

件番	1			
発電所名	敦賀発電所 2 号機			
発生事象名	1 次冷却材中の放射能濃度の上昇			
発生年月日	平成 23 年 5 月 2 日			
終結年月日	平成 23 年 7 月 25 日			
発生時プラント状況	定格熱出力一定運転中			
系統設備名	原子炉本体			
国への報告区分	—			
尺度区分	基準 1	基準 2	基準 3	評価レベル
	—	—	—	—
事象概要	<p>定格熱出力一定運転中の平成 23 年 5 月 2 日、定例の原子炉容器内にある燃料集合体周りを循環している 1 次冷却材中のヨウ素濃度および希ガス濃度の測定の結果、希ガス (Xe-133) とヨウ素 (I-133) が前回の測定値を上回る値であることを確認した。このため、燃料集合体から漏えいが発生した疑いがあると判断し、1 次冷却材中の放射能濃度の監視を強化していたが、漏えい燃料の特定のため、5 月 7 日 9 時より出力降下を開始し、20 時に原子炉を停止した。</p> <p>原子炉停止後、1 次冷却材中の放射能濃度を低減させた後、原子炉に装荷されていた燃料集合体(193 体)を使用済み燃料ピットに取り出し、燃料集合体全数について SHIPPING 検査^{※1}を実施した結果、1 体の燃料集合体に漏えいが確認された。</p> <p>この燃料集合体 1 体について、水中カメラによる外観目視検査を実施したところ、異常は認められなかったが、超音波^{※2}による調査を実施した結果、漏えい燃料棒 1 本が確認された。</p> <p>この燃料棒 1 本について、ファイバースコープを用いて詳細に外観観察を実施したところ、燃料棒表面に傷や異物等は認められなかった。</p> <p>また、原子炉の運転や水質および燃料製造等の履歴の調査を行ったところ、いずれの調査においても異常は認められなかった。</p> <p>※1：漏えい燃料集合体から漏れ出てくる核分裂生成物（キセノン-133、ヨウ素-131 など）の量を確認し、漏えい燃料集合体かどうか判断する。</p> <p>※2：漏えいが発生した燃料棒の内部には水が浸入しているため、超音波が燃料棒内を伝播する際の減衰を検出することで、燃料棒内部の水の有無を判断し、漏えい燃料棒を特定する。</p>			
原因	<p>いずれの調査においても異常は認められなかったことから、漏えいは、燃料棒に偶発的に発生した微小孔（ピンホール）によるものと推定された。</p>			
対策	<p>当該燃料集合体は、今後、再使用しないこととした。</p>			

件番	2			
発電所名	大飯発電所 1 号機			
発生事象名	C－蓄圧タンク圧力の低下に伴う原子炉手動停止			
発生年月日	平成 23 年 7 月 15 日（原子炉停止を決定した日）			
終結年月日	平成 23 年 9 月 20 日（対策が完了した日）			
発生時プラント状況	第 24 回定期検査中（調整運転中）			
系統設備名	非常用炉心冷却設備			
国への報告区分	－			
尺度区分	基準 1	基準 2	基準 3	評価レベル
	－	－	－	－
事象概要	<p>第 24 回定期検査で調整運転中（定格熱出力一定運転）の平成 23 年 7 月 15 日 22 時 46 分に「C－蓄圧タンク^{※1}圧力高／低」の警報が発信した。</p> <p>C－蓄圧タンクの圧力計を確認したところ、圧力が通常 4.60MPa のところ、3.65MPa に低下していたため、23 時 20 分に窒素供給ラインから当該タンクへの窒素補給を開始し、23 時 45 分に圧力は 4.09MPa に回復した。</p> <p>窒素補給終了後、圧力監視を行っていたが、約 4.08MPa で安定して推移した。また、当該タンクおよびタンク周りの弁や配管の外観点検を行った結果、異常は認められなかった。</p> <p>圧力低下の原因を調査するため、7 月 16 日 13 時 00 分から出力を降下し、19 時 48 分に発電停止、20 時 53 分に原子炉を停止した。</p> <p>この事象による環境への放射能の影響はない。</p> <p>※1：ほう酸水を蓄えているタンクで、4 系統ある 1 次冷却系統にそれぞれ 1 基ずつ設置されている。原子炉冷却材喪失事故時など、1 次冷却系統の圧力が窒素で加圧されている蓄圧タンクの圧力よりも低下した際に、ほう酸水が系統に注入される。</p>			
原因	<p>前回の定期検査において、蓄圧タンク安全弁の分解点検を実施した際、弁体および弁座のシート面の手入れ時間が短く、シート面が粗い状態であったことから、弁が開く圧力(吹出し圧力)の検査後、当該安全弁は吹出し圧力が低く動作する状態となっていたものと推定された。</p> <p>この状態で、格納容器内空調設備の冷却水を冷やす海水温度の上昇に伴い、格納容器内の温度が上昇し、タンク内の圧力が徐々に高くなったことから、安全弁が動作したものと推定された。</p> <p>また、安全弁が開いた後に閉止する時の圧力(吹止まり圧力)は、吹出し圧力からの低下が 10% 以内とされているが、今回の圧力低下は約 20%であったため、原因を調査したところ、定期検査時の当該安全弁取外し・取付けの際に、異物が安全弁取付け配管内に混入し、安全弁作動時に、弁体と弁体ガイドの隙間に噛み込んだためと推定された。</p>			
対策	<p>当該安全弁については、シート面の手入れ作業を行い、シート面が平滑に仕上げられていることを拡大鏡を用いて確認した上で復旧するとともに、作業要領書を見直し、シート面の手入れ後に拡大鏡で確認する手順を追記した。</p> <p>また、当該安全弁取外し・取付け作業の際は、安全弁の周囲をビニールシート等で覆い、異物が入り込まないように異物管理を強化した。</p> <p>なお、格納容器内の温度上昇に伴う当該タンクの圧力変化を考慮し、運用圧力や警報設定値の適正化を図った。</p> <p>大飯 1 号機の他の 3 台の蓄圧タンク安全弁については、シート面に傷等がないことを確認した。今後、当該安全弁の点検の際には、これらの対策を徹底することとした。</p>			

件番	3			
発電所名	高浜発電所 4号機			
発生事象名	蒸気発生器伝熱管の損傷			
発生日月日	平成 23 年 8 月 18 日			
終結年月日				
発生時プラント状況	第 20 回定期検査中			
系統設備名	原子炉冷却系統設備			
国への報告区分	法律			
尺度区分	基準 1	基準 2	基準 3	評価レベル
	—	—	0 —	0 —
事象概要	<p>第 20 回定期検査中のところ、3 台（A，B，C）ある蒸気発生器（SG）の伝熱管全数^{※1}について渦流探傷検査（ECT）を実施した結果、B—SG の伝熱管 1 本および C—SG の伝熱管 1 本の高温側管板部（合計 2 本）で、有意な欠陥信号が認められた。なお、A—SG の伝熱管では、有意な欠陥信号は認められなかった。</p> <p>高浜 4 号機では、第 11 回定期検査（平成 11 年）において、高温側管板拡管部で有意な欠陥信号が確認され、拡管調査の結果、ローラ拡管^{※2} 上端部付近の伝熱管内面で軸方向に沿った割れが認められており、原因は、管内面での引張り残留応力と運転時の内圧とが相まって生じた応力腐食割れと推定された。</p> <p>今回確認された欠陥信号は、ローラ拡管上端付近で確認され、伝熱管の軸方向に沿った内面傷を示すなど、過去に同機で検出された信号と類似の特徴が認められた。</p> <p>また、運転開始以降、今定期検査開始に至るまでの期間について、一次冷却材の主要なパラメータである温度、圧力、水質について調査を行った結果、過大な応力を発生させる温度、圧力の変化はなく、水質も基準値の範囲内で安定していた。</p> <p>※1：既施栓管を除き A—SG で 3,247 本、B—SG で 3,249 本、C—SG で 3,260 本、合計 9,756 本 ※2：伝熱管内部に機械式ローラを通すことで伝熱管を押し広げて、伝熱管と管板を接合させる工程</p>			
原因	<p>欠陥信号が認められた原因は、過去の調査結果等から、SG 製作時に当該伝熱管を管板部で拡管する際、管内面に引張り残留応力が発生し、これが運転時の内圧と相まって、伝熱管内面で応力腐食割れが発生・進展し、今回検出されたものと推定された。</p>			
対策	<p>欠陥信号が認められた伝熱管 2 本については、高温側および低温側管板部で閉止栓（機械式栓）を施工し、使用しないこととした。</p>			

件番	4			
発電所名	敦賀発電所 1 号機			
発生事象名	海水戻り配管からの海水漏れに伴う非常用ディーゼル発電機(A)待機除外			
発生日月日	平成 23 年 9 月 27 日 (運転上の制限の逸脱を判断した日)			
終結年月日	平成 23 年 10 月 7 日 (運転上の制限を満足した状態に復帰した日)			
発生時プラント状況	第 33 回定期検査中			
系統設備名	非常用予備発電設備			
国への報告区分	—			
尺度区分	基準 1	基準 2	基準 3	評価レベル
	—	—	—	—
事象概要	<p>第 33 回定期検査中の平成 23 年 9 月 27 日、非常用ディーゼル発電機 (以下、D/G) (A) の定期試験において、D/G を冷却するための格納容器冷却海水系ポンプ (A, B) を起動したところ、冷却用海水を放水口に戻すための海水戻り配管の継手部から海水が漏れていることを確認したため、格納容器冷却海水系ポンプ 2 台を停止させたところ、漏れは停止した。</p> <p>海水は、当該継手部がある D/G (B) 室の床面に広がり、その量は約 90 リットルであった。</p> <p>この海水漏れにより、D/G (A) を待機除外とし、15 時 22 分に保安規定に定める運転上の制限*を満足していないものと判断した。</p> <p>なお、この事象による環境への放射能の影響はない。</p> <p>※：原子炉の状態が冷温停止および燃料交換において、非常用ディーゼル発電機を含め 2 台の非常用発電設備が動作可能であることが規定されている。</p> <p>本事象発生当時は、D/G (B) は点検中であり、D/G (A) と電源車 1 台により、運転上の制限を満足する状態であった。</p>			
原因	<p>原因調査の結果、過去の当該配管の取替工事を実施した際、配管製作のための現場での配管寸法測定において誤った箇所を測定していたため、全長が短い配管が製作され、据え付けられていた。このため、配管継手部に挿し込んでいる配管 (挿し込み配管) の長さが不十分となり、配管と漏れ止め用のパッキンが十分に接触していない状態であった。この状態で、今定期検査において耐震サポートの位置調整を行った際に、挿し込み配管が僅かに移動し、パッキンと配管の間に隙間が生じ、海水が漏えいしたものと推定した。</p>			
対策	<p>対策として、当該配管をパッキンと十分に接触する長さの新品に取替えた。この工事を実施するにあたっては、配管寸法の測定箇所を明記した図面等を用いて寸法測定を行うとともに、配管据え付け時には、継手部への配管の挿し込み長さを確認した。また、これらの作業要領について社内要領書に定めることとした。</p> <p>この他、D/G (A) の冷却海水系にある同様の継手について、継手部への配管の挿し込み長さを確認した。</p> <p>当該配管を取り替えた後、格納容器冷却海水系ポンプを運転し、漏えいがないことを確認した上で、D/G (A) の定期試験を行い、健全性が確認されたことから、平成 23 年 10 月 7 日 2 時 14 分に運転上の制限を満足する状態に復帰した。</p>			

件番	5			
発電所名	美浜発電所2号機			
発生事象名	A-加圧器スプレ弁グランドリークオフ流量の増加による原子炉手動停止			
発生日	平成23年12月7日(原子炉停止を決定した日)			
終結日				
発生時プラント状況	コーストダウン運転中			
系統設備名	原子炉冷却材系統設備			
国への報告区分	-			
尺度区分	基準1	基準2	基準3	評価レベル
	-	-	-	-
事象概要	<p>平成23年11月9日頃から、2台ある加圧器スプレ弁^{*1}のうち、A-加圧器スプレ弁のグランド部から1次冷却水をドレンタンクに回収するグランドリークオフ^{*2}配管の温度が若干高めであったことから、当該配管内の流量等の監視を行っていたが、配管内の流量が増加傾向にあることが確認された。この状態が継続した場合、ドレンタンクに回収された1次冷却水を処理する液体廃棄物処理設備の処理能力を超える可能性があったことから、12月7日20時から発電出力の降下を開始、8日3時15分に発電を停止、同日4時に原子炉を停止した。</p> <p>その後、12月18日より定期検査を開始し、当該弁の分解点検を実施した結果、1次冷却水が弁棒に沿って上昇するのを防ぐために弁棒を覆っている金属製の蛇腹(ベローズ)の折り目(内側)の溶接部1箇所に、全周にわたる貫通割れが確認された。また、B-加圧器スプレ弁についても、分解点検を実施した結果、ベローズに同様の貫通割れが確認された。</p> <p><small>※1：加圧器圧力が設定値(15.59MPa)を超えて高くなった場合に、加圧器内に水を拡散し、圧力を調整する弁 ※2：加圧器スプレ弁からの漏えいを系統外に出さないために設けている閉塞された系統。そこを流れる一次冷却材をグランドリークオフ水という。</small></p>			
原因	<p>グランドリークオフ流量が増加した原因は、ベローズ折り目の溶接部に貫通割れが発生したことにより、1次冷却水がベローズ内に入り、弁棒に沿って上昇し、グランドリークオフ配管へ流入したためと推定された。</p> <p>貫通割れが発生した原因は、ベローズ製造工程の溶接時に酸素濃度確認まで行っていなかったため、酸素が多い状態で溶接を行った結果、溶接部に全周にわたる幅の広い未溶着部が発生した。その後、このベローズに、プラント運転に伴う1次冷却水系統の圧力・温度が加わった結果、未溶着部を起点として、応力腐食割れが発生・進展し、貫通割れに至ったものと推定された。</p>			
対策	<p>重ね合わせ溶接タイプのベローズの製造にあたっては、酸素濃度が低いことを測定により確認し溶接を行うこととする。</p> <p>当該弁(A弁およびB弁)については、当初計画通り、今回の定期検査で、より信頼性の高い突き合せ溶接タイプのベローズを用いた新しい弁に取り替えた。</p> <p>また、当該弁と同様に、1次冷却水中の高温・高圧の状態で行われている重ね合わせ溶接タイプのベローズについては、今回の定期検査中に酸素濃度を管理して製造したベローズに取り替えた。</p>			

件番	6			
発電所名	高浜発電所2号機			
発生事象名	タービン建屋内での協力会社作業員の負傷			
発生年月日	平成23年12月31日（異常事象に該当すると判断した日）			
終結年月日	平成24年1月16日（対策が完了した日）			
発生時プラント状況	第27回定期検査中			
系統設備名	-			
国への報告区分	-			
尺度区分	基準1	基準2	基準3	評価レベル
	-	-	-	-
事象概要	<p>第27回定期検査中の平成23年12月27日14時15分頃、タービン建屋2階（非管理区域）において、パワーセンタ盤^{※1}を新しい盤に取り替えるため、既設盤の解体撤去作業を行っていたところ、盤内にある導体に巻かれていた絶縁テープをカッターナイフで剥がす作業中に手が滑り、使用していたカッターナイフが跳ねて作業員の左上眼瞼に当たり負傷した。</p> <p>病院で診察を受けた結果、左眼に傷が認められたため、平成23年12月27日から平成24年1月3日の間、入院した。</p> <p>作業時、作業員は保護具として革手袋、ヘルメット、安全靴を着用していたが、目を保護する保護メガネは着用していなかった。保護メガネの着用については、原則着用することとなっていたが、視認性が悪い等の場合には、作業責任者の了解を得た上で外すことができることとなっていた。今回、作業責任者は、正確に切断位置を把握する必要があると考え、視認性確保の観点から、保護メガネを着用せずに作業を行うことを許可していた。</p> <p>※1：電圧を6600Vから440Vに降圧し、440V機器へ電力を供給するための電源盤</p>			
原因	<p>保護メガネを着用していなかったため、跳ねたカッターナイフで負傷したものと推定された。また、保護メガネを着用していなかったのは、着用要否の判断にあたって、顔の近くでカッターナイフを使用するという具体的な作業状況等を考慮していなかったためと推定された。</p>			
対策	<p>現場作業における保護メガネ着用を徹底するため、作業責任者は保護メガネの着用要否の判断を行う際、具体的な作業状況等を考慮して判断すること、および、関西電力は協力会社との間で行う事前の作業内容の確認において、保護メガネの着用に関する作業責任者の判断内容を確認することを社内規定に明記し、協力会社に周知徹底した。</p> <p>また、カッターナイフなどの鋭利な工具を使用する場合は、滑り止めの付いた手袋を使用する等の滑り止め対策を行った。</p>			

件番	7			
発電所名	高浜発電所3号機			
発生事象名	蒸気発生器伝熱管の損傷			
発生日月日	平成24年3月29日			
終結年月日				
発生時プラント状況	第21回定期検査中			
系統設備名	原子炉冷却系統設備			
国への報告区分	法律			
尺度区分	基準1	基準2	基準3	評価レベル
	—	—	0—	0—
事象概要	<p>第21回定期検査中のところ、3台（A、B、C）ある蒸気発生器（SG）の伝熱管全数^{※1}について渦流探傷検査（ECT）を実施した結果、C-SGの伝熱管1本の高温側管板部で、有意な欠陥信号が認められた。なお、A、B-SGの伝熱管では、有意な欠陥信号は認められなかった。</p> <p>高浜3号機では、第12回定期検査（平成12年）において、高温側管板拡管部で有意な欠陥信号が確認され、拡管調査の結果、ローラ拡管^{※2}上端部付近の伝熱管内面で軸方向に沿った割れが認められており、原因は、管内面での引張り残留応力と運転時の内圧とが相まって生じた応力腐食割れと推定された。</p> <p>今回確認された欠陥信号は、ローラ拡管上端付近で確認され、伝熱管の軸方向に沿った内面傷を示すなど、過去に同機で検出された信号と類似の特徴が認められた。</p> <p>また、運転開始以降、今定期検査開始に至るまでの期間について、一次冷却材の主要なパラメータである温度、圧力、水質について調査を行った結果、過大な応力を発生させる温度、圧力の変化はなく、水質も基準値の範囲内で安定していた。</p> <p>※1：既施栓管を除きA-SGで3,274本、B-SGで3,248本、C-SGで3,264本、合計9,786本 ※2：伝熱管内部に機械式ローラを通すことで伝熱管を押し広げて、伝熱管と管板を接合させる工程</p>			
原因	<p>欠陥信号が認められた原因は、過去の調査結果等から、SG製作時に当該伝熱管を管板部で拡管する際、管内面に引張り残留応力が発生し、これが運転時の内圧と相まって、伝熱管内面で応力腐食割れが発生・進展し、今回検出されたものと推定された。</p>			
対策	<p>欠陥信号が認められた伝熱管1本については、高温側および低温側管板部で閉止栓（機械式栓）を施工し、使用しないこととした。</p>			