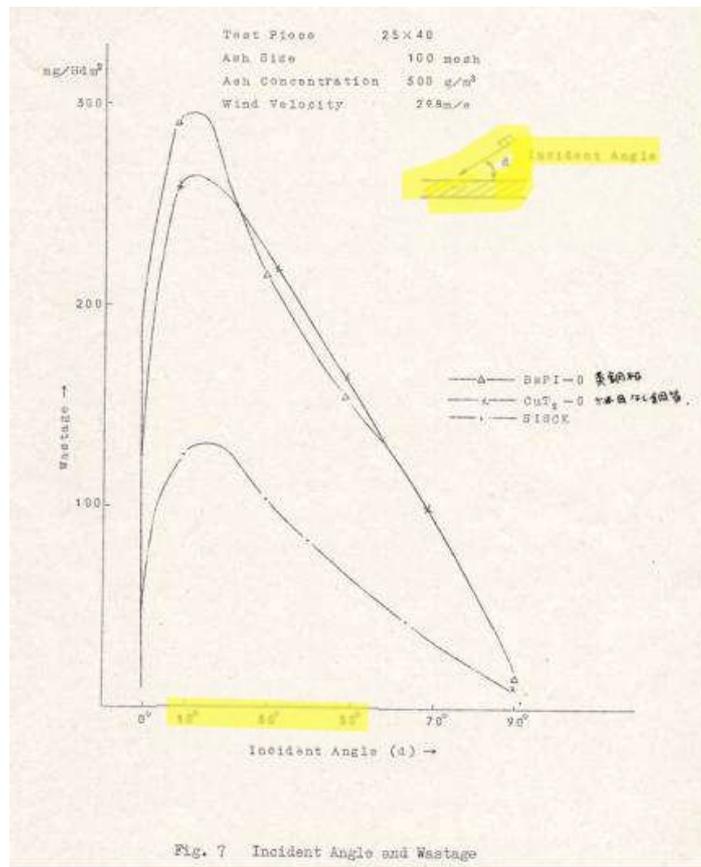
図 6-1 蒸発管内での気水の流れの状態

特に蒸発管出口での蒸気体積率は低圧で97.5%、高圧92.3%とかなり高く、出口付近の汽水の状態は極端な Spray flow になり、このように蒸気中に極端に分散した水の固形物に対する溶解度は極端に低下し、固形物は微粒子状に全て蒸気中に分散浮遊する。このような状態になると固形物の一部はチューブ内壁に付着する。

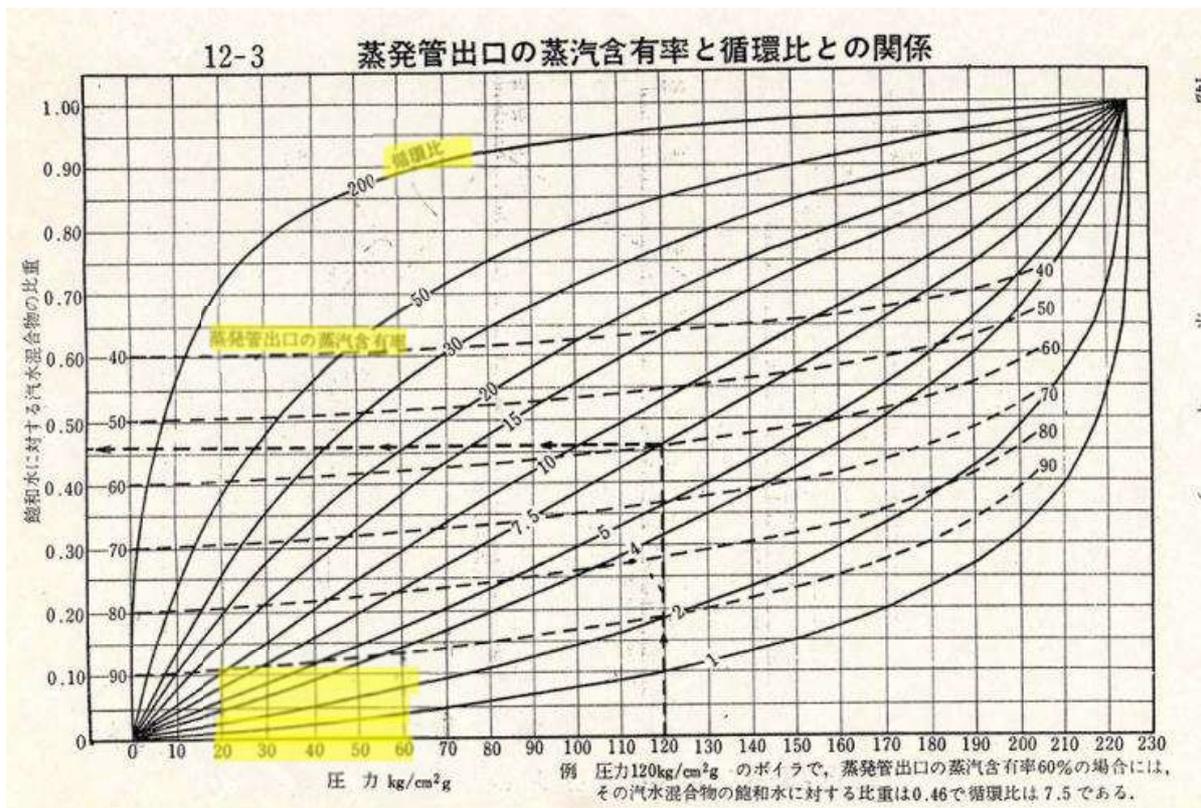
また固形物の一部はドラムまで運ばれるがドラム内ではこの微粒子状の固形物は気水を離される際一部は再び缶水中に溶解するが一部は蒸気と共にセパレーターを通過し蒸気ラインにキャリーオーバーする。



13



14



15

4 東海発電所SRU伝熱管の損傷原因

- 1) SRU蒸発部の蒸気純度が高く（循環比が小さい）固形不純物（pH調整剤Na₃PO₄等）がハイドアウト（濃縮）、配管内部でアルカリ腐食が発生、保護被膜（不働態化）生成を阻害
水平蒸発管で、かつ蒸発部の蒸気発生メカニズムも一因
- 2) 復水器伝熱管からのCuが酸化銅として析出、電気化学腐食
- 3) 海水リークも多発、Clが配管を腐食
- 4) 復給水中の溶存酸素が高く、配管内表面に過剰な腐食発生
- 5) 停止中の復給水系の保管が悪く、配管の炭素鋼に錆が発生
起動後に多量のFeがSRUに持ち込まれハイドアウト
- 6) 蒸発部の蒸気流速が25m/s以上と早く、erosion/corrosionが発生

16

5 東海発電所SRU伝熱管損傷防止対策

- 1) 蒸発部の蒸気純度を下げる（98%から95%に）、ボイラー循環ポンプの容量UP、循環比を上げるため、予備ポンプとの直列運転
- 2) pH調整剤をNa₃PO₄からAVT（NH₄OH,N₂H₄）に変更(1966年)、しかし保護被膜形成に必要なpHを得られず、1970年からハイドアウトが生じない範囲でNa₃PO₄を添加、復水器からのCuのピックアップも抑制
- 3) 給水中の溶存酸素低下のため、補給水系に脱気器設置
- 4) 海水漏洩を防止するため、復水器支持板と伝熱管との接合部の強化
- 5) 停止中の復給水系の鉄錆発生抑制のため、乾燥保管の実施
- 6) SRU伝熱管内部にハイドアウトしている固形不純物除去のため酸洗浄（ヒドロキシ酢酸+CH₂O₂の混酸）実施（1967年、750kg鉄酸化物,固形物/SRU除去）

17

6 東海発電所SRU損傷防止対策の効果

- 1) 1966年運開以降、SRU伝熱管の腐食損傷が頻発していたが、前項の諸対策により、1970年以降二次系の水質が改善し伝熱管の腐食損傷は激減した。(1966年運開～1998年運転終了までの時間稼働率は77.5%)
- 2) SRU伝熱管損傷は、直接運転継続に大きなダメージを与えた。これが改善されたことは、設備利用率の向上に大きく貢献した。さらに、SRU内部で配管損傷を受けた場合、原子炉冷却在中の水分濃度（UKAEAとの燃料契約、上限100ppm）の上昇を招き、結果としてマグノックス燃料の損傷を招く恐れがあり、それを回避できたことはプラントの安全運転上の改善にも大きく貢献した。

18

Table-4 Water Quality Data at TOKAI NPP

	Just after Initial Start up PO ₄ base(1967)		Stable Operation Stage AVT with low PO ₄ (1994~1995)	
	CRITERION	DATA	CRITERION	DATA
【Feed Water】				
pH	8.5	6.8~8.2	9.2~9.4	9.3
μ S/cm	< 4	0.3~1.3	5.4~6.9	5.8
DO(ppb)	< 20	16~69	≤ 10	~30
NH ₄ (ppm)	—	—	≤ 1.2	0.9
Fe(ppb)	—	63~172	≤ 5	2.6
Cu(ppb)	—	—	≤ 5	1.9
N ₂ H ₄ (ppb)	—	—	—	87
SiO ₂ (ppm)	< 0.05	Tr	—	—
【Drum Water】				
pH	10.0~10.5	10.3~11.0	9.5~10.5	10.2
μ S/cm	—	13~92	≤ 100	72
PO ₄ (ppm)	—	17~22	5~20	14
Fe(ppb)	—	610~4300	—	—
SiO ₂ (ppm)	< 2	2.5~3.2	≤ 1.0	0.1
Cl(ppb)	< 2	—	≤ 1.0	0.07

24

19

7. PWRの設備利用率の改善 (1/3)

- 1) 1970年代後半、原電は自社初めてPWRとして敦賀2号機(1160MWe)の導入を決定
- 2) 我が国最初のPWRは美浜原子力発電所1号機(関西電力,340MWe)で、1970年に運転開始、それ以降1980年代後半にかけてPWRの設備利用率は40~70%と低迷、その主な原因はSG伝熱管の損傷。
- 3) 敦賀2号機では、設備利用率の向上(目標80%以上)を目指し、SG健全性の向上に注力、先行PWRのSG損傷の原因とその対策調査を徹底的に実施
- 4) この時PWRと蒸気発生メカニズムが類似している東海発電所での知見を活用

20

7. PWRの設備利用率の改善 (2/3)

5) 世界のPWRのSG伝熱管の損傷は、主に腐食により、

- ・ Wastage(1973~1977)
- ・ Denting(1975以降)
- ・ SCC(1977以降)
- ・ IGA(1980年代以降)

6) 上記損傷原因と対策を敦賀2の設計(SG,二次系系統設計、材料選択、AVT水化学)に反映。

化学担当者は設計段階から関与、先行PWRでの研修

21

7. PWRの設備利用率の改善 (3/3)

7) 初期のPWRではpH調整剤として Na_3PO_4 が使われ、AVTは採用されていなかった。ボイラーとしてのSG特性を考慮した水質管理がなされていなかった。

8) 日本のPWRでは1974年にAVTに切り換えたが、既にSG内のクレビス部にハイドアウトした Na_3PO_4 は固着しており、ブローダウンではSG外への排除が困難で、腐食を促進させた。

9) 更に、既存PWRの二次系給水ヒーター伝熱管には銅系材料(aluminum-Brass, Cupro-Nickel)が使われていたため、AVT切り換え後、給水系からアンモニアにより銅がピックアップされSG内に持ち込まれ、新たに銅による伝熱管の電気化学腐食が懸念された。

22

8 SG伝熱管損傷防止の主要課題(1/2)

- 1) SG伝熱管のWastage, Denting, SCC, IGA発生の主要因子はSG伝熱管と支持版。若しくは管板とのクレビスに不純物がハイドアウトし、伝熱管の腐食を促進
- 2) 特にWastageとDentingは給水のpH調整剤として使用していた Na_3PO_4 の過濃縮による腐食が主因
- 3) その後1974年ころから発生が明らかになったSCC,IGAは、上記主因に加え、材料選択・加工の不適切さ、化学種として給水系から持ち込まれる溶存酸素、(復水浄化系からの) Cl, SO_4 等が主因

23

8 SG伝熱管損傷防止の主要課題(2/2)

- 4) PWRの二次系統圧力は約 $70\text{kg}/\text{cm}^2$ と低いことから、火力発電所の低圧ボイラー(循環ボイラー)の水質基準JIS B 8223(1969)に基づき Na_3PO_4 を用いた水処理がPWRに適用された。しかし、PWRの蒸気発生メカニズムは循環比が低く、貫流ボイラーに類似し、蒸気純度が高いことから、不純物はクレビス部に過濃縮した。
- 5) この現象を防ぐため、JIS B 8223は、1989年にこのような特徴を持つボイラーに対しては、pH調整剤を固形アルカリからAVTに変更した。また、酸素処理も基準に取り入れた。

24

Table-1 Water Quality Standard

Japan Industrial Standard Circulating Boiler			
JIS B 8223(1969)			
Steam Pressure	<50kg/cm ²	50~125kg/cm ²	>125kg/cm ²
pH Control	Alkali	Alkali or Phosphate	Alkali or Volatile
JIS B 8223(1986) One Through Boiler			
Steam Pressure			>150kg/cm ²
pH control			AVT
JIS B 8223(1989~) One Through Boiler			
Steam Pressure		>75kg/cm ²	
pH Control		AVT or Oxygen Treatment	
GCR TOKAI NPP			
Steam Pressure	Low Pressure System		21.6kg/cm ²
	High Pressure System		64.6kg/cm ²
pH Control	(1966~1969) Tri-Sodium Phosphate		
	(1970~1998) Low AVT with Low Phosphate Treatment		
PWR Foregoing PWR Tsuruga-2			
SG Pressure	70kg/cm ²		61.5kg/cm ²
pH Control	(1970~1974) Phosphate		(1987~1997) Low AVT
	(1975~) AVT		(1997~) High AVT

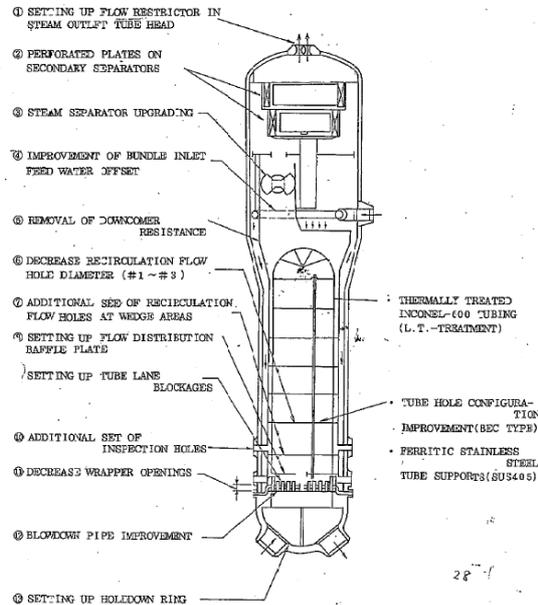
25

9 熱流動特性を改善した最新SGの採用と二次系統設計の改革 (1/2)

1) 設計段階から、SG健全性を維持するため、熱流動性の改善、支持板、伝熱管などの材料を改良した最新SG (MHI15F型) を採用

- * 伝熱管 (インコネルTT600) の採用
- * 看板上のスラッジ体積の低減 (ブローダウン効率の改善)
- * 管支持板管孔部の熱流動特性の改善 (BEC型管孔形状)
- * 耐食性管支持板の採用 (フェライト系SUS405)
- * 管板部の拡管法の改善 (全長拡管)

26



9 熱流動特性を改善した最新SGの採用と二次系統設計の改革 (2/2)

二次系統の過度の腐食、不純物のSG持ち込みを抑制するため、ボイラーとしての循環比、蒸気純度等特性が類似した東海発電所の経験を参考に、二次系の腐食抑制を図るための水質管理条件 (HAVT) を選択し、それが運用後遵守できるような適切な系統構成、材料選択を行った。同時にエロジョン/コロジョンが発生し、配管の減肉問題が生じ、SGに多量の鉄さび。Cuを持ち込んでいた抽気、ヒータードレン系の対策も合わせ行った

1) FeのSG内への持ち込み抑制 (従来炭素鋼)

復給水系の腐食抑制、抽気・ヒータードレン系の腐食減肉対策

- * 抽気・ヒータードレン系低合金 (1¼Cr1½Mo)
- * 復水器構造材 (対候性鋼SS41)

2) Cu系材料の排除 (従来アルミブラス、キュプロニッケル)

- * 復水器伝熱管 (Ti管)
- * LP給水ヒーター伝熱管 (SUS304)
- * HP給水ヒーター伝熱管 (SUS304)
- * 湿分分離機/再加熱器伝熱管 (SUS430フェライト系材、1992,2002に交換)

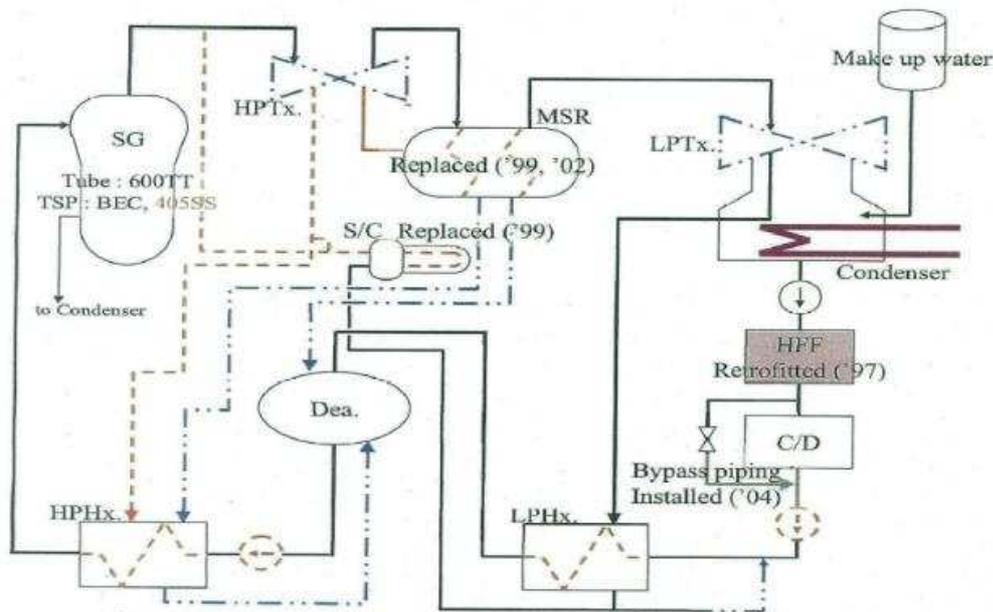


Figure -11 Improvement of Secondary System Design and Material Selection (after remodeling)

Materials	
—	Carbon Steel
- - -	Stainless Steel
- · - ·	Low Alloy Steel
— (thick)	Titanium

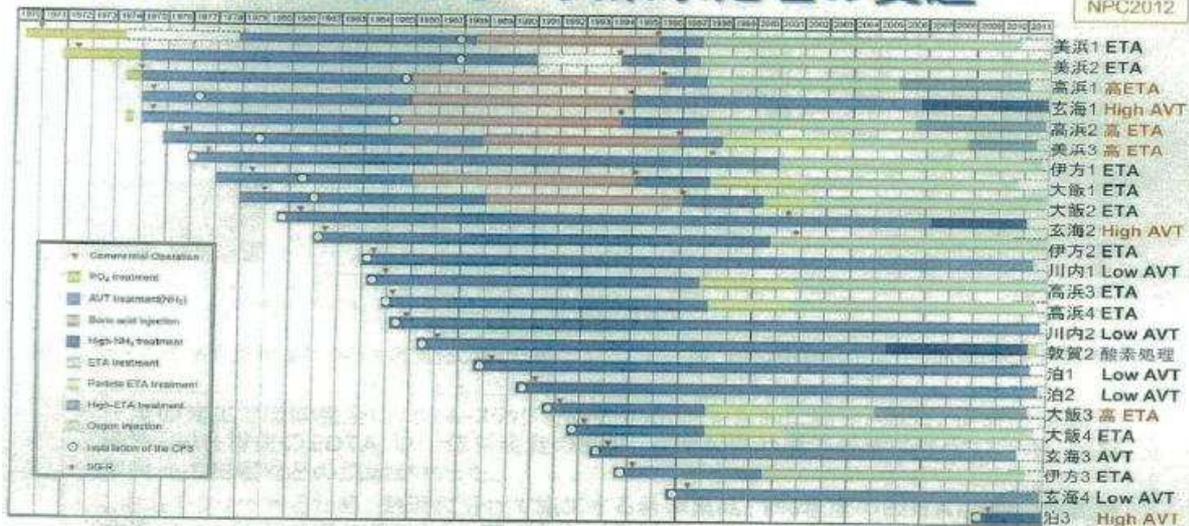
29

10 運転中の水化学管理の変更

- 1) 設計思想として、当初からHAVT (NH_4OH , N_2H_4) により給水pHを9.8に保つ (運転開始当初から1992までは暫定的にpH9.2)
- 2) 給水中の溶存酸素を5ppb以下に保つ、復水器の脱気能力 (7ppb以下) の向上に加え給水系に脱気器を設ける
- 3) 復水脱塩器の改良により、過度の遊離アルカリの存在をなくすため、NaClのモル比管理 (0.7以下) にする
- 4) 給水中のFeを可能な限り低く (最大10ppb以下、SG内のスラッジ残量は最大90kg/SG) に抑える
Cuは給水で2ppb以下 (検出限界) とする

30

国内PWRにおける二次系水処理の変遷



- 国内では、銅系材料の腐食防止・復水全流量脱塩のための長年にわたり二次系水処理にLow AVTやETAなど低pH処理を行ってきた。
- 炭素鋼FAC抑制の観点からHigh AVTや高ETAなどの高pH処理に移行するプラントが増えている。
- また、世界に先駆けて、PWR二次系向けの酸素処理を開発・適用したプラントもある。

出典: A. Maeda, et al, "Secondary Water Chemistry Control Practices and Results of the Japanese PWR Plants", Proc. of NPC2012, Paris, France (2012)



AESJ 日本原子力学会
Atomic Energy Society of Japan

31

11 水質管理のさらなる向上対策(1/2)

- 1) HAVT (給水、SG器内水 pH9.8以上) への移行
- 2) 建設時、湿分分離・再生熱交換器には銅系材料が使われていたのを1999年、2002年にSUS430管に交換、銅系材料の完全排除
- 3) 復水脱塩器の負荷を低減し再生頻度を低減し、かつ硫酸根のSG持込みを減ずるため一部脱塩塔のバイパス運転。海水漏洩対策としてTi管による信頼度向上、塩分検出器の多重化による海水リークの早期検出。
- 4) FeのSG持ち込みを減少させるため、中空糸フィルターの設置、二次系に残存していた炭素鋼配管を全て低合金鋼に交換 (2004年に美浜3号機の配管破断事故対策)
- 5) SG内に堆積している不純物 (Fe, Cu, NaCl等) を完全に除去するために酸洗浄 (ASCA、2010年) の実施 (Fe600kg、Cu25kg除去)

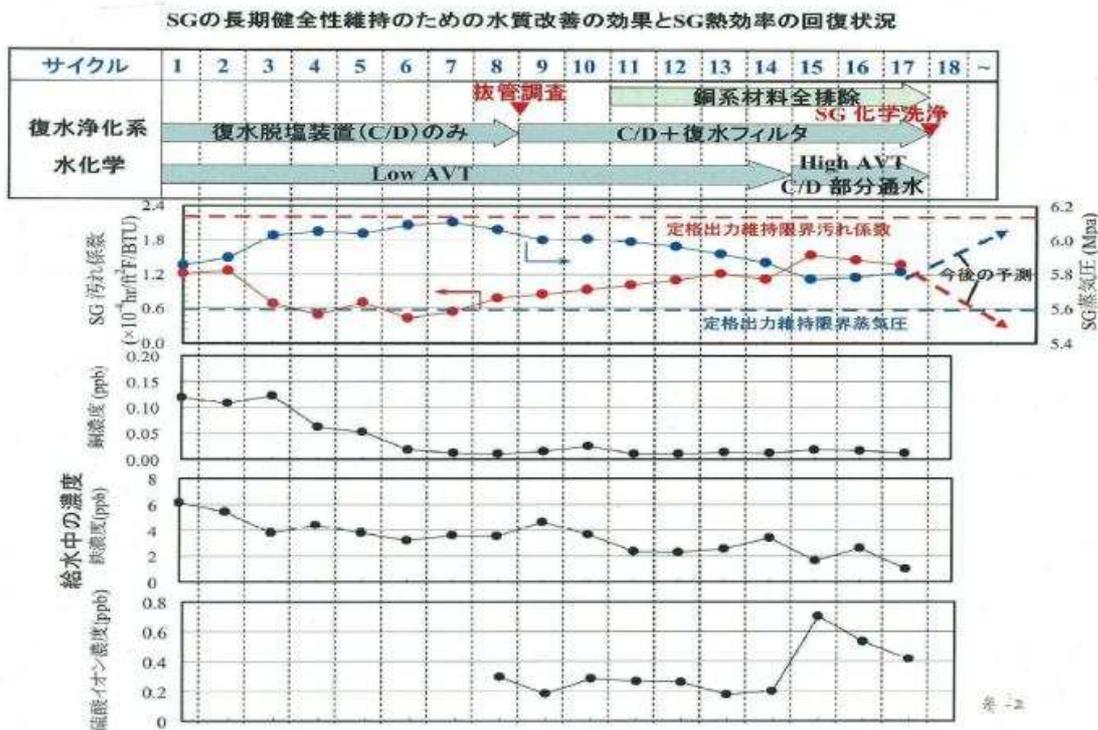
32

11 水質管理のさらなる向上対策(2/2)

上記対策強化の効果

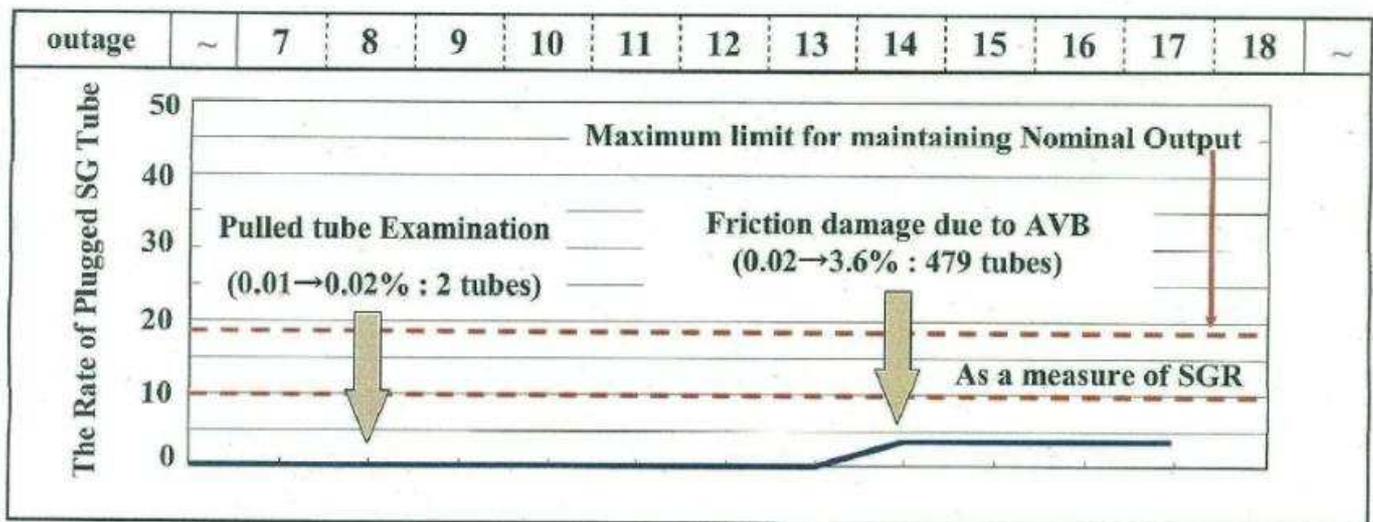
- 1) 2005年7月以降HAVT (pH9.8 給水・SG器内水、NH3 4ppm)
この結果、給水Feは1ppb以下、SG伝熱管の汚れ係数は抑制
- 2) 1987年運転開始以降2012までSG伝熱管の施栓率はAVBの不具合による479本のみ、腐食損傷による施栓率はゼロ
- 3) 今後この水質管理を継続していけば、SGR (SG交換) の必要性はないと推測
- 4) この結果、1978年運転開始から2007年までの設備利用率は80%、初期の目標を達成してきた

33



34

Figure -13 SG Tube plugging Result



38

35

12 敦賀2号機のSG運転実績

- 1) 設備利用率75.3% (1987.2~2011.5)
- 2) 総発電電力量1,923億 k Wh
- 3) SG伝熱管の腐食損傷交換 ZERO、
但し、フレッチングによるプラグ 479本 (全体の3.6%)
伝熱管の損傷状態調査(1998) 4SG/13,528本の内2本
(全体の0.02%)抜管、健全性を確認、将来にわたりSGRの必要性は生じないと予測
- 4) 設計時の対策が運開以降のプラント運転に反映された、
(当初から適切な構造材の選定、HAVTによる適切な水化学対策に反映)
今後のPWR (敦賀3, 4号機) の運用に活用する

36

13 伝達したいこと

- 1) 原子力発電の発電システムは水-蒸気システム（ボイラー技術）であること。
- 2) ボイラー技術（水、蒸気特性、材料選択、熱流動、発電所運転条件）の歴史、経験（火力、船など）を学ぶこと
- 3) 原子力発電所の構造、機器が求められている性能、機器の構造・配置を把握しておくこと、試運転時に性能を確認すること
- 4) 化学担当者は、原子力発電所の設計（設置許可申請）、建設時からプロジェクトに参加（機電関係者とともに）しておくこと
- 5) 平常運転時、定検時を通し、水質管理がプラント運用に如何に反映されているのか評価し、改善点を反映できるように備えること

37

14 課題

- ・ 次期炉、定期点検補修工事への反映（二次系系統設計（機器配置、配管設計）、材料選択の見直し等
- ・ SG出力向上時（熱負荷増）、40年超運転時の水化学対策
- ・ SCC対策（一次系/二次系ともに、伝熱管材料、クレビス濃縮抑制、H₂添加・SO₄等腐食因子抑制）
- ・ 高AVT処理に対処するための系統・材料設計、コンデミ樹脂のアンモニア型化、薬品添加の最適化
- ・ 中性純水処理への変更。溶存酸素管理（復水器の脱気能力、ヒータドレンの回収方法、脱気器の撤去）、復水浄化系の見直し
- ・ Anti Vibration Barのフレッチング対策
- ・ 他の例
- ・ 一次系水素濃度の適正化（PWSCC対策）

38