

第5章 浜岡原子力発電所の運転管理状況

1 発電状況

中部電力(株)浜岡原子力発電所では、1号機が昭和51(1976)年3月に営業運転を開始して以来、令和6(2024)年12月末までに、1号機751億 kWh、2号機1,323億 kWh、3号機1,766億 kWh、4号機1,410億 kWh 及び5号機360億 kWh の発電が行われています。

令和6(2024)年12月末までの各号機の発電状況等は以下のとおりです。

なお、1号機および2号機については、平成21(2009)年1月30日をもって運転を終了し、現在、原子炉等規制法に基づく廃止措置が進められています。

■ 浜岡原子力発電所の発電状況 (令和6(2024)年12月31日現在)

1号機		認可電気出力 54万kW(注1)		備 考
年度	発電時間 (h)	発電電力量 (万kWh)	設備利用率 (%) (注2)	
S50～H12 (注3)	139,268	7,219,479	20.2～96.5	営業運転開始 S51.3.17 H21.1.30運転終了
H13	5,301	286,152	60.5	
H14～H20	0	0	0.0	
計	144,569	7,505,631		

2号機		認可電気出力 84万kW(注1)		備 考
年度	発電時間 (h)	発電電力量 (万kWh)	設備利用率 (%) (注2)	
S53～H14 (注3)	153,110	12,576,347	25.4～96.5	営業運転開始 S53.11.29 H21.1.30運転終了
H15	7,830	649,569	88.0	
H16～H20	0	0	0.0	
計	160,939	13,225,917		

(注1) 廃止のため、現在は抹消されている。

(注2) 設備利用率 = (発電電力量) / {(認可電気出力) × (暦時間数)} × 100

(暦時間数) = 24 (h/day) × 暦日数(day) = h:時間(hour)

(注3) 営業運転開始以降の発電状況

3号機		認可電気出力 110万kW		備 考
年度	発電時間 (h)	発電電力量 (万kWh)	設備利用率 (%) (注2)	
S62～H15 (注3)	113,599	12,414,573	41.4～100.0	営業運転開始 S62.8.28
H16	6,918	767,236	79.6	
H17	7,315	812,517	84.3	
H18	6,081	668,157	69.3	
H19	7,038	762,236	78.9	
H20	8,347	919,527	95.4	
H21	6,084	672,830	69.8	
H22	5,814	641,961	66.6	
H23	0	0	0.0	
H24	0	0	0.0	
H25	0	0	0.0	
H26	0	0	0.0	
H27	0	0	0.0	
H28	0	0	0.0	
H29	0	0	0.0	
H30	0	0	0.0	
R1	0	0	0.0	
R2	0	0	0.0	
R3	0	0	0.0	
R4	0	0	0.0	
R5	0	0	0.0	
R6	0	0	0.0	R6.4.1～R6.12.31
計	161,196	17,659,037		

4号機		認可電気出力 113.7万kW		備 考
年度	発電時間 (h)	発電電力量 (万kWh)	設備利用率 (%) (注2)	
H5～H15 (注3)	75,780	8,581,910	42.8～100.0	営業運転開始 H5.9.3
H16	6,651	756,198	75.9	
H17	8,549	926,392	93.0	
H18	6,610	750,885	75.4	
H19	7,145	812,571	81.4	
H20	7,653	870,174	87.4	
H21	5,314	600,766	60.3	
H22	5,989	680,098	68.3	
H23	1,018	116,307	15.5	
H24	0	0	0.0	
H25	0	0	0.0	
H26	0	0	0.0	
H27	0	0	0.0	
H28	0	0	0.0	
H29	0	0	0.0	
H30	0	0	0.0	
R1	0	0	0.0	
R2	0	0	0.0	
R3	0	0	0.0	
R4	0	0	0.0	
R5	0	0	0.0	
R6	0	0	0.0	R6.4.1～R6.12.31
計	124,709	14,095,301		

5号機		認可電気出力	138万kW(126.7万kW) (注4)	
年度	発電時間 (h)	発電電力量 (万kWh)	設備利用率 (%) (注2)	備 考
H16 (注3)	1,752	247,335	102.3	営業運転開始 H17.1.18
H17	7,306	1,023,582	84.7	
H18	2,912	395,478	32.9	
H19	7,239	942,037	84.6	
H20	3,891	496,074	44.7	
H21	1,076	139,355	12.6	
H22	1,515	209,741	18.7	
H23	1,042	145,316	16.0	
H24	0	0	0.0	
H25	0	0	0.0	
H26	0	0	0.0	
H27	0	0	0.0	
H28	0	0	0.0	
H29	0	0	0.0	
H30	0	0	0.0	
R1	0	0	0.0	
R2	0	0	0.0	
R3	0	0	0.0	
R4	0	0	0.0	
R5	0	0	0.0	
R6	0	0	0.0	R6.4.1～R6.12.31
計	26,733	3,598,918		

(注2) 設備利用率 = (発電電力量) / {(認可電気出力) × (暦時間数)} × 100

(暦時間数) = 24 (h/day) × 暦日数(day) = h:時間(hour)

(注3) 営業運転開始以降の発電状況

(注4) 平成19(2007)年3月から平成23(2011)年2月まで、認可電気出力を138万kW から126.7万kW に変更

※ 端数調整のため、合計が合わないことがあります。

■全機の合計

(令和6(2024)年12月31日現在)

年度	合計発電時間 (h)	合計発電電力量 (万 kWh)	合計設備利用率 (%) (注1)	対象施設
H16	15,321	1,770,769	51.9(注2)	1, 2, 3, 4, 5号機
H17	23,170	2,762,491	63.1	1, 2, 3, 4, 5号機
H18	15,603	1,814,520	41.5	1, 2, 3, 4, 5号機
H19	21,422	2,516,844	58.7	1, 2, 3, 4, 5号機
H20	19,891	2,285,775	56.1(注3)	1, 2, 3, 4, 5号機
H21	12,474	1,412,951	46.0	3, 4, 5号機
H22	13,318	1,531,800	49.7	3, 4, 5号機
H23	2,060	261,623	11.0	3, 4, 5号機
H24	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H25	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H26	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H27	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H28	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H29	0	0	0.0	3, 4, 5号機
H30	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R1	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R2	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R3	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R4	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R5	0	0	0.0	3, 4, 5号機
R6	0	0	0.0	3, 4, 5号機

(注1) 合計設備利用率＝(発電電力量の各ユニット合計)／[(認可電気出力)×(暦時間数)]の各ユニット合計]×100 (暦時間数)＝24(h/day)×暦日数(day)＝h:時間(hour)

(注2) 5号機については営業運転開始以降の発電状況で算出

(注3) 1、2号機は運転終了日(平成21(2009)年1月30日)までの発電状況で算出

現在、浜岡原子力発電所では、国の要請を受け、平成23(2011)年5月14日以降、全号機が停止しています。(「11 全号機停止の要請」参照)

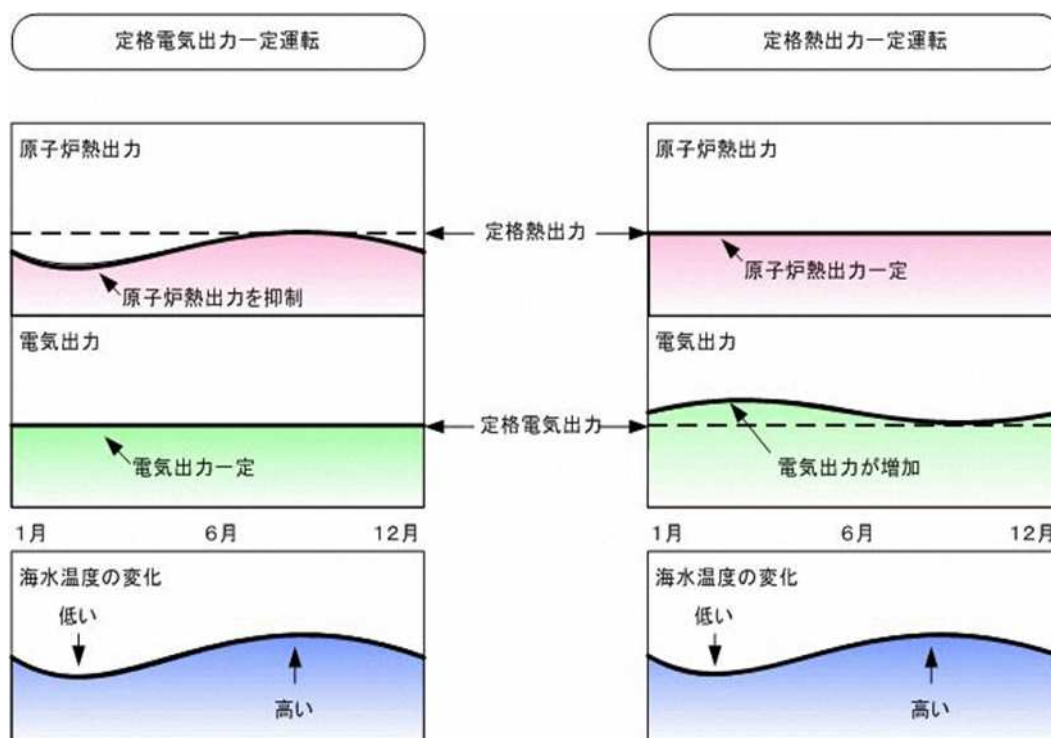
なお、浜岡原子力発電所では、原子炉の熱出力を定格出力で一定に保つ運転方法である「定格熱出力一定運転」を採用しています。以前は、電気出力を定格出力で一定に保つ運転方法である「定格電気出力一定運転」が行われていました。

定格熱出力一定運転を行うと、海水温度の低い冬季に電気出力が増加するので、定格電気出力一定運転に比べて、年間1～2%の発電量が増加します。

「定格熱出力一定運転」の実施に当たっては、発電設備の健全性評価が行われ、平成

13(2001)年12月、安全性等問題はないとの国の見解が示され、浜岡原子力発電所では、2号機が平成15(2003)年8月21日に、3号機が同年12月10日に、4号機が同年11月28日に定格熱出力一定運転を開始しました。また、5号機は平成16(2004)年12月20日(起動試験時)より定格熱出力一定運転を開始しました。

■ 定格電気出力一定運転と定格熱出力一定運転



引用：中部電力㈱ホームページ

2 定期検査

運転中の原子力発電所は、定期的に原子炉の運転を止めて、法令に基づく国の厳格な検査を受けることが義務付けられてきました。

令和2(2020)年4月の原子炉等規制法の改正により、国の検査は廃止され、事業者が定期的に発電用原子炉について検査を行う定期事業者検査に一本化されました。事業者の責任が明確になるとともに、国は、定期事業者検査を含む事業者の保安活動全般を包括的に監視・評価する仕組みへと変更されました。

なお、1号機および2号機は平成21(2009)年1月30日をもって運転を終了し、1号機については平成25(2013)年1月に、2号機については平成27(2015)年3月に燃料の搬出

が完了したため、国の検査の対象ではなくなりましたが、令和2(2020)年4月の原子炉等規制法の改正により、廃止措置中の1号機および2号機についても、性能維持施設(原子炉建屋、排気口等)が存在している間は定期事業者検査の対象となりました。

■浜岡原子力発電所定期検査の状況 (令和6(2024)年12月31日までの状況)

1号機

回数	定期検査	中間点検
第18回	H12.9.18 - H13.3.30 (194日)	
第19回	H14.4.26 - H21.1.30 中断(2,471日)(注1)	運転終了 H21.1.30
回数	施設定期検査	備考
第1回	H22.1.25 - H22.5.21 (117日)	
第2回	H23.1.25 - H23.5.31 (127日)	
第3回	H24.1.25 - H24.5.30 (127日)	以降、燃料搬出が完了したため検査対象外。
回数	定期事業者検査	備考
第1回	R3.4.27 - R3.7.26 (91日)	
第2回	R4.7.21 - R4.10.20 (92日)	
第3回	R5.8.21 - R5.11.17 (89日)	
第4回	R6.8.19 - R6.11.29 (103日)	

2号機

回数	定期検査	中間点検
第18回	H13.6.15 - H13.8.31 (78日)	
第19回	H14.7.29 - H15.1.22 (178日)	
第20回	H16.2.21 - H21.1.30 中断(1,805日)(注1)	運転終了 H21.1.30
回数	施設定期検査	備考
第1回	H22.1.27 - H22.5.27 (121日)	
第2回	H23.1.25 - H23.5.31 (127日)	
第3回	H24.1.27 - H24.5.30 (125日)	
第4回	H25.1.28 - H25.6.10 (134日)	
第5回	H26.3.7 - H26.7.23 (139日)	以降、燃料搬出が完了したため検査対象外。
回数	定期事業者検査	備考
第1回	R3.4.27 - R3.7.26 (91日)	
第2回	R4.7.21 - R4.10.20 (92日)	
第3回	R5.8.21 - R5.11.17 (89日)	
第4回	R6.8.19 - R6.11.29 (103日)	

3号機

回数	定期検査	中間点検
第13回	H17.1.14 - H17.6.22(160日)	
第14回	H18.7.21 - H18.12.20(153日)	
第15回	H20.1.19 - H20.5.21(124日)	
第16回	H21.6.14 - H21.10.30(139日)	
第17回	H22.11.29 ~	

4号機

回数	定期検査	中間点検
第8回	H16.9.29 - H17.1.25(119日)	
第9回	H18.3.23 - H18.7.27(127日)	
第10回	H19.9.25 - H19.12.27(94日)	
第11回	H21.2.25 - H21.10.16(234日)	
第12回	H22.10.14 - H23.3.2(140日)	
第13回	H24.1.25 ~	

5号機

回数	定期検査	中間点検
第1回	H18.1.16 - H18.4.14(89日)	
第2回	H19.4.27 - H19.8.9(105日)	
第3回	H20.9.8 - H21.7.29(325日)	
第4回	H22.3.15 - H23.2.23(346日)	
第5回	H24.3.22 ~	

(注1) 1、2号機の定期検査日数については、定期検査開始日～運転終了日までの日数。ただし、平成21(2009)年1月30日0時をもって運転終了しているため、1月30日は除く。

3 使用済燃料等の管理

原子力発電所で使用される燃料及び使用済燃料は、国や電気事業者による厳重な管理はもちろん、核不拡散の観点から国際原子力機関(IAEA)による査察を受けるなど国際的に厳重管理されています。

原子力発電所の使用済燃料は一旦発電所敷地内の貯蔵施設に保管されます。一定期間保管された後、青森県六ヶ所村にある再処理工場(日本原燃(株)※)へ輸送されます。

使用済燃料の輸送に当たり、中部電力(株)は、国の輸送に関する基準を遵守して安全確保を図っていますが、県でも、御前崎市とともに中部電力(株)との間で「使用済燃料の輸送の安全確保に関する協定書」を締結して、輸送容器の放射線測定を行うなど、地元住民の安全確保に万全を期しています。

※ 日本原燃(株):使用済燃料再処理・廃炉推進機構より業務を受託した再処理事業者

■ 浜岡原子力発電所の使用済燃料等の保管状況

(令和6(2024)年12月31日現在)

区分	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	合計
貯蔵容量(体)	－	－	3,134	3,120	3,696	9,950
使用済燃料(体)	－	－	2,060	1,977	2,505	6,542
使用途中の燃料(体)	－	－	764	764	872	2,400
空き容量(体)(注1)	－	－	310	379	319	1,008
定格炉心装荷量(体)	－	－	764	764	872	2,400
炉心装荷量(体)	－	－	0	0	0	0
炉心装荷率(注2)	－	－	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
新燃料(体)(注3)	－	－	127	208	358	693

(注1) 空き容量(体)＝貯蔵容量(体)－定格炉心装荷量(体)－使用済燃料(体)

(注2) 炉心装荷率＝炉心装荷量(体)÷定格炉心装荷量(体)×100(%) (燃料)

(注3) 各号機に保管されている新しい燃料の数

■ 浜岡原子力発電所からの使用済燃料輸送実績

(令和6(2024)年12月31日現在)

年度	1号機		2号機		3号機		4号機		5号機		合計	
	回数(回)	体数(体)	回数(回)	体数(体)	回数(回)	体数(体)	回数(回)	体数(体)	回数(回)	体数(体)	回数(回)	体数(体)
H15まで	S54～ 27	1,524	S57～ 29	1,960	H12～ 2	254	H13～ 1	160			59(57)※1	3,898
H16					2	244					2	244
H17					2	216	1	152			3(2)※2	368
H18	1	122									1	122
H19					1	210					1	210
H20					1	216					1	216
H21											0	0
H22											0	0
H23					1	50					1	50
H24											0	0
H25											0	0
H26									1	11	1	11
H27											0	0
H28									1	22	1	22
H29											0	0
H30											0	0
R1											0	0
R2											0	0
R3											0	0
R4											0	0
R5											0	0
R6											0	0
合計	28	1,646	29	1,960	9	1,190	2	312	2	33	70(67)	5,141
輸 送 先 別 内 訳	青森	1	122		8	1,156	2	312	2	33	13	1,623
	茨城	10	341	5	170	1	34				16	545
	イギリス	9	588	5	294						14	882
	フランス	8	595	19	1,496						27	2,091
	合計	28	1,646	29	1,960	9	1,190	2	312	2	33	70(67)

()内は浜岡原子力発電所からの輸送回数を記載。詳細は以下のとおり。

※1 1号機からイギリス、フランスへの同時輸送および1、2号機からイギリスへの同時輸送

※2 3、4号機から青森へ同時輸送

4 低レベル放射性廃棄物の管理

原子力発電所の低レベル放射性廃棄物は、一旦発電所敷地内の貯蔵施設に保管されます。その後、平成4(1992)年12月から操業を開始した青森県六ヶ所村にある「低レベル放射性廃棄物埋設センター(日本原燃(株))」に輸送され、埋設処分されています。

低レベル放射性廃棄物の輸送に当たり、中部電力(株)は、国の輸送に関する基準を遵守して安全確保を図っていますが、県でも、御前崎市とともに中部電力(株)との間で「低レベル放射性廃棄物の輸送の安全確保に関する協定書」を締結して、輸送容器の放射線測定を行うなど、地元住民の安全確保に万全を期しています。

■ 浜岡原子力発電所の低レベル放射性廃棄物の保管状況

(令和6(2024)年12月31日現在)

セメント 固化体	プラスチック 固化体	雑固体	充填固化体	焼却灰	その他雑 固体廃棄物	計
2,426	972	1,416	1,624	3,181	24,444	34,063

(単位:ドラム缶に換算した本数)

■ 浜岡原子力発電所の低レベル放射性廃棄物の輸送実績
(令和6(2024)年12月31日現在)

年度	回数	ドラム缶本数
H4～15	19	17,637
H16	1	976
H17	1	1,080
H18	1	1,080
H19	1	1,080
H20	1	1,080
H21	1	1,080
H22	1	1,200
H23	1	1,200
H24	1	1,200
H25	0	0
H26	1	1,200
H27	1	1,240
H28	0	0
H29	1	956
H30	0	0
R1	0	0
R2	1	1,522
R3	1	1,472
R4	1	1,264
R5	1	1,320
R6	0	0
合計	35	36,587

■ 浜岡原子力発電所貯蔵施設の低レベル放射性廃棄物貯蔵能力

1号棟	2号棟	計
7,000	35,000	42,000

(単位:ドラム缶に換算した本数)

5 放射線業務従事者の被ばく管理

原子力発電所で働く放射線業務従事者の被ばく管理は、当該施設の管理区域で業務に従事する者(社員、請負会社等)に対して行われています。放射線業務従事者の線量限度は、法令により5年間で100ミリシーベルトかつ1年間で50ミリシーベルトと定められています。また、放射線業務従事者には、法令に基づく必要な教育が義務づけられていて、従事者の被ばく低減が図られています。

■ 浜岡原子力発電所放射線業務従事者の令和5(2023)年度被ばく線量実績分布

(単位:人)

線量(mSv) 従事者の区分	5以下	5を超え 10以下	10を超え 15以下	15を超え 20以下	20を超え 25以下	25を超 える	合 計
社員従事者	645	0	0	0	0	0	645
請負会社等従事者	1,665	0	0	0	0	0	1,665
計	2,310	0	0	0	0	0	2,310

(法規制値:年間 50 ミリシーベルト以下)

■ 浜岡原子力発電所放射線業務従事者の年度別平均被ばく線量

(単位:ミリシーベルト)

年 度	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28	H29	H30
社員従事者	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
請負会社等 従事者	1.4	0.8	1.6	1.3	0.5	0.8	1.2	0.3	0.4	0.3	0.3	0.6	0.2	0.1	0.2

年 度	R1	R2	R3	R4	R5
社員従事者	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
請負会社等 従事者	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

6 事故・トラブル等の発生状況

浜岡原子力発電所で発生した事故や故障、運転停止などのトラブルは、法令に基づく国への報告とともに、「浜岡原子力発電所の安全確保等に関する協定書」、「浜岡原子力発電所の周辺市町の安全確保等に関する協定書」に基づき、県、御前崎市、隣接3市及びおよび発電所周辺 31km 圏内に位置する5市2町へ通報されることとなっています。

また、原子力発電所の事故・トラブルのうち、原子炉等規制法に規定するものについては、原子力規制委員会への報告が事業者には義務付けられています(※)。

なお、事故・トラブルの情報はデータベース化が行われており、原子力規制委員会のホームページで閲覧することができます。

これまでに浜岡原子力発電所において発生した事故・トラブルの概要は次の表のとおりで、いずれも発電所周辺環境への影響はありませんでした。

※ 原子炉等規制法第 62 条の3に基づく実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則第 134 条参照。

■法令に基づく報告事項に該当する事故・トラブル等の発生状況
(浜岡原子力発電所及び全国の実用発電用原子炉※³)

(令和6(2024)年12月31日現在)

年度	1号機		2号機		3号機		4号機		5号機	合計		全国	
S50～H15	(法令) 18件	(通達) 15件	(法令) 7件	(通達) 13件	(法令) 2件	(通達) 3件	(法令) 0件	(通達) 0件	—	(法令) 27件	(通達) 31件	(法令) 549件	(通達) 408件
H16		1※ ¹		0		0		0	0		1		20
H17		0		0		0		0	0		0		15
H18		0		0		1		0	1		2		15
H19		2※ ¹		0		0		1	1		4		23
H20		0		0		1		0	2		3		23
H21		0		0		1		2	0		3		15
H22		0		0		0		0	0		0		16
H23		0		0		0		0	1		1		8
H24		0		0		0		0	0		0		6
H25		0		0		0		0	0		0		0
H26		0		0		0		0	0		0		0
H27		0		0		0		0	0		0		2
H28		0		0		0		0	0		0		4
H29		0		0		2※ ²		0	0		2		2
H30		0		0		0		0	1		1		4
R1		0		0		0		0	0		0		3
R2		0		0		0		0	0		0		1
R3		0		0		0		0	0		0		2
R4		0		0		0		0	0		0		1
R5		0		0		0		0	0		0		6
R6		0		0		0		0	0		0		1

(注) 平成16(2004)年度以降については、法令改正により法律対象と通達対象を統一

(法令):法令対象の事故・トラブル

(通達):平成15(2003)年9月末以前の通達対象の軽微なトラブル等

※¹ 浜岡1・2号機の共用排気筒ダクトは1号機運転開始から使用されているので、トラブル件数は1号機として集計

※² 廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)で発生

※³ 平成25年度より特定原子力施設除く

■事故・トラブル等の内容

(平成15(2003)年度～令和5(2023)年度)

号機	発生年月日	事故・トラブル等内容	対 策	国際評価 尺度 ^{※1}
1・2 号機	H16.12.21	(定期検査中に確認されたトラブル) 1・2号機の共用排気筒ダクト 接続部のひび割れ	排気筒の建て替えを行う。建て 替え工事完了までの対応とし て、当該ひび割れ箇所を原 状回復した。	0－
5号機	H18.6.15	(原子炉の自動停止) タービン振動が大きくなったこと (低圧タービン第12段羽根損 傷)によるタービン停止及びこ れに伴う原子炉自動停止	低圧タービン第12段羽根を新 しく設計・製作したものに取 り替えた。なお、車軸の羽根取 付け部も新たに製作する。新 しい羽根に取り替えるまでの 間は、第12段羽根を取り外 し、圧力プレートを設置して運 転する。	0+
3号機	H18.8.7	(原子炉の停止中に確認された トラブル) ハフニウム板型制御棒のひび 割れ	ひび割れの確認された5本を 含む全13本のハフニウム板 型制御棒をボロンカーバイト 型制御棒に取り替えた。	1
5号機	H19.7.5	(原子炉の出力抑制) 原子炉平均出力モニタの不具 合による原子炉の出力抑制	動作不良となった平均出力モ ニタのユニットを予備品に取り 替えた。	0－
4号機	H19.11.15	(原子炉の手動停止) 原子炉冷却材浄化系自動停止 に伴う原子炉の手動停止	流量が少ない場合にも精度よ く計測できるデジタル方式の 流量検出器に取り替えた。	0－
1・2 号機	H19.11.27	(定期検査中に確認されたトラ ブル) 共用排気筒の配管貫通部の腐 食	貫通部を囲むように新たに筒 管を取り付けた。また、点検内 容の充実を図った。	0－
1号機	H20.3.17	(定期検査中に確認されたトラ ブル) 復水タンクの腐食による減肉	肉盛り溶接による補修を行っ た。また、毎年外観点検を行 い、腐食があれば厚さ測定を 行う運用とした。	0－
5号機	H20.11.5	(原子炉の手動停止) 気体廃棄物処理系における希 ガスホールドアップ塔の温度上 昇に伴う原子炉の手動停止	水素濃度を上昇させないよう に、供給する空気量をあらか じめ増加させ、酸素と水素の 比率が安定している領域で運 転することとした。	1
3号機	H20.12.24	(運転上の制限からの逸脱)出 力操作不能による非常用ディ ーゼル発電機の動作不能	出力制御機構を取り替えた。 また、分解点検時の出力制御 機構のモータへの異物侵入防 止管理を徹底を図った。	0+
5号機	H20.12.30	(原子炉の手動停止) 気体廃棄物処理系における水 素濃度の上昇に伴う原子炉の 手動停止	排ガス再結合器に改善した触 媒を導入し、触媒毒を除去し た。触媒の点検を計画的に実 施することとした。	0－

号機	発生年月日	事故・トラブル等内容	対 策	国際評価 尺度※1
4号機	H21.4. 22	(人の障害) タービン建屋における作業員の 負傷	作業安全措置の徹底を図った。また、作業予定の周知徹底を図った。	評価 対象外
4号機	H21. 5. 5	(原子炉の手動停止) 気体廃棄物処理系における水 素濃度の上昇に伴う原子炉の 手動停止	排ガス再結合器に改善した触媒を導入し、触媒毒を除去した。また、触媒の点検を計画的に実施することとした。	0ー
3号機	H21.12. 1	(放射性廃液の漏えい) 補助建屋地下2階の管理区域 内で濃縮廃液貯蔵タンク内の 溶液が漏えい	濃縮廃液貯蔵タンク内の濃縮廃液は、排水系配管で排水しないよう設備対策、管理対策を講じた。	1
5号機	H24.3.30	(復水貯蔵槽からの漏えい) 5号機復水貯蔵槽内張り材の 貫通孔の発生	エンドキャップの構造変更等を行った。また、海水が流入した設備については、今後、分解点検等を実施し、健全性評価を行うとしている。	0ー
3号機 ※2	H29.5.2	(放射性物質の漏えい) 廃棄物減容処理装置建屋(第1 建屋)地下2階の管理区域内で 排水枡から粒状樹脂が漏えい	異常時の対応を明確化するとともに、教育・訓練を実施することとした。また、排水系配管に粒状樹脂が排水されることがない運用とした。	0
3号機 ※2	H30.1.18	(放射性物質の漏えい) 廃棄物減容処理装置建屋(第1 建屋)2階の管理区域内で排水 枡から粒状樹脂が漏えい	排水枡の管理を徹底することとした。また、不具合発生時の対応等による影響が幅広い観点で検討されるよう、情報共有に関するルールを追加することとした。	0
5号機	H30.6.5	(運転上の制限からの逸脱) 非常用ディーゼル発電機(B)排 気管伸縮継手の破損	現場作業要領に打痕の発生を防止するための手順の追加、打痕がベローズに与える影響についての注意喚起および教育の実施、排気管伸縮継手取付け後の当社社員の立会による外観点検の追加をすることとした。	0

※1 国際評価尺度の内容については、資料編「国際原子力・放射線事象評価尺度(INES)」を参照。

※2 廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)で発生。

①4、5号機気体廃棄物処理系水素濃度及び温度の異常上昇について

平成20(2008)年11月5日、中部電力(株)は調整運転中の浜岡原子力発電所5号機において、気体廃棄物処理系内の水素濃度と温度が異常に上昇したため、原子炉を手動停止させました。同社は、原因を調査し、対策を講じて、12月27日に原子炉を

起動しましたが、30日、再び水素濃度が上昇したため、原子炉を手動停止させました。

また、平成21(2009)年5月5日、調整運転中の浜岡原子力発電所4号機においても、同じく水素濃度が異常に上昇したため、原子炉を手動停止させました。

点検の結果及び調査の結果、水素濃度上昇の原因として排ガス再結合器(※)の触媒の性能低下が確認されました。

中部電力(株)の報告書によると、原因は、触媒の製造工程において触媒の結晶形態に変化が生じ、プラント運転に伴い触媒の活性表面積が減少したことに加え、触媒毒が触媒の表面に蓄積したため、触媒が本来持つべき再結合能力が著しく低下し、水素濃度が上昇したものと推定されました。中部電力(株)は再発防止対策として、製造工程に配慮した触媒を導入するとともに、触媒毒の除去を実施しました。

この調査報告書について、原子力安全・保安院当時は、原因の推定及びこれらに対する対策等は妥当であると評価しています。

※排ガス再結合器とは、原子炉内で放射線分解により発生した水素を除去するため、タービン復水器から気体(水蒸気、水素、酸素、希ガス等の混合気)を抽出し、水素と酸素を結合させる機器です。

②3号機 補助建屋地下2階(管理区域内)での放射性廃液の漏えいについて

平成21(2009)年12月1日、中部電力(株)は浜岡原子力発電所3号機補助建屋地下2階(放射性管理区域内)において、濃縮廃液貯蔵タンク(※1)(C)の点検のため、タンク内の廃液を高電導度廃液系(※2)へ排水していたところ、廃液の漏えいが確認されました。

中部電力(株)では、直に濃縮廃液貯蔵タンク(C)からの排水を停止し、排水升からの漏えいは停止しました。

中部電力(株)の報告書によると、原因は、濃縮廃液貯蔵タンク(C)の廃液に含まれる不溶解物が排水配管内に堆積したことにより、排水配管とつながる排水升から廃液が漏えいしたと推定されました。中部電力(株)は、再発防止策として、以下の内容を実施しました。

①排水配管は、濃縮廃液貯蔵タンク内の洗浄水を排水する目的に限って使用することとし、洗浄水は十分に希釈した上で排水すること。

②濃縮廃液貯蔵タンク内の廃液を移送する場合は、固化処理施設へ移送するか、仮設備を用いて他の貯蔵タンクへ移送すること。

③排水配管を排水弁と機器排水升の間で切り離し、排水弁は閉止状態で施錠管理するとともに、切り離した部分は漏えいを防止するため施栓すること。

この調査報告書について、原子力安全・保安院当時は、原因の推定及びこれらに対する対策等は妥当であると評価しています。

※1 濃縮廃液貯蔵タンクとは、原子炉施設で発生する濃縮廃液を収集し、一定期間貯蔵することで放射能を減衰させ、その後処理するためのタンクです。

※2 高電導度廃液系とは、放射線管理区域内の作業等で発生する廃液のうち、導電率の高い廃液を収集・処理する系統です。

③5号機 復水貯蔵槽内張り材の貫通孔の発生について

平成23(2011)年5月14日、中部電力(株)が、5号機原子炉停止後、冷温停止に向けた操作を実施していたところ、主復水器内の導電率が上昇しました。

この原因について中部電力(株)は、主復水器の細管損傷により大量の海水が流入したことによるものとしており、使用済燃料貯蔵プールを除く原子炉施設ほぼ全域にわたり、約400m³の海水が流入したとしています。

中部電力(株)では、海水による原子炉施設内への影響確認のため、平成23(2011)年10月21日から復水貯蔵槽内の目視点検を行っていたところ、平成24(2012)年3月30日、復水貯蔵槽内の内張り材(ステンレス鋼)の溶接部及び溶接部近傍に11箇所の貫通孔を確認し、「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令」の要求事項(漏えいがないこと)を満足しないと判断しました。

(海水流入の原因と対策)

中部電力(株)では、復水器蒸気室(A-1)細管の向かい側に設置している電動機駆動給水ポンプ(A)ミニマムフロー配管のエンドキャップが脱落し、配管から噴き出した水により、細管43本を損傷させ、海水が流入したことが原因としています。また、エ

ンドキャップが脱落した原因については、溶接部に初期き裂があった上、エンドキャップの構造や環境上の要因も重なり、エンドキャップ部に疲労限界を超える応力が発生し、き裂が進展し脱落したものと推定しています。

中部電力(株)では、主復水器細管損傷による海水流入の対応は従来から運転操作手順書を定めておりましたが、微小漏えいを想定したものであったことから、大量の海水が流入した場合であっても原子炉施設への影響範囲の拡大を抑制するための対応手順を明確化するとともに、エンドキャップについては構造を変更することにより再発防止を図りました。

(貫通孔の原因と今後の対応)

中部電力(株)では、貫通孔が生じた原因について、復水貯蔵槽にクラッド(※)が堆積している状態において、クラッドと内張り材とのすきま部に腐食が発生、進行し、特に熱影響を受けている溶接部及び溶接部近傍で選択的に孔が貫通したものと推定しています。

※ 主成分は鉄で、配管内面の鍍金が槽内に持ち込まれ、底部に沈降等しているものであり、今回の事象に特有のものではない。

中部電力(株)では、海水が混入した設備について、その影響を評価するとしており、平成27(2015)年12月15日に、設備の健全性の評価のうち、機器レベルの健全性の評価が完了しました。今後、補修等の措置が必要と評価した機器に対する具体的な措置の検討や、系統レベルでの健全性の評価方法などの検討を計画的に進めていくとしています。

④廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)地下2階 放射性物質を含む粒状樹脂の漏えいについて

平成29(2017)年5月2日、中部電力(株)は浜岡原子力発電所廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)地下2階(放射性管理区域内)において、ドラム缶保管室およびその付近の部屋の排水枡5箇所のまわりの床面に、放射性物質を含む粒状樹脂が広がっていることを確認しました。

中部電力(株)では、排水系配管内に堆積していた粒状樹脂が部屋間の差圧による配管内の空気の流れによって、排水枡から噴き上がり床面に広がったものと推定しています。

また、排水系配管内に粒状樹脂が堆積していた原因は、粒状樹脂の処理工程が設備の異常により停止した際に、異常時の処置を定めて対応すべきところ、異常時に適用できない通常時の運転操作手順書で対応したことにより、粒状樹脂を多く含む廃液をタンクから排水系配管に排水したことによるものでした。

中部電力(株)は、再発防止策として、異常時の対応を明確化するとともに、教育・訓練を実施することとしています。また、当該タンクから排水系配管に排水されないよう、排水弁を常時閉状態とすることとしています。

⑤廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)2階 放射性物質を含む粒状樹脂の漏えいについて

平成30(2018)年1月18日、中部電力(株)は浜岡原子力発電所廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)2階(放射性管理区域内)において、換気系主排気ユニット(※)内の排水枡のまわりの床面に、粒状樹脂が広がっていることを確認しました。

中部電力(株)では、原因として、平成29(2017)年5月2日に廃棄物減容処理装置建屋(第1建屋)地下2階で発生した事象(以下、「5月発生事象」という。)において、建屋内排水系配管内に流入した粒状樹脂が、5月発生事象の際に汚染拡大防止として実施した排水枡への閉止措置の過程で建屋内排水系配管内の気流が換気系主排気ユニット内へ向かう方向に発生したことにより、換気系主排気ユニット内の排水枡まわりに移動し、堆積したものと推定しています。また、換気系主排気ユニット内の排水枡に閉止措置が実施されていなかったことから、閉止措置に関する検討が適切であったか否かについて確認した結果、換気系主排気ユニット内の排水枡を閉止措置の対象にしなかったことが社内で共有されず、閉止措置の対象から除外することによる影響が幅広い観点で検討されなかったという問題点があることを確認しています。

中部電力(株)は、再発防止策として、建屋内排水系配管内の気流の発生を防止するために排水枡の管理を徹底することとしています。また、確認した問題点に対して

は、不具合発生時の対応等による影響が幅広い観点で検討されるよう、情報共有に関するルールを追加することとしています。

※ 換気系主排気ユニットとは、建屋内の空気を排気筒から排気する前の空気を浄化するためのフィルタが設置された箱状の装置です。

⑥非常用ディーゼル発電機(B)排気管伸縮継手の破損について

平成30(2018)年6月5日、中部電力(株)は浜岡原子力発電所5号機 非常用ディーゼル発電機(以下、「D/G」という。)(B)の定期試験(※1)における記録採取にて、各シリンダ出口排気温度差が目標値である温度を上回っていることを確認しました。現場確認の結果、シリンダの間に気体の漏えいと保温材の破れを確認したことから、気体の漏えい箇所について詳細な確認を実施するため、D/G(B)を停止しました。排気管付近からの気体の漏えい箇所の詳細な調査・点検が必要との判断から、D/G(B)を待機除外とすることとしたため、浜岡原子力発電所原子炉施設保安規定に定める運転上の制限からの逸脱を判断しました(※2)。

原因調査の結果、「過去の取替え作業時に生じた打痕」とその後のD/G(B)の運転による熱疲労の複合要因から、D/G(B)の排気管伸縮継手のベローズ(※3)に初期き裂が発生し、排気管の内圧により初期き裂が進展してベローズが破損したものと推定しています。

中部電力(株)は、再発防止対策として、現場作業要領に打痕の発生を防止するための手順の追加、打痕がベローズに与える影響についての注意喚起および教育の実施、排気管伸縮継手取付け後の当社社員の立会による外観点検の追加をしております。さらに、排気管伸縮継手について保温材を取り外した状態で定期的に外観点検を実施すること及び排気管伸縮継手の予備品を確保することにより、偶発事象(※4)による設備故障にも備えることとしています。

(※1)保安規定に基づき、月1回の頻度で実施しています。

(※2)運転上の制限とは、安全機能を確保するための、予備も含めた動作可能な機器(ポンプ等)の必要台数や、原子炉の状態ごとに遵守すべき温度や圧力の制限のことで、一時的にこれを満足しない状態が発生すると、事業者は保安規定に従い運転上の制限から逸脱と判断し、復旧措置を実施する必要があります。

(※3)ベローズとは、熱や振動による変位を吸収する蛇腹構造をした伸縮管です。

(※4)ここでの偶発事象とは、劣化メカニズムとして考慮されていない人的過誤や製作不良などによってもたらされる事象のことです。

7 発電設備の総点検

平成18(2006)年9月以降、県外の水力・火力発電所で、過去のデータ改ざんが相次いで判明したのを受け、原子力安全・保安院当時は、全国の電力事業者に対し「発電設備に係る総点検」を指示しました。

総点検の中で、東京電力(株)福島第一原子力発電所1号機における測定データ改ざん、北陸電力(株)志賀原子力発電所1号機での臨界事故などの不適切事象が明らかになりましたが、中部電力(株)浜岡原子力発電所に関しても、14件の不適切事象が報告されました。また、別途、平成3(2001)年に浜岡原子力発電所3号機において、臨界には至らなかったものの制御棒引き抜け事象(※)があったことも公表されました。

中部電力(株)では、平成19(2007)年4月6日に再発防止対策を報告し、同年5月21日に再発防止行動計画を国に提出しました。電力各社からの総点検結果に対する国の評価では、浜岡原子力発電所は「厳重注意と指示」でした。

なお、中部電力(株)は、国へ提出した再発防止行動計画とは別に、発電所の信頼性向上が図られるよう、第三者目線の導入を目的として、社外有識者による「ご意見を聴く会」の設置や第三者検査機関による計器校正記録等の確認・評価を受けています。

※中部電力(株)浜岡原子力発電所3号機の制御棒引き抜け

3号機制御棒は、挿入側と引き抜き側に係る水圧の差により挿入・引き抜きが行われますが、定期点検中、手順を誤って、挿入側の弁が全閉の状態で行き抜き側の弁を開弁したことから、引き抜きの力がかかり、制御棒が引き抜けました。

8 駿河湾を震源とする地震による発電所への影響

平成21(2009)年8月11日、駿河湾を震源とする地震が発生しました。この地震に

より、調整運転中の4号機と営業運転中の5号機が自動停止しました(3号機は定期検査で停止中)。この地震で観測された各号機の原子炉建屋地下2階の最大加速度は、3号機が147ガル、4号機が163ガル、5号機が426ガルでした。

5号機は他の号機より大きな揺れを観測したことから、国は中部電力(株)に対して、5号機の設備の健全性評価、揺れの要因分析等を指示しました。そして国は、平成21(2009)年8月27日に、駿河湾の地震に関して専門家による審議(※)を開始し、平成22(2010)年6月24日に設備の健全性を確認、同年12月15日に専門家による審議(※)の状況を整理し、想定東海地震に対し「安全上支障がない」との見解を発表しました。

県は、5号機の耐震バックチェックが終わっていないという課題が残されているものの、県が5号機の運転再開の条件としてきた想定東海地震に対する安全性の確認に関し、1年以上にわたる専門家による慎重かつ丁寧な検討を行ってきた国から「安全上支障がない」との見解が示されたこと、静岡県防災・原子力学術会議原子力分科会が国の見解を概ね妥当としたこと、さらに、地元4市が運転再開を了承したことを踏まえ、平成23(2011)年1月24日、知事が5号機の運転再開容認を発表しました。なお、県は運転再開容認に当たり、中部電力(株)に対し文書要請をしました。

※専門家による審議とは、総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会耐震・構造設計小委員会「地震・津波、地質・地盤合同ワーキンググループ」及び「構造ワーキンググループ」のことです。

9 プルサーマル計画

平成22(2010)年12月6日、中部電力(株)は、平成22(2010)年度から実施する予定であったプルサーマル計画を延期することを決定し、第12回定期検査中におけるMOX燃料の装荷を見送ることとしました。

これは中部電力(株)が、駿河湾の地震において5号機の揺れが他号機に比べ大きかった要因等の審議を国に優先してもらった結果、4号機の新耐震指針に照らした耐震安全性評価の審議のための検討が進んでおらず、県、地元4市からの要請で

ある、4号機の新耐震指針に照らした耐震安全性の審議状況の取りまとめを説明するには今しばらく時間が必要である、と判断したためです。

平成17年 9月13日 中部電力(株)が浜岡原子力発電所4号機で平成22年度から
プルサーマルを実施するとの計画を発表

平成19年 7月 4日 原子炉等規制法に基づく原子炉設置変更許可

平成20年 2月21日 地元4市(御前崎市、牧之原市、掛川市、菊川市)が計画了承
2月29日 県、中部電力(株)に対し計画容認を伝える

12月19日 県、御前崎市、中部電力(株)の間で MOX 燃料輸送協定を
締結

平成21年 5月18日 フランスからの MOX 燃料輸送終了

平成22年 6月 8日 輸入燃料体検査に合格

10月 8日 工事計画認可の取得

12月 6日 中部電力(株)が4号機におけるプルサーマル計画の延期を
発表

10 浜岡原子力発電所1号機、2号機の廃止措置計画

中部電力(株)は平成21(2009)年1月30日をもって浜岡原子力発電所1、2号機の運転を終了しました。同社は、同年6月1日に経済産業大臣に対し、1、2号機の廃止措置計画の認可申請を行い、同年11月18日に認可を受けました。(わが国では、運転を終了した原子力発電所は法令に基づき、あらかじめ廃止措置の計画を定め、国の認可を受けた上で、解体撤去することとされています。)

1、2号機では、まず、廃止措置計画の第1段階である「解体工事準備期間」の作業として、1、2号機からの燃料の搬出、第1段階での系統除染および汚染状況調査等が実施されました。

第1段階の作業が概ね終了した時点で、廃止措置計画の第2段階の「原子炉領域周辺設備の解体撤去」に移行するため、中部電力(株)は平成27(2015)年3月16日に廃止措置計画の変更認可申請を原子力規制委員会に提出し、認可を受けた平成28

(2016)年2月3日から、第2段階に移行し、原子炉領域周辺設備の解体工事を進めてきました。

その後、令和6(2024)年3月14日に廃止措置計画の変更認可申請を原子力規制委員会へ提出し、同年12月18日に認可を受け、同年12月25日に廃止措置第3段階に移行しました。

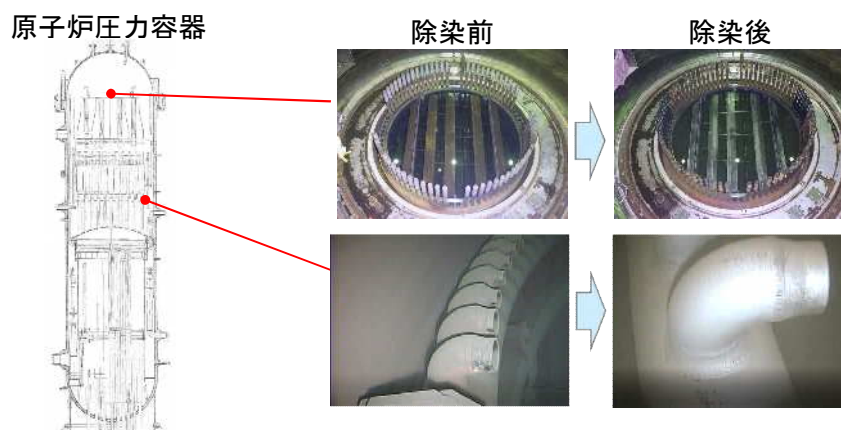
第3段階では、原子炉周辺設備の解体撤去に加えて、原子炉領域(炉内構造物、原子炉压力容器、原子炉格納容器等)の解体撤去を実施する計画です。

① 汚染状況の調査・検討

第1、2段階において、原子炉領域の汚染状況を調査し、放射線管理区域内の設備・機器の解体時期の決定、解体方法の策定、解体廃棄物の量の評価、安全貯蔵期間の評価を行いました。

② 系統除染

第1、2段階において、原子炉压力容器等の設備・配管の内面に付着した放射性物質の除去を行いました。



③ 原子炉領域周辺設備の解体撤去

第2段階に引き続き、原子炉領域周辺設備であるタービン設備、発電設備、原子炉格納容器等を解体撤去します。

【排気筒】

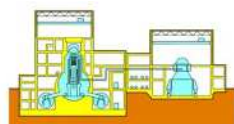


【発電機補機】

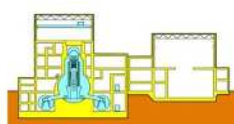


④ 原子炉領域設備の解体撤去

第3段階では、原子炉領域設備である炉内構造物、原子炉圧力容器等を解体撤去します。



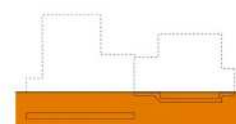
第1段階



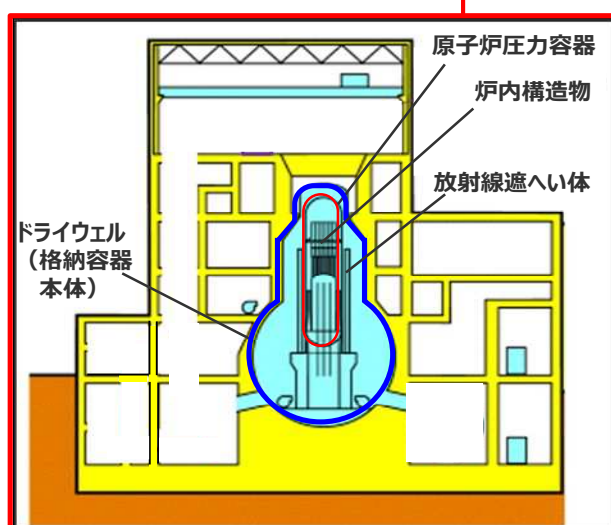
第2段階



第3段階



第4段階



1, 2号機 廃止措置計画のスケジュール

2009年度～	2016年度～	2024年度～	2036年～
第1段階 解体工事準備	第2段階 原子炉領域周辺設備撤去	第3段階 原子炉領域解体撤去	第4段階 建屋等解体撤去
◆運転終了(2009年1月30日) ◆廃止措置計画認可申請(2009年6月1日) ◆廃止措置計画認可(2009年11月18日)	◆廃止措置計画変更認可申請(2013年11月6日) ◆廃止措置計画変更認可(2014年2月21日) ◆廃止措置計画変更認可申請(2015年3月16日) ◆廃止措置計画変更認可(2016年2月3日)【第2段階に移行】 ◆廃止措置計画変更認可申請(2020年8月18日) ◆廃止措置計画変更認可(2021年3月31日) ◆廃止措置計画変更認可申請(2022年4月6日) ◆廃止措置計画変更認可(2022年7月15日) ◆廃止措置計画変更認可申請(2023年3月13日) ◆廃止措置計画変更認可(2023年12月21日) ◆廃止措置計画変更認可申請(2024年3月14日) ◆廃止措置計画変更認可(2024年12月18日)		
使用済み燃料搬出			
新燃料搬出			
汚染状況の調査・検討			
系統除染			
	原子炉領域周辺設備解体撤去		
安全貯蔵			
		原子炉領域解体撤去	
			建屋等解体撤去
放射性廃棄物の処理処分(運転中廃棄物または解体廃棄物)			
放射線管理区域外の設備・機器の解体撤去			

注) 変更認可申請は、解体工事の工程に合わせて、さらに段階的に実施する場合があります。

11 全号機停止の要請

平成23(2011)年3月11日、東北地方太平洋沖を震源とするマグニチュード9.0、最大震度7の巨大地震が発生しました。その後の津波により、東京電力(株)福島第一原子力発電所では非常用電源が水没し、原子炉の冷却機能を失い炉心溶融に至りました。さらに、水素爆発により大量の放射性物質が大気中に放出されました。

この事故を受け、国は、平成23(2011)年5月6日、「文部科学省の地震調査研究推進本部の評価によれば、30年以内にマグニチュード8程度の想定東海地震が発生する可能性が87%、と極めて切迫しているとされており、大規模な津波の襲来の可能性が高いことが懸念される」として、防波壁の設置等の対策が完了するまでの間、浜岡原子力発電所の全号機を停止するよう中部電力(株)に対し要請しました。

中部電力(株)は、同年5月9日に要請を受諾する旨を発表し、同月13日に4号機が停止し、同月14日には5号機が停止し、浜岡原子力発電所の全号機が停止しました。(3号機は施設定期検査中のため停止していました。)

12 津波対策

中部電力(株)では、東京電力(株)福島第一原子力発電所の事故直後から、短期及び中長期の津波対策への取り組みを始めていましたが、平成23(2011)年7月22日、防波壁の建設をはじめとする発表済みの対策のほか、新たな対策も含む全30項目の津波対策を取りまとめました。

平成24(2012)年12月20日、同社は、内閣府の津波断層モデル(※)を用いた津波のシミュレーションを行い、その結果を踏まえて、津波に対する浜岡原子力発電所の安全性をより一層高めることを目的に、防波壁の嵩上げを含む浸水防止対策を強化すると発表しました。

その後、令和6(2024)年10月11日の審査会合において、基準津波(T.P.+25.2m)が概ね妥当な検討がなされたと評価を受けたことから、同年11月13日に、防波壁等における設計方針の変更を発表しました。

※ 平成24(2012)年8月に内閣府が公表した「南海トラフの巨大地震モデル検討会」の津波高等の推計に用いられたモデル。

<中部電力(株)による津波対策の概要>

○浸水防止対策1：敷地内への浸水を防ぐ

発電所敷地内への津波の侵入を防止するとともに、取水設備などから発電所敷地内に水があふれることやその影響を緩和し、屋外に設置されている「海水取水ポンプ」などの機能を維持する。

<主な内容>

防波壁の設置(海拔28m)と東西盛土のかさ上げ
海水取水ポンプを守る防水壁の設置

○浸水防止対策2：敷地内が浸水しても建屋内への浸水を防ぐ

仮に津波が防波壁を越えて発電所敷地内に侵入したとしても、建屋内への浸水を防ぎ、建屋内に設置されている「冷やす機能」に係る安全上重要な機器を守る。また、屋外に設置されている「海水取水ポンプ」の機能を代替する設備を設置する。

<主な内容>

緊急時海水取水設備の設置
原子炉建屋外壁の耐圧性・防水性の強化

○緊急時対策の強化：「冷やす機能」を確保する。

福島第一原子力発電所と同様の事態である「海水取水ポンプ」や「非常用ディーゼル発電機」などが使えなくなった場合でも、「注水」「除熱」「電源供給」の3つの働きに対して複数の代替手段を講ずることで「冷やす機能」を確保する。

＜主な内容＞

ガスタービン発電機を高台に設置

災害対策用発電機の原子炉建屋屋上への設置

13 新規制基準への対応

平成25(2013)年7月から施行された実用発電用原子炉に係る新規制基準の要求事項を満たすため、平成25(2013)年9月25日、中部電力(株)では、それまで自主的に実施してきた津波対策に加え、追加対策を実施すると発表しました。

中部電力(株)は、平成26(2014)年2月14日に4号機について、平成27(2015)年6月16日に3号機について、新規制基準への適合性確認審査のための申請を原子力規制委員会に対して行いました。令和6(2024)年12月31日現在、申請内容について原子力規制委員会による審査が行われています。

4号機の追加対策の工事については、中部電力(株)は、平成28(2016)年9月末までに完工する予定としていましたが、平成28(2016)年7月29日、一部工事の工期を延長し、その終了時期は新規制基準への適合性審査が概ね終了して工事の見通しが得られたところで明らかにすると発表しました。

また、3号機の追加対策工事については、4号機に引き続き対応するとしています。

＜追加対策の主な内容＞

○地震対策： 4号機取水槽地盤改良工事、敷地内斜面補強工事等

○津波対策： 海拔 20mの建屋開口部への自動閉止装置による浸水防止対策

○竜巻対策： 屋外のポンプ、配管の竜巻による強風や飛来物に対する防護対策

○火災対策： 耐火隔壁、火災感知器、自動消火装置の追設等

○注水機能強化： 可搬型注水ポンプの追加配備、ポンプの建屋接続口の分散配置等

○減圧機能強化： 主蒸気逃がし安全弁作動用の可搬型高圧窒素ガスボンベの配備

○電源機能強化： 交流・直流電源車の配備、建屋接続口の分散配置 など

14 使用済燃料乾式貯蔵施設の建設計画

平成20(2008)年12月22日、中部電力(株)は、使用済燃料乾式貯蔵施設の建設計画を公表しました。乾式貯蔵施設とは、使用済燃料を再処理施設に搬出するまでの間、専用の容器(金属キャスク)に収納し、空気の自然循環で冷やしながら貯蔵する施設です。

同社は、建設予定地の地質調査や施設の設計を進めてきましたが、平成25(2013)年7月に施行された原子力規制委員会の新規制基準を踏まえ、新たに基準地震動を策定し、建設予定地の基準地震動を1,200ガルとしました。それにもない、乾式貯蔵施設の耐震設計の見直しを行い、平成27(2015)年1月26日、既に提出していた4号機の新規制基準適合性審査に係る発電用原子炉設置変更許可申請書に、使用済燃料乾式貯蔵施設に関する事項を追記して再申請を行いました。

その後、同社は「原子力発電所敷地内での輸送・貯蔵兼用乾式キャスクによる使用済燃料の貯蔵に関する審査ガイド」が平成31(2019)年3月13日に制定されたこと、およびこれまでの新規制基準適合性審査での議論を踏まえ、令和6(2024)年11月13日に使用済燃料乾式貯蔵建屋を半地下式から地上式とするとともに、使用済燃料の貯蔵容量を約400トン・ウランから約800トン・ウランとするよう設計方針の変更を公表しました。

令和6(2024)年12月31日現在、申請内容について原子力規制委員会による審査が行われています。