

伊方発電所の安全対策等に関する 四国電力（株）との勉強会について

平成 28 年 8 月 10 日時点

この資料は、高知県が四国電力との勉強会で確認
した事項をQ&Aの形にとりまとめたものです。

高知県

(はじめに)

平成 23 年 3 月 11 日、東京電力株式会社福島第一原子力発電所は、東北地方太平洋沖地震とこれに伴う津波により全ての電源を喪失しました。その結果、原子炉の炉心溶融が起り、極めて重大で広範囲に影響を及ぼす原子力事故が発生し、いまだ多くの方々が避難生活を余儀なくされています。

このような原発事故の被害の甚大さや、その影響が長期間にわたって広範囲に及ぶことに鑑みれば、脱原発を目指して原発への依存度を徐々に減らしていくことが必要であると考えられます。但し、原発に依存しない社会がどれだけの期間で実現できるのか、比較的短期間でできるのか、それとも極めて長期間を要するのかは、科学技術の進展等によるものです。この間、県民の皆様が社会生活や経済活動を安定的に維持していくために、やむを得ず原発を再稼働せざるを得ない時期がある可能性は否定できません。しかし、仮にそうなった場合でも、安全対策が万全であることが大前提となります。

本県においても、ひとたび、伊方発電所で重大な事故が起れば、その影響を受けることが予想されることから、県民の皆様は伊方発電所の安全性に対し高い関心を持たれています。しかしながら、原子力発電に関する内容は専門性が高いことなどから、わかりやすく丁寧な説明が求められます。

このため、本県では、「伊方発電所の安全対策等に関する四国電力(株)との勉強会」を、平成 23 年 7 月から計 17 回にわたって開催してきました。この中で、四国電力に対して、県民の皆様が日頃から心配されている原発の安全性に関する様々な疑問とともに、電力不足が生じていない現状での原発の再稼働の必要性についても疑問を投げかけ、専門的な知識を持たない我々にも理解できるよう、丁寧でわかりやすい説明と安全対策の徹底を求めてまいりました。

この間、四国電力株式会社伊方発電所 3 号機については、原子力規制委員会による新規制基準への適合性審査の結果、平成 27 年 7 月 15 日に設置変更許可、平成 28 年 3 月 23 日に工事計画認可、同年 4 月 19 日には保安規定認可となり、現在、再稼働に向けた手続きの最終段階である使用前検査が実施されています。

また、伊方発電所の立地県である愛媛県においては、伊方原子力発電所環境安全管理委員会原子力安全専門部会において新規制基準への適合状況の審議が行われ、平成 27 年 9 月 1 日に原子力規制委員会の審査結果を妥当と判断するとの報告書が愛媛県知事に提出されました。これを受けて、同年 10 月 26 日、愛媛県知事が再稼働に同意しました。

同日、本県としても、伊方発電所3号機の安全性や再稼働の必要性などについて、勉強会などを通じて四国電力から得られた説明は、合理的な説明であると考え、県民の生活や経済活動に不可欠な電力の安定供給のためには、現時点では、伊方発電所3号機の再稼働はやむを得ないとの意見を述べさせていただきました。

伊方発電所の安全性などについては、四国電力との勉強会を通じて確認した内容を、昨年10月に「伊方発電所の安全対策等に関する四国電力（株）との勉強会について」として公表しておりますが、その後、県民の皆様からいただいた新たな疑問や熊本地震のように新たに発生した事象について四国電力に確認する必要性が生じてまいりました。こうした内容について、平成28年5月に勉強会を開催するなどして、四国電力に説明を求め、新たに確認することができましたので、今回、その内容を追加し、公表します。

目次

■新規制基準

問① 福島第一原子力発電所の事故を受けて、原子力発電所の設置基準はどう変わったのですか。	1
--	---

■地震対策

「地震対策」に関する回答要旨	3
----------------	---

問① 伊方発電所は想定される最大の揺れに耐えられるのですか。	5
問①-1 伊方発電所で想定される最大の揺れはどのくらいですか。	7
問①-2 2008年の岩手・宮城内陸地震では4022ガルの最大加速度が記録されていますが、伊方発電所で想定している地震は小さくはないのですか。	16
問①-3 中央構造線断層帯と別府-万年山断層帯の全長480kmが一度に動いた場合の地震にも耐えられるのですか。	18
問①-4 安全上重要な施設は損傷しないのですか。特に配管は大丈夫ですか。	19
問①-5 地盤の液化化の影響はないのですか。	24
問①-6 伊方発電所の直下に活断層はないのですか。	25
問①-7 2016年の熊本地震と同じような強さの地震が伊方発電所で起こった場合は大丈夫なのですか。	26
問①-8 伊方発電所において、基準地震動650ガルに相当する揺れが、2016年の熊本地震のように繰り返し起こった場合は大丈夫なのでしょうか。	27

■津波対策

「津波対策」に関する回答要旨	29
----------------	----

問② 伊方発電所は想定される最大の津波に耐えられるのですか。	31
問②-1 万一、浸水した場合の対応はどうなっているのですか。	34

■原子炉を止める対策

「原子炉を止める対策」に関する回答要旨	37
---------------------	----

問③ いざというときに、安全に運転を止めることができるのですか。	39
問③-1 どんな状況下においても、制御棒は必ず挿入できるのですか。	43
問③-2 万一、制御棒が挿入されなかった場合の対策はあるのですか。	45
問③-3 蒸気発生器の細管や、一次冷却水の配管が破損した場合の対応を教えてください。	48

■原子炉を冷やす対策

「原子炉を冷やす対策」に関する回答要旨	51
---------------------	----

問④ 長時間にわたり、電源が喪失する恐れはないのですか。	53
問④-1 南海トラフ地震などにより、四国全体で数ヶ月の長期間にわたり外部電源が復旧しない場合でも電源は大丈夫ですか。	57

問⑤ 全ての電源が失われた場合でも、原子炉を冷やすことはできるのですか。	58
--------------------------------------	----

■放射性物質を閉じ込める対策

「放射性物質を閉じ込める対策」に関する回答要旨	61
-------------------------	----

問⑥ 万一、原子炉内の燃料が損傷するような重大な事故が起きた場合でも、放射性物質が外部に漏れないような対策は取られているのですか。	63
問⑥-1 今後設置予定とされていた特定重大事故等対処施設とはどのような施設で、いつごろ完成しますか。	67
問⑥-2 意図的な航空機の原子炉への衝突に対する対策はどうなっていますか。	68

問⑦ 使用済核燃料ピット（プール）の安全性は確保されているのですか。	69
------------------------------------	----

問⑦-1 伊方発電所1号機の廃炉にともない、使用済燃料の扱いはどうなりますか。	72
---	----

■火災対策

「火災対策」に関する回答要旨	73
----------------	----

問⑧ 火災により安全性が損なわれることはないのですか。	75
問⑧-1 消火体制を詳しく教えてください。	78
問⑧-2 大規模災害や道路の寸断などにより、すぐに公設消防が来られない場合にも、十分な消火はできるのですか。	81
問⑧-3 ケーブルの難燃性は確保されているのですか。	81
■経年劣化対策	
「経年劣化対策」に関する回答要旨	83
問⑨ 経年劣化による危険性はないのですか。	85
問⑨-1 経年劣化により大きな設備を交換したことはありますか。	87
問⑨-2 老朽化により原子炉容器は劣化しないのですか。	89
問⑨-3 原子炉容器の検査で異常が見られたことはありませんか。	90
問⑨-4 配管等の金属疲労、金属腐食は進展していないのですか。	93
■プルサーマル運転	
「プルサーマル運転」に関する回答要旨	95
問⑩ プルトニウムはウランと比べて危険とされていますが、プルトニウムを燃料として使うプルサーマル運転は安全なのですか。	97
問⑩-1 プルトニウムを混合したMOX燃料は、事故が起こった時の放射線被害がより深刻になるのではないのですか。	99
問⑩-2 MOX燃料はウラン燃料と比較して制御が難しいのではないのですか。	101
問⑩-3 ステップ2燃料（高燃焼度ウラン燃料）と組み合わせたプルサーマル運転は、危険ではないのですか。	103
■事故が起こった際の対応	
「事故が起こった際の対応」に関する回答要旨	105
問⑪ 万が一、事故が起こった際の対応はどのようになっているのですか。	107
問⑪-1 災害対策活動に従事する要員は何人必要ですか。また、その人員は常駐しているのですか。	108
<関連情報>高知県の対応	110
■原子力発電の再稼働の必要性	
「原子力発電の再稼働の必要性」に関する回答要旨	115
問⑫ なぜ原子力発電所の再稼働が必要なのですか。	118
問⑫-1 電力は足りているのではないのですか、なぜ、今再稼働が必要なのですか。電力供給面から詳しく教えてください。	121
問⑫-2 火力発電施設のトラブルとはどういうトラブルなのですか。	129
問⑫-3 停電が起こった場合、どういう深刻な影響が想定されるのですか。	131
問⑫-4 電力供給面に問題があるのなら、火力発電所の更新を進めていけばいいのではないのですか。あるいは他の電力会社からの購入量の追加や融通で乗り切れるのではないのですか。	133
問⑫-5 さらに節電を行えば、原子力発電所の再稼働は必要ないのではないのですか。	135
問⑫-6 電力需給を抑えられるデマンドレスポンスとはどういうものですか。	136
問⑫-7 突発的な電力供給の低下時に、随時調整契約を活用すれば、電力需要を抑えられるのではないのですか。	137
問⑫-8 電力の小売が前面自由化されましたが、電力需給にどのような影響がでていますか。	138
問⑫-9 現在の電気料金は、伊方発電所3号機の再稼働が前提になっていると聞いていますが、再稼働しない場合、電気料金はどうなるのですか。	139
問⑫-10 温室効果ガスの削減目標は、再稼働がなくても達成できるのではないのですか。	142
問⑫-11 仮に、今、再稼働が必要だとしても、いつまで必要なのですか。国のエネルギー基本計画でも、原発依存度を可能な限り低減させると明記していますが、どんな具体的努力をしていくのですか。	145

問① 福島第一原子力発電所の事故を受けて、原子力発電所の設置基準はどう変わったのですか。

【福島第一原子力発電所の事故】

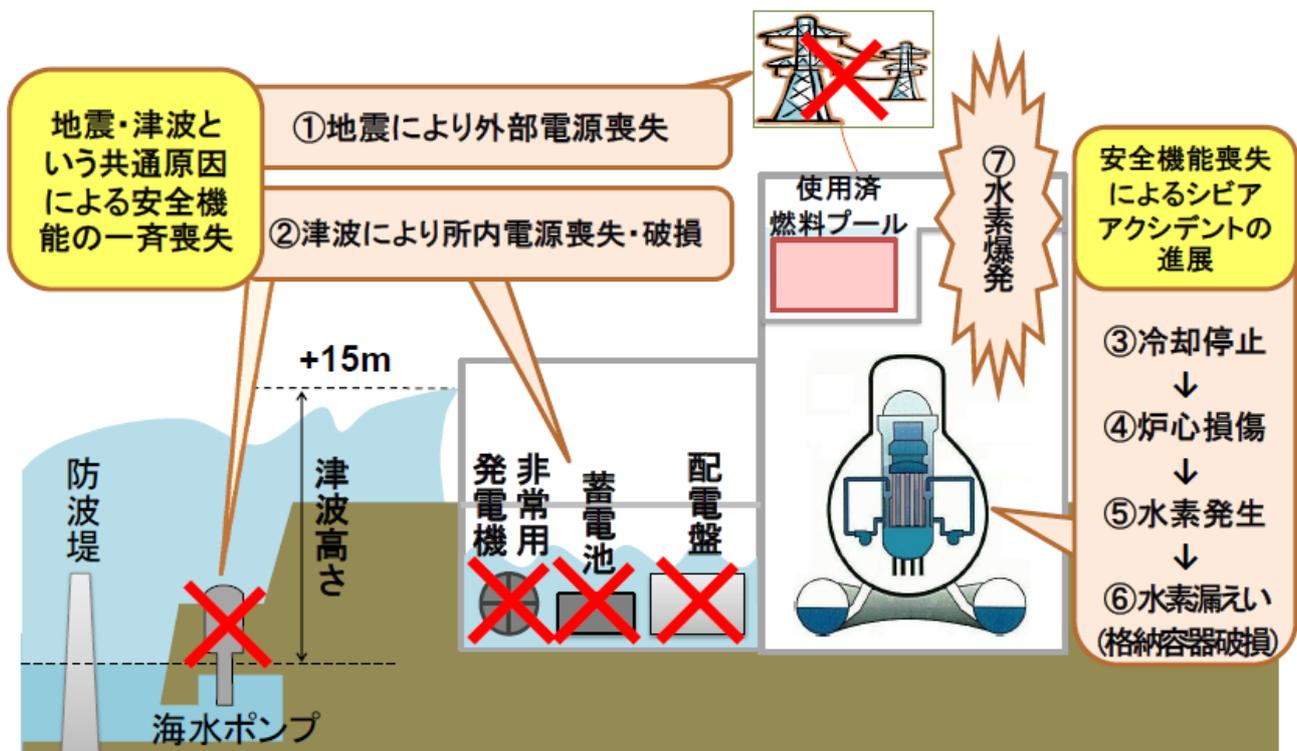
平成 23 年 3 月 11 日、東北地方太平洋沖地震が発生し、東京電力福島第一原子力発電所では原子炉が自動で停止しました。その際、地震により外部電源を喪失しましたが、非常用発電機が起動し、原子炉を冷やすことができていました。

しかし、その後の津波により、非常用発電機や配電盤などが浸水して全ての電源を失い、原子炉を冷やすことができなくなりました。※

※原子炉を停止し、核分裂反応が止まっても、原子炉内の燃料からは熱が発生し続けています。そのため、継続的に原子炉内へ冷却水を送り、燃料を冷却する必要があります。

原子炉を冷やすことができなくなったことにより、高温になった燃料(炉心)が損傷するとともに、燃料を覆う金属と水蒸気が化学反応して水素が発生しました。その後、発生した水素が原子炉建屋にたまって水素爆発が起こり、外部へ放射性物質が放出される事態となりました。

図①-1 福島第一原発事故



[出典：原子力規制委員会ホームページ]

【新規制基準】

福島第一原子力発電所の事故を受け、平成 24 年 9 月 19 日に原子力規制委員会が発足し、平成 25 年 7 月 8 日には、原子炉等の設計を審査するための新しい規制基準が施行されました。

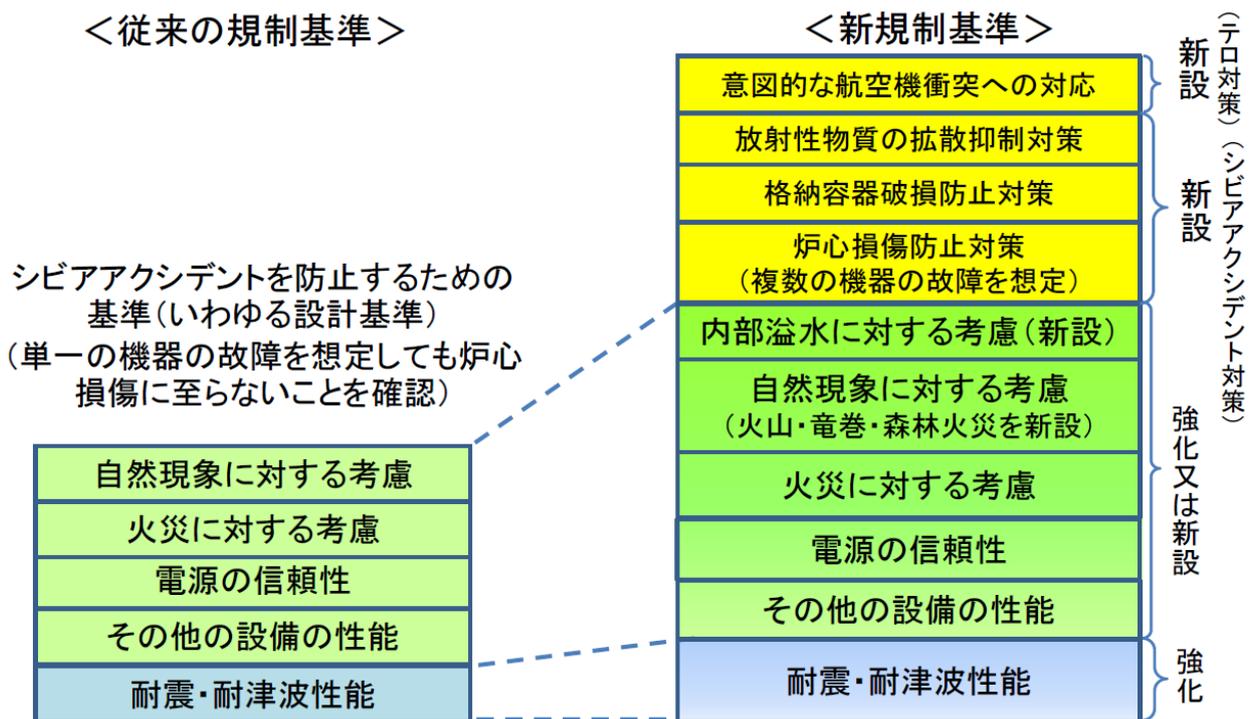
新規制基準では、従来の安全対策は不十分との考えから、シビアアクシデント（重大事故）を防止するための基準の強化・新設が行われており、地震・津波対策の強化などが必要となりました。

また、シビアアクシデントが発生した場合に、その進展を食い止めるための設備や手順の整備が新たに要求されており、万が一、事故が発生しても炉心損傷を防止するための対策や、放射性物質が外部へ拡散することを抑制するための対策が必要となりました。

さらに、新しい基準を既存の施設に適用することを求めた「バックフィット制度」が導入され、新規制基準に適合しない原子力発電所は、稼働することができなくなりました。

このため、現在は全国の原子力発電所の大部分が停止したままとなっています。

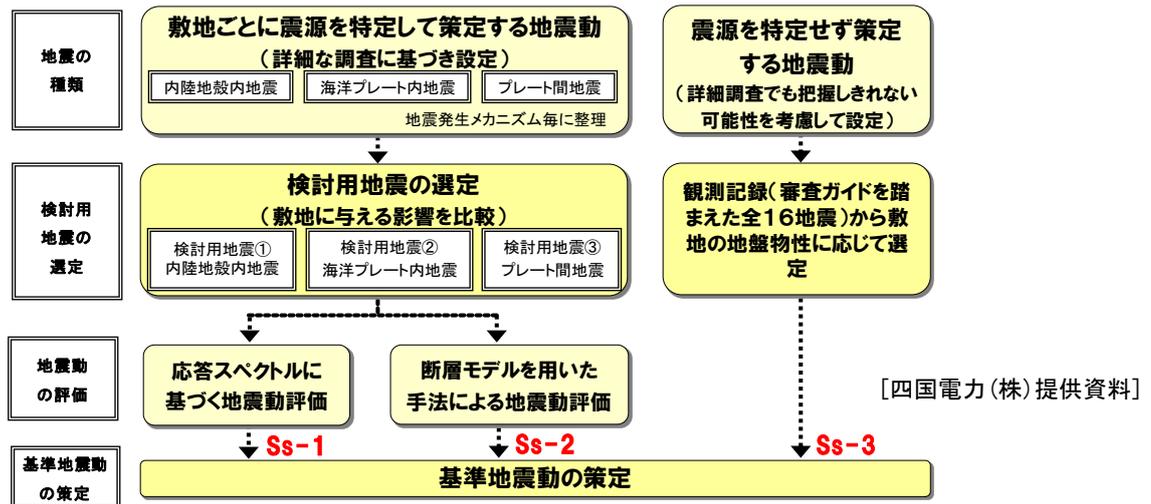
図①-2 従来の基準と新規制基準の比較



[出典：原子力規制委員会ホームページ]

「地震対策」に関する回答要旨

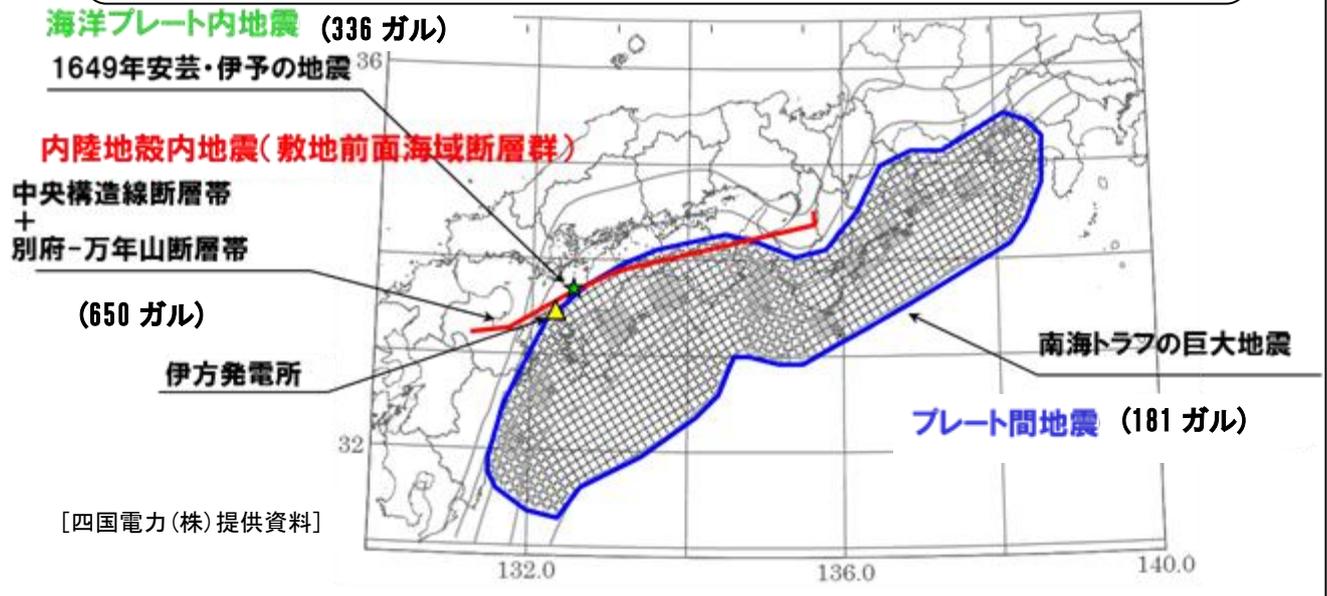
○原子力発電所の耐震設計において基準とする地震の揺れを「基準地震動」といいます。地震による揺れの大きさは、震源からの距離、震源域の広さ、震源の位置、地盤の固さなどによって決まるため、「基準地震動」を算定する際には、立地する敷地に大きな影響を与える様々な地震をリストアップした上で、地震断層の長さや断層面の傾斜角度などに関し、揺れが大きくなる厳しい条件を想定して発電所における地盤の揺れを評価し、策定しています。（詳細は問①-1）



この結果、伊方発電所では、敷地の沖合約8 kmにある“中央構造線断層帯による地震”が最も大きな影響を与えると想定しており、四国電力はこの地震による基礎岩盤の揺れについて厳しい条件を想定して評価した結果、想定される最大の揺れである「基準地震動」の最大値は650ガルと想定しています。

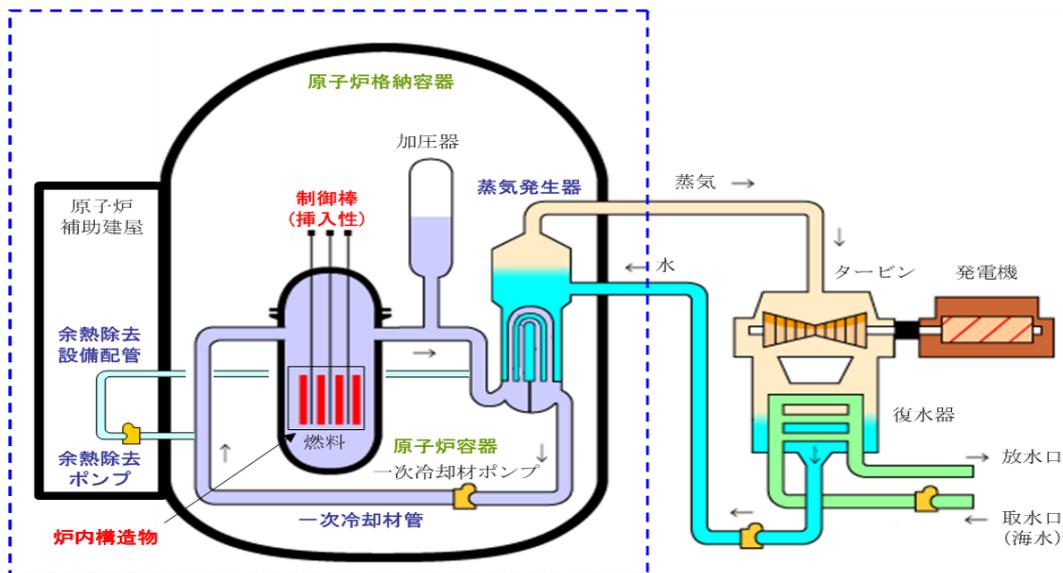
なお、“南海トラフの巨大地震”については、震源から発電所までの距離が遠いことから影響が小さく、伊方発電所の岩盤上での揺れの大きさは181ガルと想定しています。（詳細は問①-1）

ガル：地震による地盤や建物等の揺れの大きさを表す加速度の単位。値が大きいほど揺れが激しい。
 ・ 1ガル = 1 cm/秒²、重力加速度 1G = 980ガル
 ・ 伊方発電所の基礎岩盤で650ガルの最大加速度を観測するような地震の場合、一般の地盤ではその2～3倍の揺れとなることから震度7が観測されることが予想されます。



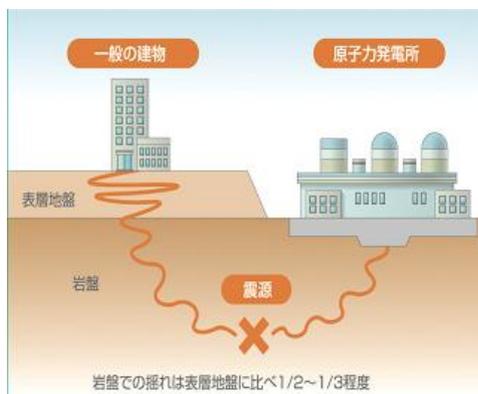
○伊方発電所において、原子炉容器や原子炉の運転を制御する制御棒などの原子炉を「止める」機能や燃料を「冷やす」機能、放射性物質を「閉じ込める」機能などの安全上重要な機能をもつ施設については、想定される最大の揺れの地震である「基準地震動」650ガルにも耐えられるよう、必要な個所には耐震性向上工事を実施しています。さらに、福島第一原発事故を受けた自主的な対応として、これらの施設は、配管も含め、「基準地震動」の最大値650ガルを上回る、概ね1000ガルの揺れに対する耐震性が確保されることを確認しました。（詳細は問①-4）

安全上重要な主な機器
 （新耐震指針に照らした耐震安全性評価報告書記載の耐震Sクラス機器）



[四国電力(株)提供資料]

○なお、これらの安全上重要な機能をもつ施設は、非常に強固で安定した岩盤上に直接設置しており、一般の建物が設置されているようなやわらかい表層地盤に比べ、岩盤での揺れは1/2～1/3程度になります。実際に、伊方町においても、過去に観測された地震で、表層地盤の伊方町九町などに比べて岩盤に設置した伊方発電所の方が揺れは小さくなっています。（詳細は問①-2）



[四国電力(株)提供資料]

地震	伊方町 (表層地盤)	伊方発電所 (岩盤)
芸予地震 (2001. 3. 24)	108 ガル	64 ガル
豊後水道 (2005. 5. 25)	47 ガル	24 ガル
大分県西部 (2006. 6. 12)	59 ガル	24 ガル
伊予灘 (2014. 3. 14)	229.9 ガル	56 ガル

[四国電力(株)提供データを基に作成]

この資料の中の四国電力による「評価」とある表現は、四国電力が今回の原子力規制委員会による伊方発電所3号機の新規制基準への適合性の確認を受けるに当たり行った検証等のことです。

問① 伊方発電所は想定される最大の揺れに耐えられるのですか。

【基準地震動】

原子力発電所の建設にあたっては、例えば大きな地震が起きて、燃料損傷などの大きな事故を起こさないように、また、万が一起きた場合にも、周辺の人々や外部に放射性物質の影響を及ぼさないように、設計段階から地震への対策を講じています。

原子力発電所の耐震設計において基準とする地震の揺れを「基準地震動」といいます。地震による揺れの大きさは、震源からの距離、震源域の広さ、震源の位置、地盤の固さなどによって決まるため、原子力発電所の立地条件により違ってきます。そのため、「基準地震動」を算定する際には、立地する敷地に大きな影響を与える様々な地震をリストアップした上で、地震断層の長さや断層面の傾斜角度などに関し、揺れが大きくなる厳しい条件を想定して発電所における地盤の揺れを評価し、策定しています。

【伊方発電所の最大の揺れは 650 ガル】（図①-1）

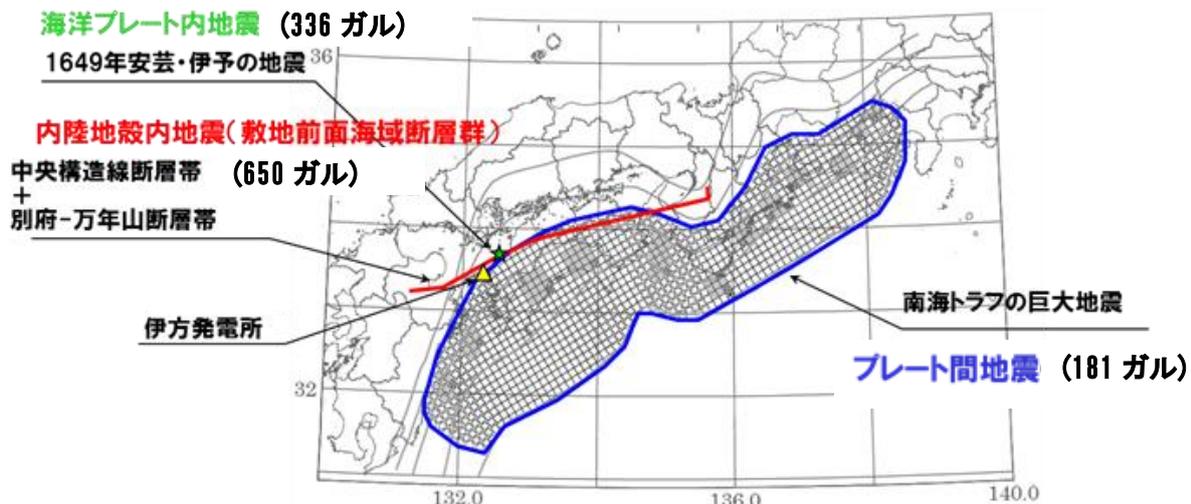
伊方発電所の場合は、“敷地前面海域の断層群（中央構造線断層帯）による地震”が最も大きな影響を与えると想定しており、四国電力はこの地震による基礎岩盤の揺れについて厳しい条件を想定して評価し、最大加速度 650 ガル※¹の地震動※²をはじめ、11 種類の地震動を「基準地震動」として策定しています。

※¹ ガル：地震による地盤や建物等の揺れの大きさを表す加速度の単位。値が大きいほど揺れが激しいことを示す。（1ガル=1cm/秒²）（参考）重力加速度1G=980ガル

※² 伊方発電所の基礎岩盤で650ガルの最大加速度を観測するような地震の場合、一般の地盤ではその2～3倍の揺れとなることから震度7が観測されることが予想されます。

なお、“南海トラフの巨大地震（M9.0）”について四国電力が試算した結果では、内閣府が平成24年8月に公表した複数のケースの中で、伊方発電所にもっとも影響が大きいと考えられる「強震動域が陸側のケース」を基本に、強い震動を発生するエリアを発電所直下に追加したケースでも、震源から発電所までの距離が遠いことから、伊方発電所の岩盤上での揺れの大きさは181ガルと想定しています。

図①-1 伊方発電所に影響を与える地震とその震源域



【伊方発電所における耐震性】(表①-1)

原子炉容器や、使用済燃料プール、制御棒など原子炉を停止する機能や、放射性物質を閉じ込める機能を担う耐震重要度 **S** クラスの施設については、「**基準地震動**」を受けても、構造的な強度、制御棒挿入時間などの基本的な機能を維持できるか評価を実施しており、工事計画認可の審査過程で原子力規制委員会によって確認されました。

さらに、伊方発電所では、これら安全上重要な **S** クラスの施設については、配管も含め、概ね 1000 ガル※¹の揺れに対する耐震性が確保されることを確認し、余裕が少ない施設に対しては耐震裕度向上工事※²を行っています。

※¹伊方発電所では、愛媛県の要請を受け、福島第一原発事故を受けた自主的な対応として、新規規制基準で求められている「**基準地震動**」の 650 ガルを超える、概ね 1000 ガルに対する耐震性を確認しました。

※²水素処理装置や代替格納容器スプレイポンプなど、新規規制基準に対応するために新たに設置した「**重大事故等対処設備**」についても、概ね 1000 ガルの揺れに対する耐震性が確保されることを確認しました。

余裕が少ない施設については、耐震裕度向上工事を実施しています。

また、これら **S** クラスの安全上重要な施設・設備は、「**基準地震動**」による地震力への耐震性とは別に、建築基準法（第 20 条）で規定される地震力※¹の 3 倍程度の力に対してもほとんど壊れないで耐えられる※²よう設計し、建設しています。

※¹建築基準法では、水平方向の 0.2G（約 200 ガル）程度をベースとして地震力を設定しています。

原子炉施設の **S** クラス設備の耐震設計では、水平方向の地震力と鉛直方向の地震力を考慮しています。

※²建築基準法では、「地震の揺れにより一時的に変形しても、揺れが収まればほぼ元の形状に戻る」ことを要求しています。

放射性廃棄物処理設備や燃料クレーンなど、放射性物質に関連した施設については、耐震重要度 **B** クラスとして、建築基準法で規定される地震力の 1.5 倍程度の力に耐えられるよう設計し、建設しており、タービン発電機など、原子炉を停止する機能や放射性物質に関わらない設備で、一般産業施設、公共施設と同等の安全性が要求される施設については、耐震重要度 **C** クラスとして建築基準法で規定される地震力に耐えられるよう設計し、建設しています。

表①-1 原子炉施設の耐震重要度分類

・ S クラス(原子炉容器、原子炉格納容器、制御棒、非常用発電機など) 止める、冷やす、閉じ込める機能など	基準地震動に対して 安全機能保持 建築基準法の3.0倍※
・ B クラス(廃棄物処理設備など)	建築基準法の1.5倍※
・ C クラス(タービン設備、発電機など)	建築基準法の1.0倍※
※機器・配管は更に2割増し	

[出典：基準地震動及び耐震設計方針に係る審査ガイド(平成 25 年 6 月 原子力規制委員会)より四国電力作成]

問①-1 伊方発電所で想定される最大の揺れはどのくらいですか。

【伊方発電所における最大の揺れは 650 ガル】(表①-1-1、図①-1-1)

伊方発電所では、その敷地において起こり得る最大の揺れである「基準地震動」に対し、原子炉を止め、冷やし、放射能を閉じ込める機能を担う安全上重要なSクラスの施設が、その揺れに十分耐えられるかどうか、新規基準に基づき、評価しています。

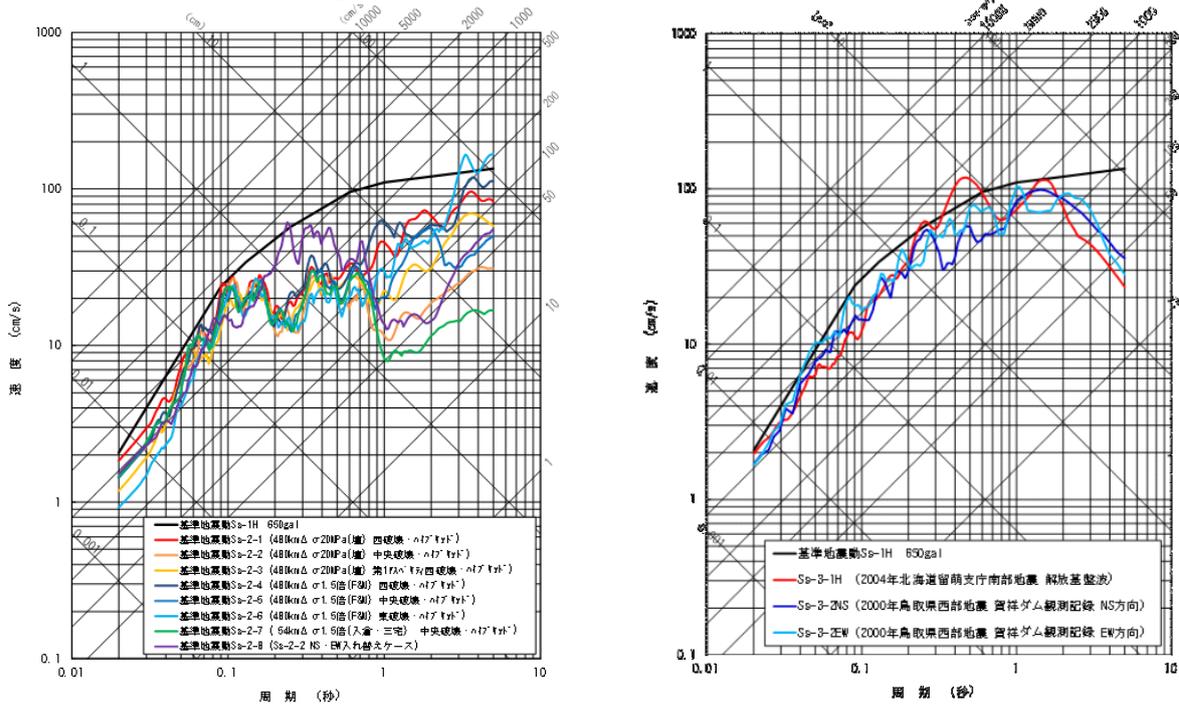
伊方発電所が設置されている岩盤上で想定される「基準地震動」は全部で 11 種類あり、その最大値は 650 ガルと評価しています。伊方発電所の基礎岩盤で 650 ガルの最大加速度を観測するような地震の場合、一般の地盤ではその 2～3 倍の揺れとなることから震度 7 が観測されることが予想されます。

表①-1-1 基準地震動評価結果

基準地震動 (全11波)			最大加速度
震源を特定して策定する地震動	応答スペクトル法による評価	Ss-1	650ガル
			579ガル
	断層モデルによる評価 (敷地前面海域の断層群 (中央構造線断層帯))		478ガル
			418ガル
			494ガル
			452ガル
			360ガル
			458ガル
震源を特定せず策定する地震動	北海道留萌支庁南部	Ss-3	620ガル
	鳥取県西部	(2波)	531ガル

[四国電力(株)提供データを元に作成]

図①-1-1 基準地震動(11波) (水平方向)



[四国電力(株)提供資料]

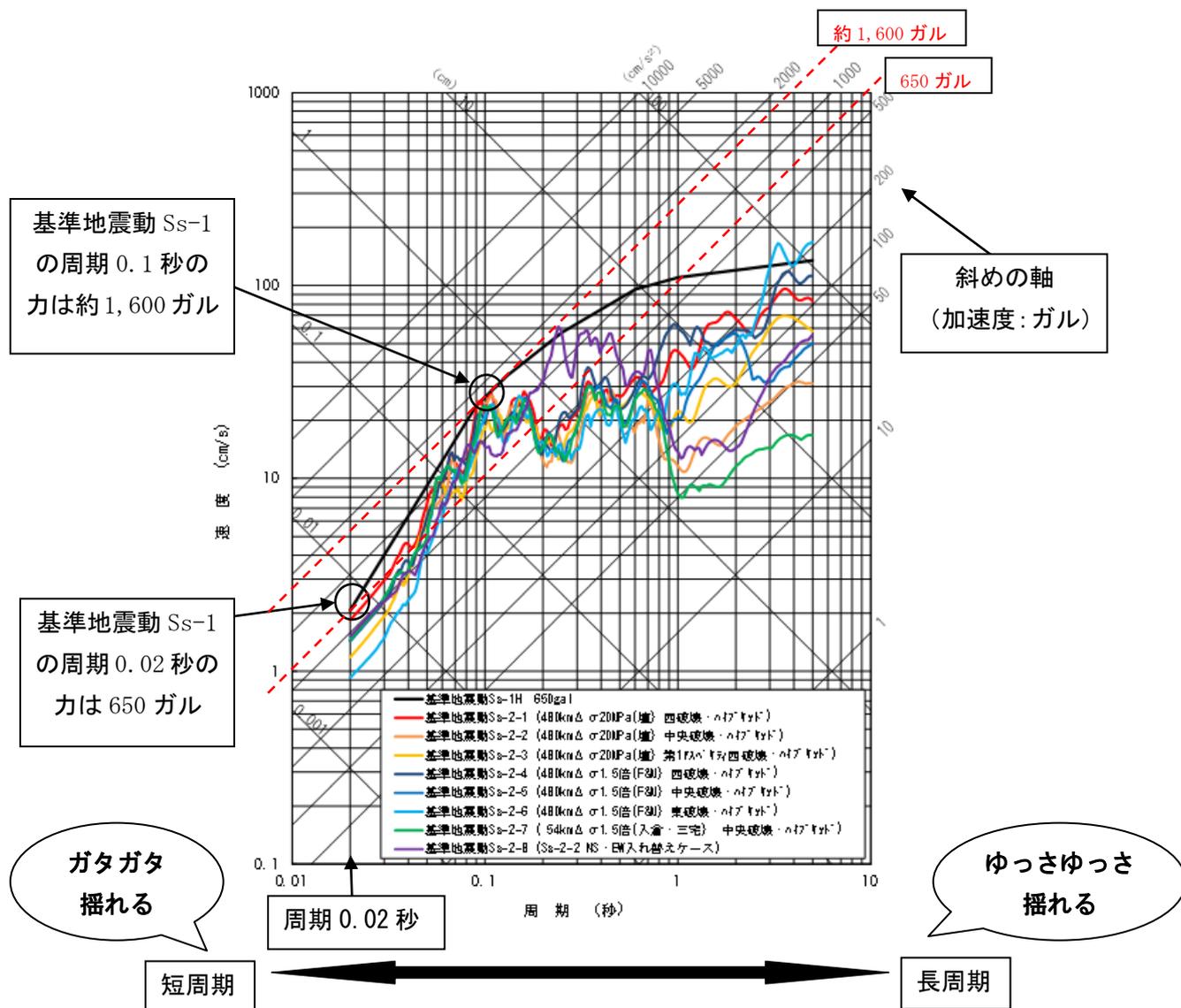
<参考> 基準地震動について (図①-1-2)

「基準地震動」を表した下図は、縦軸が速度 (cm/秒)、横軸が周期 (秒)、斜めの軸が加速度 (単位: cm/秒²=ガル) を表しています。

地震の波には、様々な周期の波が含まれていますが、「基準地震動」の大きさを示す時は、慣例で周期 0.02 秒の加速度の値で表現されることとなっており、下図の基準地震動 Ss-1 (黒い曲線) の場合は、周期 0.02 秒のところから 650 ガルであることから「650 ガルの基準地震動 Ss-1」と表現されています。このため、「650 ガルの基準地震動 Ss-1」で揺らせた場合、固有周期 0.02 秒の施設は 650 ガルの加速度で揺れますが、固有周期 0.1 秒の施設は約 1,600 ガルの加速度で揺れます。つまり、「650 ガルの基準地震動 Ss-1」といっても、周期が違えば、650 ガルよりも大きい加速度で揺れる場合があります。

耐震設計において重要なのは、各施設が固有周期で揺れた場合に受ける力に耐えられるかどうかということであり、「650 ガルの基準地震動 Ss-1」に耐えられる設計では、例えば、基準地震動を設定している地盤に直接設置された設備においては、固有周期 0.02 秒の施設は 650 ガルの加速度に耐えられる、固有周期が 0.1 秒の施設は約 1,600 ガルの加速度に耐えられる設計となっています。

図①-1-2 伊方発電所の基準地震動 Ss-1、Ss-2 (水平方向)



[四国電力(株)提供資料に説明を付加]

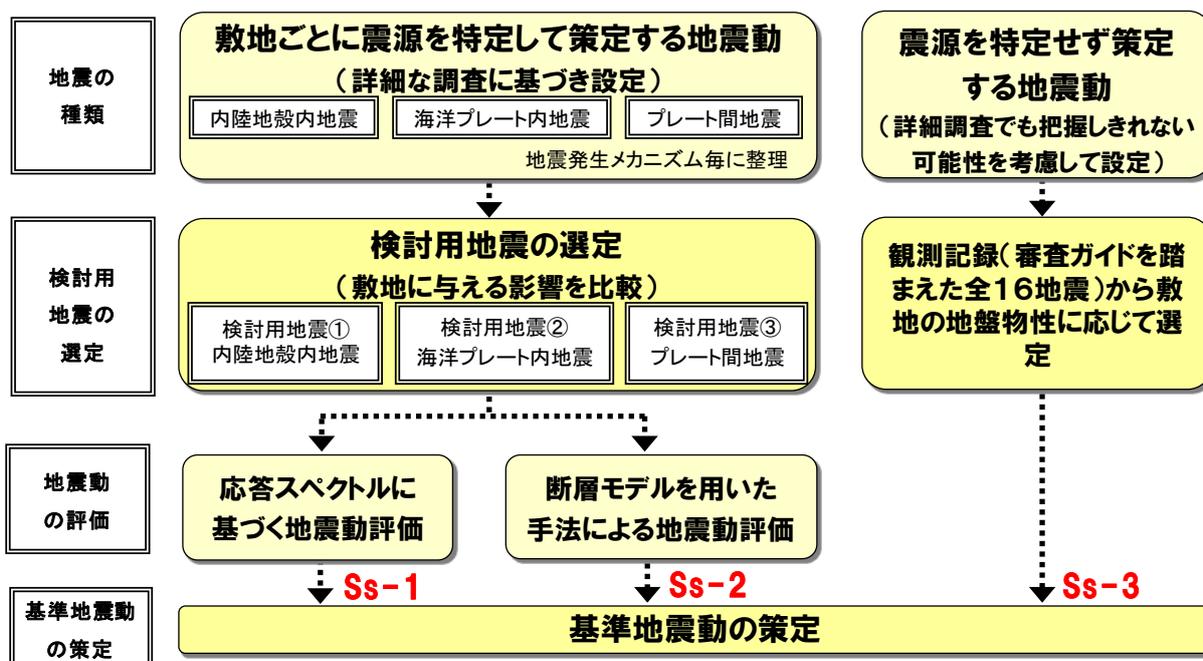
【基準地震動の策定方法】（図①-1-3）

「基準地震動」の策定においては、

- ・過去にその地域に被害を及ぼした歴史地震や、敷地周辺の活断層が動いた場合に発生する可能性のある地震などの「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」
- ・これまで見つかっていない活断層による地震「震源を特定せず策定する地震動」

を考慮しています。

図①-1-3 基準地震動の策定フロー



[四国電力(株)提供資料]

【伊方発電所における基準地震動の策定】

(1) 「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」

まず、敷地周辺の地形や地質の調査、文献調査などにより敷地に影響を及ぼす様々な地震をリストアップし、それらを地震発生様式別に

- ①陸域のプレートの断層によって起こる「内陸地殻内地震」
- ②大陸プレートの下に沈み込んだ海洋プレートが地下で割れたりすることで起こる「海洋プレート内地震」

③海洋プレートが大陸プレートの下に沈み込む境界で起こる「プレート間地震」に分類整理したうえで、それぞれの分類中で最も影響の大きい（揺れの大きい）地震を「検討用地震」として選定します。（図①-1-4、図①-1-5）

伊方発電所における検討用地震としては、以下の3つを選定しています。

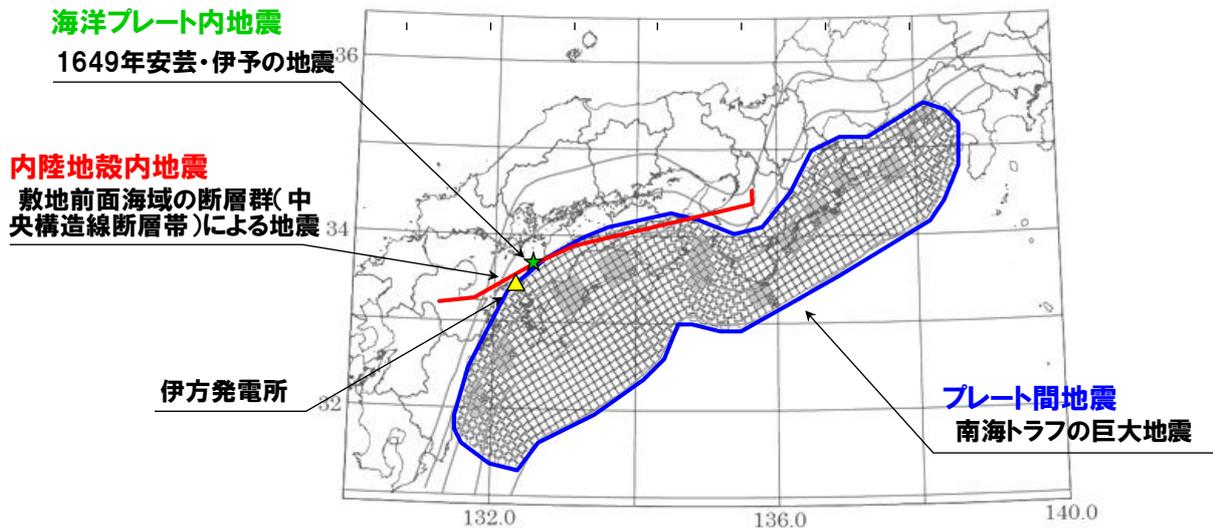
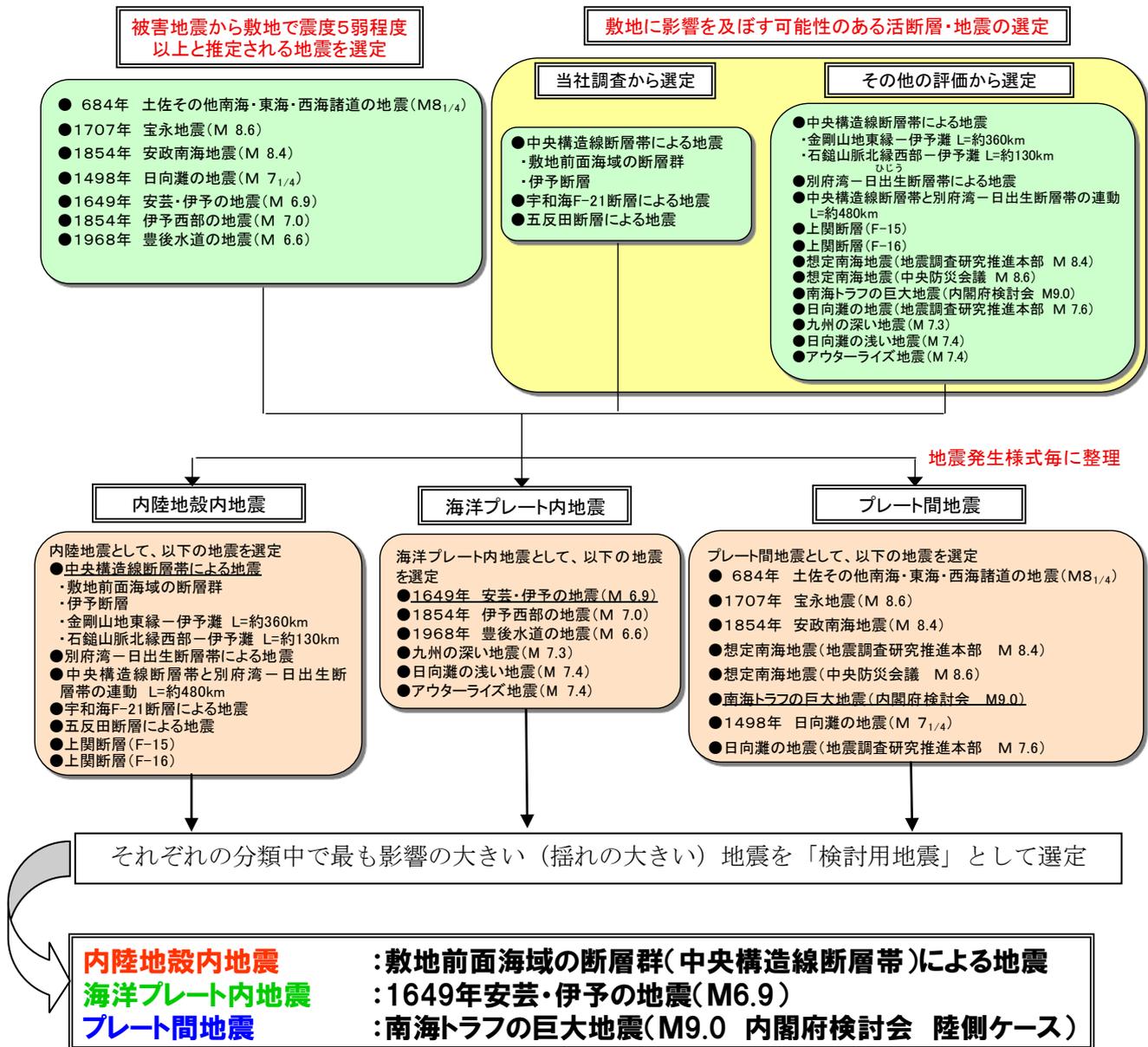
「内陸地殻内地震」：“敷地前面海域の断層群（中央構造線断層帯）による地震”

「海洋プレート内地震」：“1649年安芸・伊予の地震（M6.9）”

「プレート間地震」：“南海トラフの巨大地震（M9.0）” ※

※南海トラフの巨大地震（M9.0）：平成24年8月内閣府検討会 陸側ケース

図①-1-4 「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の検討用地震の選定



[四国電力(株)提供資料に加筆]

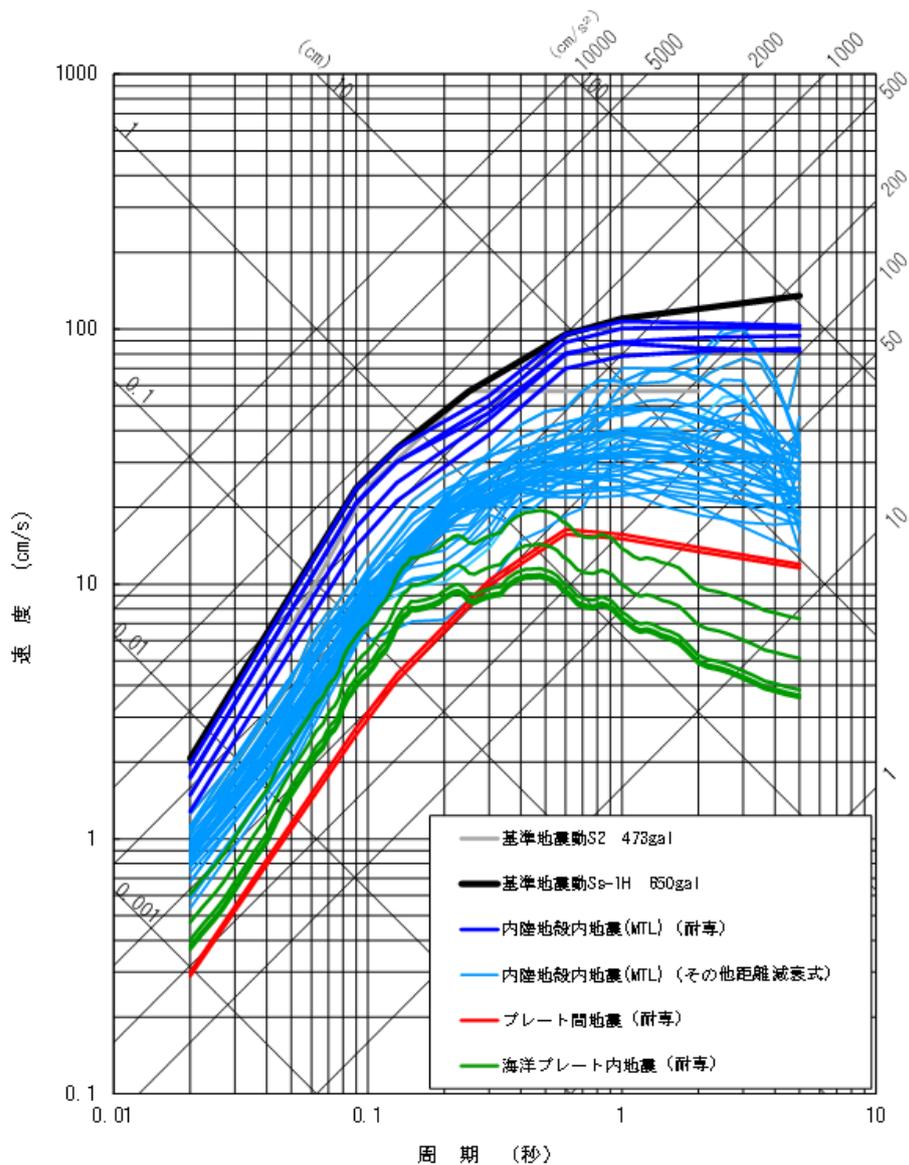
「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の算定にあたっては、「応答スペクトルに基づく手法」※¹と「断層モデルを用いた手法」※²の二つの方法を用いて評価しています。

※¹地震の規模と震源からの距離の関係から、地震動を評価する経験的な手法

※²地震の原因となる断層の活動を表現したモデルを用い、断層面での破壊の開始から進展を考慮して地震動を評価する精緻な解析手法

「応答スペクトルに基づく手法」では、3つの発生様式ごとに選定した検討用地震について、基本となる地震の発生モデルを設定したうえで、断層の長さ、傾きなどの条件を変えて評価し、全ての結果を上回るように「基準地震動」Ss-1（650ガル）を策定しています。（図①-1-5）

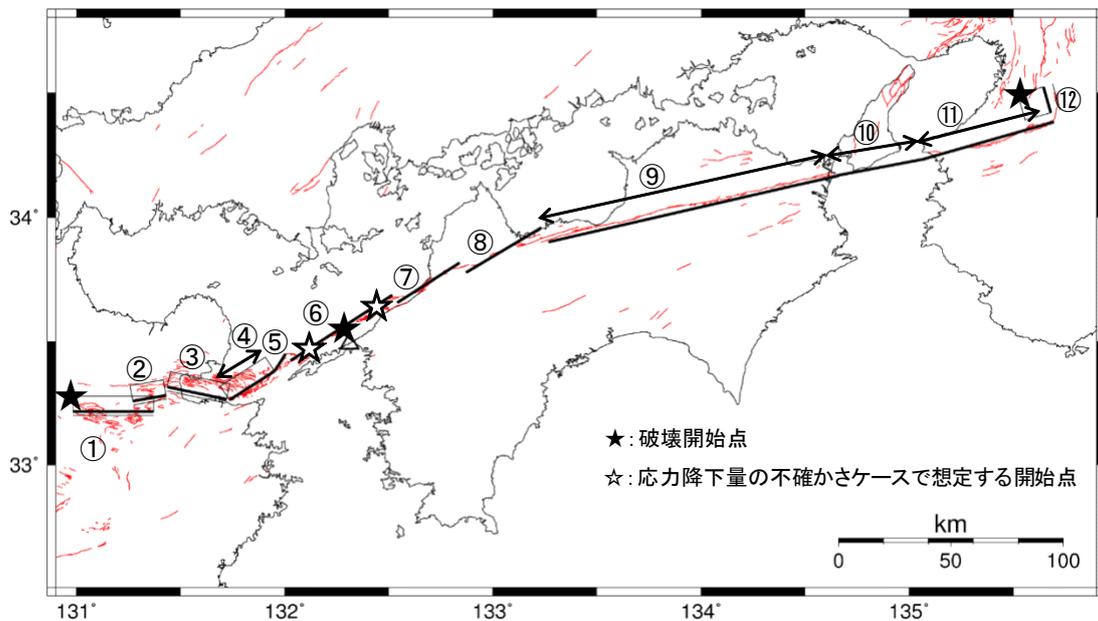
図①-1-5 基準地震動 Ss-1（水平方向）



[四国電力(株)提供資料]

「断層モデルを用いた手法」では、内陸地殻内地震として選定された“敷地前面海域の断層群（中央構造線断層帯）による地震”について、敷地前面海域の断層群 54 k m が動く場合だけでなく、紀伊半島から九州にかけての考えられる最大の長さである 480 k m が動く場合（図①-1-6）も基本ケースに追加し、断層が破壊される時のエネルギー放出量や、断層の傾きなどの条件を変えて様々なケースで地震動を算定した結果、一部の周期帯で「基準地震動」Ss-1 を超える 8 つのケースでの評価結果を、「基準地震動」Ss-2（最大値は 579 ガル）に設定しています。（図①-1-7）

図①-1-6 中央構造線断層帯と別府－万年山断層帯

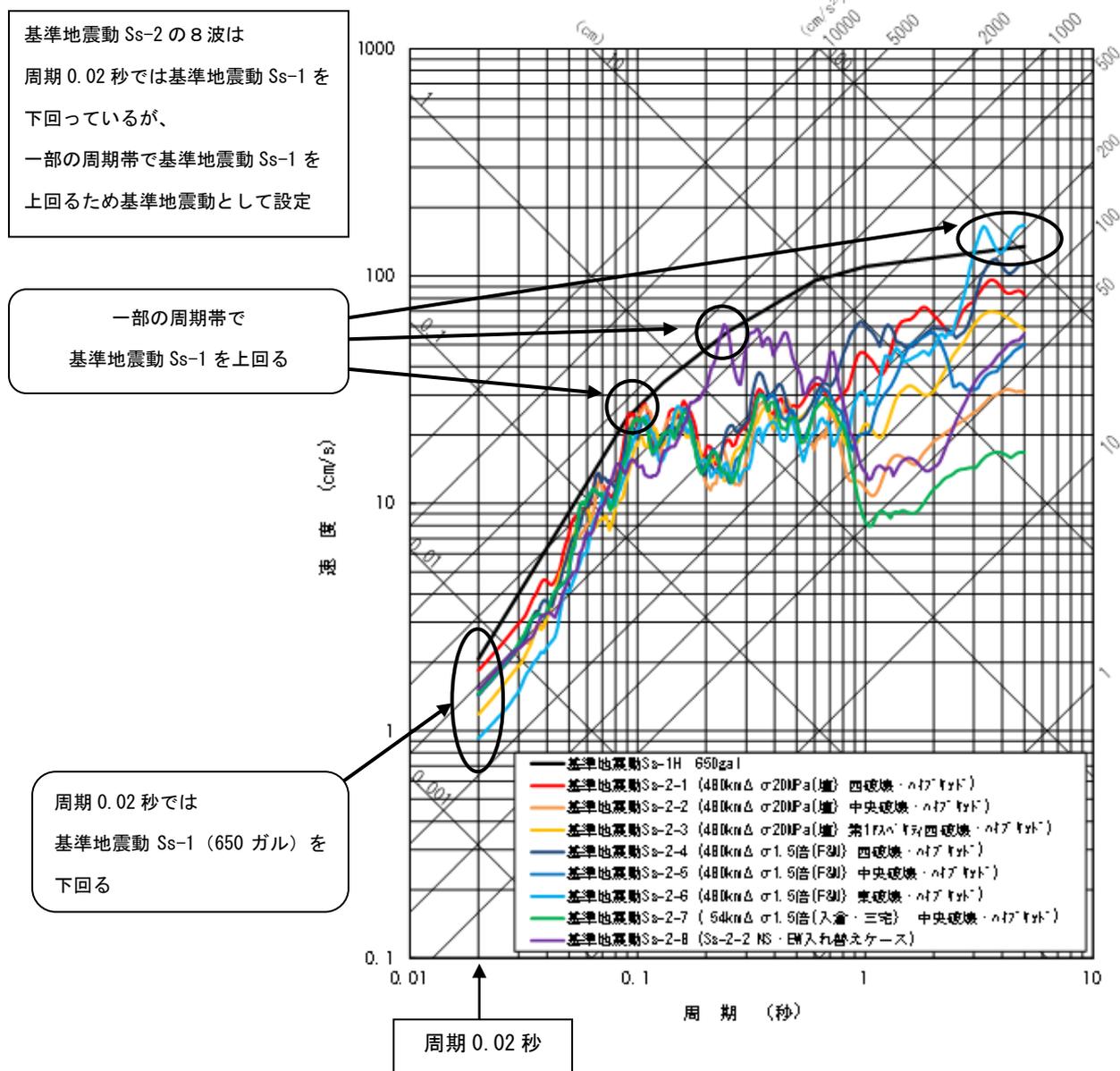


[四国電力(株)提供資料]

- ①：崩平山－亀石山 36 k m
- ②：大分－由布院（西部） 15 k m
- ③：大分－由布院（東部） 27 k m
- ④：豊予海峡（西部） 24 k m
- ⑤：豊予海峡（東部） 9 k m
- ⑥：敷地前面海域の断層群 54 k m**
- ⑦：伊予セグメント 33 k m
- ⑧：川上セグメント 39 k m
- ⑨：讃岐山脈南縁－石鎚山脈北縁東部 132 k m
- ⑩：紀淡海峡－鳴門海峡 40 k m
- ⑪：和泉山脈南縁 60 k m
- ⑫：金剛山地東縁 12 k m

- ①～⑫：中央構造線断層帯と別府－万年山断層帯（紀伊半島～九州） 480 k m

図①-1-7 基準地震動 Ss-1 と Ss-2 (水平方向)



[四国電力(株)提供資料に説明を付加]

なお、「プレート間地震」の揺れについては、過去に発生した南海地震や中央防災会議の想定モデル (M8.6) の規模を上回る想定で作成された、内閣府検討会における“南海トラフの巨大地震 (M9.0)”を基本モデルとして、さらに震源域の中で特に強い地震動を発生するエリアを発電所直下に追加した厳しい条件で評価した結果、発電所敷地での最大の揺れは、181 ガルと評価され、同様の手法で、「海洋プレート内地震」として選定した“1649 年 安芸・伊予の地震 (M6.9)”を評価した結果は 336 ガルとなり、これらはいずれも“敷地前面海域の断層群 (中央構造線断層帯) の地震”による地震動を超えるものではありませんでした。

(2) 「震源を特定せず策定する地震動」

過去に発生した地震では、それまで活断層が確認されていない場所でも地震が発生しており、詳細な調査を実施しても、なお、発生する地震全てを事前に評価できるとは言いきれないことから、「基準地震動」の策定に当たっては「震源を特定せず策定する地震動」を考慮することとされています。

具体的には、原子力規制委員会が制定した「基準地震動および耐震設計方針に係る審査ガイド」において、全国各地の 16 の地震が評価対象として示されており、これらの地震を考慮することとされています。(表①-1-2)

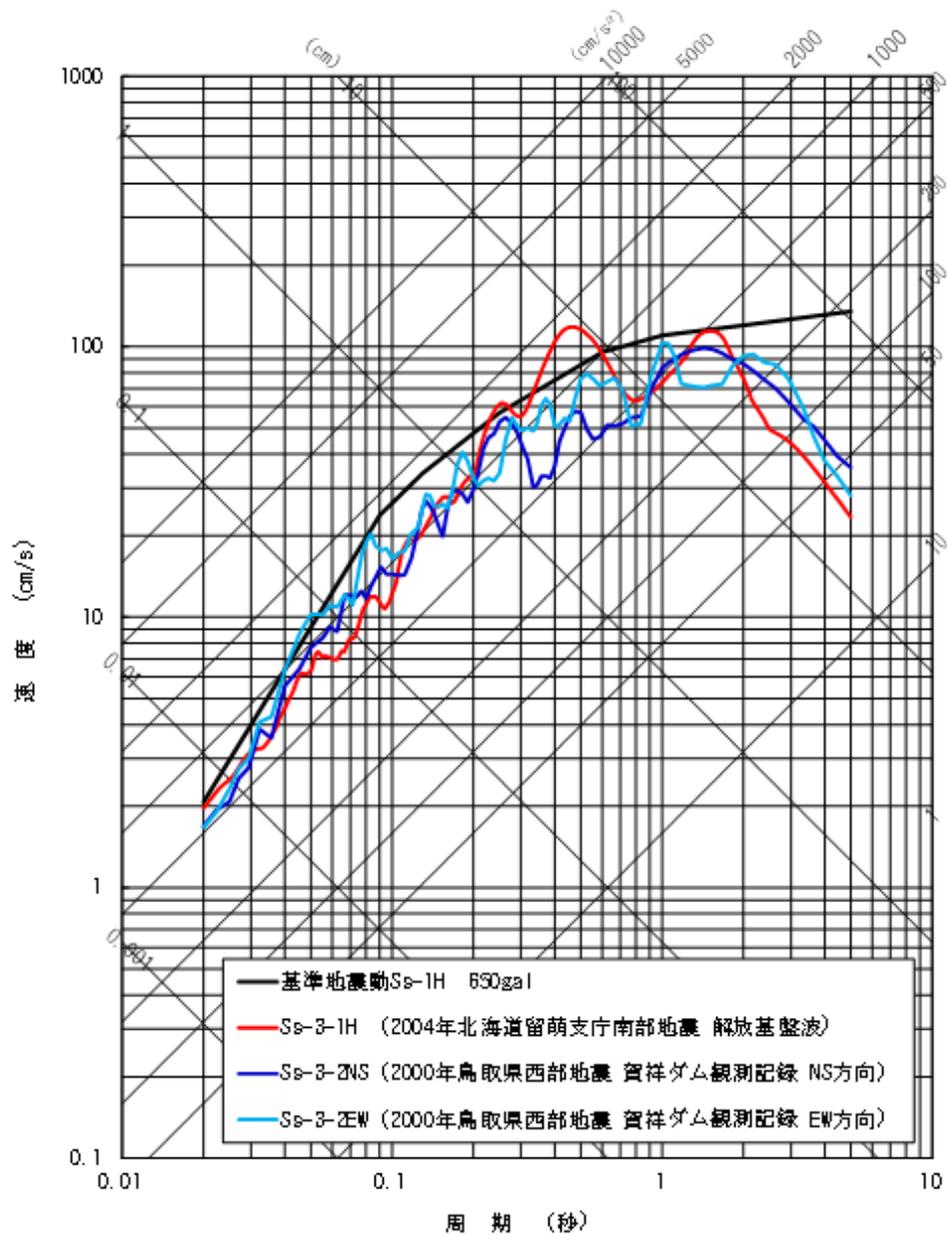
表①-1-2 審査ガイドにおける 16 地震

No	地震名	日時	規模
1	2008年岩手・宮城内陸地震	2008/06/14, 08:43	Mw6.9
2	2000年鳥取県西部地震	2000/10/06, 13:30	Mw6.6
3	2011年長野県北部地震	2011/03/12, 03:59	Mw6.2
4	1997年3月鹿児島県北西部地震	1997/03/26, 17:31	Mw6.1
5	2003年宮城県北部地震	2003/07/26, 07:13	Mw6.1
6	1996年宮城県北部(鬼首)地震	1996/08/11, 03:12	Mw6.0
7	1997年5月鹿児島県北西部地震	1997/05/13, 14:38	Mw6.0
8	1998年岩手県内陸北部地震	1998/09/03, 16:58	Mw5.9
9	2011年静岡県東部地震	2011/03/15, 22:31	Mw5.9
10	1997年山口県北部地震	1997/06/25, 18:50	Mw5.8
11	2011年茨城県北部地震	2011/03/19, 18:56	Mw5.8
12	2013年栃木県北部地震	2013/02/25, 16:23	Mw5.8
13	2004北海道留萌支庁南部地震	2004/12/14, 14:56	Mw5.7
14	2005年福岡県西方沖地震の最大余震	2005/04/20, 06:11	Mw5.4
15	2012年茨城県北部地震	2012/03/10, 02:25	Mw5.2
16	2011年和歌山県北部地震	2011/07/05, 19:18	Mw5.0

[出典：基準地震動及び耐震設計方針に係る審査ガイド（平成 25 年 6 月 原子力規制委員会）]

四国電力が地質や活断層の活動度、地下深部の構造などの地域特性を検討した結果、2004年に発生した「北海道留萌支庁南部地震」および2000年に発生した「鳥取県西部地震」を考慮の対象としました。これらの地震で観測された地震動をもとに、620ガルと531ガルの二つの地震動を「基準地震動」Ss-3に設定しています。(図①-1-8)

図①-1-8 基準地震動 Ss-1 と Ss-3 (水平方向)



[四国電力(株)提供資料]

問①-2 2008年の岩手・宮城内陸地震では4022ガルの最大加速度が記録されていますが、伊方発電所で想定している地震は小さくはないですか。

【岩手・宮城内陸地震】

国内において発生した地震で観測された最大の加速度は、2008年に発生した岩手・宮城内陸地震(岩手県一関市)の4,022ガルとされています。

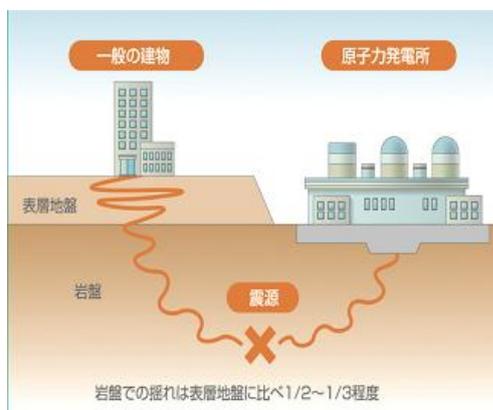
地震による揺れの大きさは、震源からの距離、震源域の広さ、震源の位置、地盤の固さなどによって決まるため、立地条件により違ってきます。この地震では、特に地盤の固さの影響が大きく、伊方発電所が固い岩盤に設置されているのに対し、この地盤は、やわらかい表層地盤であるため、この最大加速度が記録されたものと考えられています。

岩手・宮城内陸地震は、原子力規制委員会の審査ガイドで「震源を特定せず策定する地震動」として収集対象に例示された16の地震の一つですが、伊方発電所立地地点とは地域差が顕著であり、四国電力では類似する地震は起こらないと評価しています。

【地盤と地震動】(図①-2-1、表①-2-1)

一般に、表層地盤に比べ、岩盤での揺れは1/2~1/3程度になります。下図のとおり、伊方町においても、過去に観測された地震で、表層地盤の伊方町九町などに比べて岩盤に設置した伊方発電所の方が揺れは小さくなっています。

図①-2-1 表層地盤と岩盤での揺れの違い



[四国電力(株)提供資料]

表①-2-1 伊方発電所で観測された地震の例

地震	伊方町	伊方発電所
芸予地震 (2001. 3. 24)	108 ガル (九町)	64 ガル
豊後水道 (2005. 5. 25)	47 ガル (九町)	24 ガル
大分県西部 (2006. 6. 12)	59 ガル (九町)	24 ガル
伊予灘 (2014. 3. 14)	229.9 ガル (湊浦)	56 ガル

[四国電力(株)提供データより作成]

また、岩手・宮城内陸地震の観測地(一関西)の地盤と伊方発電所の地盤(岩盤)の違いは、せん断波速度(地震波のうち横波の速度。S波速度とも呼ぶ)からもわかります。せん断波は硬い岩盤ほど速く進む性質があり、下の表のとおり、一関西と伊方発電所でのせん断波の速度は異なります。

表①-2-2 せん断波速度

地点	せん断波(S波)の速度
一関西(岩手県一関市)	0.5km/秒
伊方発電所	2.6km/秒

[四国電力(株)提供データより作成]

【伊方発電所の地盤】

三波川変成帯に属している伊方発電所の地層は、1億年程度前に母岩である泥やマグマが地下深部で変成作用を受けてできた岩により構成されており、これが古い時代（5千万年前以降）に地表に現れて以降、大きな構造運動を受けておらず、また、敷地とその近傍には活断層がないことが確認されていることなどから、地質的に安定しております。

この地層には様々な岩がありますが、伊方発電所の基盤にあるものは、せん断波速度（VS）2,600m/秒の非常に硬い塊状の緑色片岩です。四国電力は、発電所の敷地内で2,000mのボーリング調査などを行い、敷地の下には堅硬で緻密な緑色片岩や泥質片岩などの結晶片岩が2,000m以上の厚さで、発電所の半径5km以上にわたって広がるなど、堅固な岩盤が十分な広がりを持つていると評価しており、原子力規制委員会の審査においても確認されています。

また、結晶片岩が脆くなるのは、風化が進むなどして片理※¹面の密着が弱くなった場合ですが、伊方発電所の敷地の地盤を構成する緑色片岩は、片理はあるものの、剥離しにくく、塊状かつ堅硬であり、加えて、発電所建設にあたっては、風化した地盤を切り取ったうえで、非常に堅硬で新鮮な岩盤上に施設を設置し、周辺斜面についても同様に地すべりの可能性のある表土や風化した岩盤を削り取るなどの対策を講じています。

【地震時に基礎岩盤に作用する荷重】

地震発生時に伊方の基礎岩盤に作用する荷重の最大値を求めたところ、建物の自重に揺れの上下方向の荷重が加わるため、**基準地震動 650 ガルの地震時で 2N/mm²程度の荷重がかかると評価**しています。

伊方発電所建設時の**平板載荷試験**※²において、基礎となっている岩に対し、この2N/mm²を超える**8 N/mm²**程度の荷重を垂直方向と水平方向から加えても壊れないことを確認しております。

※¹片理：鉱物が配列方向に薄く割れる性質

※²平板載荷試験：基礎を設置する深さまで掘削を行い、基礎に見立てた小さな鋼板を置いて実際の建物の重量に見合う荷重をかけて沈下量を測定し、地盤が安全に支持する力を判定する試験。

問①-3 中央構造線断層帯と別府-万年山断層帯の全長 480km が一度に動いた場合の地震にも耐えられるのですか。

【地震規模の算定】(図①-3-1)

中央構造線断層帯と別府-万年山断層帯 480km が一度に動いた場合の地震動の評価は、応答スペクトルを用いた手法と断層モデルを用いた手法の二つの手法で評価しています。

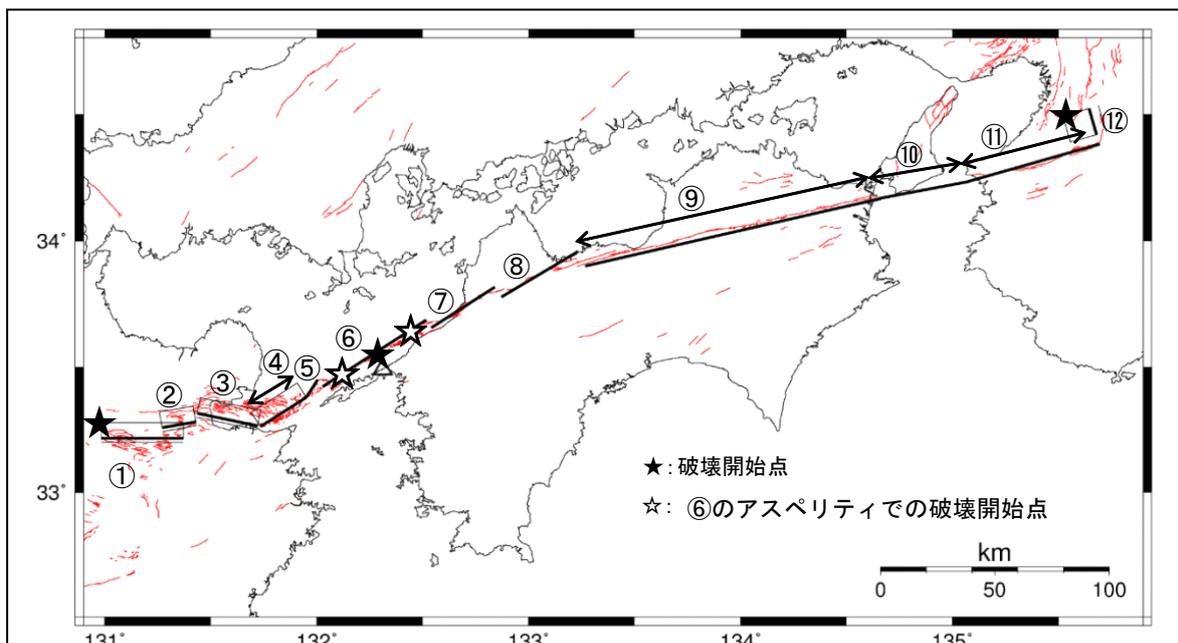
応答スペクトルに基づく地震動評価では、下図の①~⑫までの 480km を 80km 以下に区分し、それぞれで地震規模を算出したものを合計して地震規模を求め、これらの断層全体が動くことと仮定して地震動を評価しています。

断層モデルを用いた手法による地震動評価では、480km の断層について、破壊が始まる地点(破壊開始点)を 5 ケース想定し、評価しています。

- ①の★：断層帯の西側から破壊が始まり、だんだん東に向かって割れていくケース
- ⑫の★：断層帯の東側から破壊が始まり、だんだん西に向かって割れていくケース
- ⑥の★：敷地前面海域の断層の中央部分、伊方発電所の敷地に近いところから破壊が始まるケース
- ⑥の☆ (2 ケース)：敷地前面海域の断層のアスペリティ (硬く固結しており、破壊があると非常に大きな地震動を発する部分) の 2 点からそれぞれ始まるケース

このような 2 つの手法により、中央構造線断層帯と別府-万年山断層帯の全長 480km の地震規模を評価し、「基準地震動」を策定しています。

図①-3-1 中央構造線断層帯と別府-万年山断層帯



[四国電力(株)提供資料]

問①-4 安全上重要な施設は損傷しないのですか。特に配管は大丈夫ですか。

【耐震重要度分類に応じた耐震設計】(表①-4-1)

原子力発電所では、施設の耐震重要度に応じて3つのクラスに分けて耐震設計が行われており、原子炉容器や原子炉の運転を制御する制御棒などの原子炉を安全に「止める」、「冷やす」、放射性物質を「閉じ込める」ための施設については、これらに冷却水や電源を供給する施設、これらを監視、操作する中央制御盤なども含め、安全上重要な施設として耐震重要度**Sクラス**に分類しています。

これら**Sクラス**施設は、想定される最大の揺れである基準地震動を受けても、原子炉容器や配管などであれば機能を失うような破損、破断をしない構造強度、制御棒であれば規定の時間内での挿入性といった、その施設に求められる機能が維持できるか、評価しており、工事計画認可の審査過程で原子力規制委員会によって確認されました。あわせて建築基準法で規定される地震力の3倍の力を受けても、概ね弾性範囲にとどまる※と評価しています。

※地震により一時的に変形しても、揺れが収まればほぼ元の形状に戻ることに。

また、放射性廃棄物処理設備や燃料クレーンなど、放射性物質に関連した施設については耐震重要度**Bクラス**に分類し、建築基準法で規定される地震力の1.5倍程度の揺れに耐えられると評価しています。

タービン発電機など、原子炉を停止する機能や放射性物質に関わらない設備で、一般産業施設、公共施設と同等の安全性が要求される施設については耐震重要度**Cクラス**に分類し、建築基準法で規定される地震力に耐えられると評価しています。

表①-4-1 原子炉施設の耐震重要度分類

・ Sクラス (原子炉容器、原子炉格納容器、制御棒、非常用発電機など) 止める、冷やす、閉じ込める機能など	基準地震動に対して 安全機能保持 建築基準法の 3.0倍 ※
・ Bクラス (廃棄物処理設備など)	建築基準法の 1.5倍 ※
・ Cクラス (タービン設備、発電機など)	建築基準法の 1.0倍 ※

※機器・配管は更に2割増し

[出典：基準地震動及び耐震設計方針に係る審査ガイド(平成25年6月 原子力規制委員会)より四国電力作成]

<参考>耐震重要度分類 : 原子力発電所耐震設計技術指針 (JEAG4601)

●耐震クラスS (図①-4-1)

(定義)

- ・地震により発生する可能性のある事象に対して、原子炉を停止し、炉心を冷却するために必要な機能を持つ施設
- ・自ら放射性物質を内蔵している施設
- ・当該施設に直接関係しておりその機能喪失により放射性物質を外部に拡散する可能性のある施設
- ・これらの施設の機能喪失により事故に至った場合の影響を緩和し、環境への放射線による影響を軽減するために必要な機能を持つ施設
- ・これらの重要な安全機能を支援するために必要となる施設
- ・地震に伴って発生する可能性のある津波による安全機能の喪失を防止するために必要となる施設

(具体的な施設)

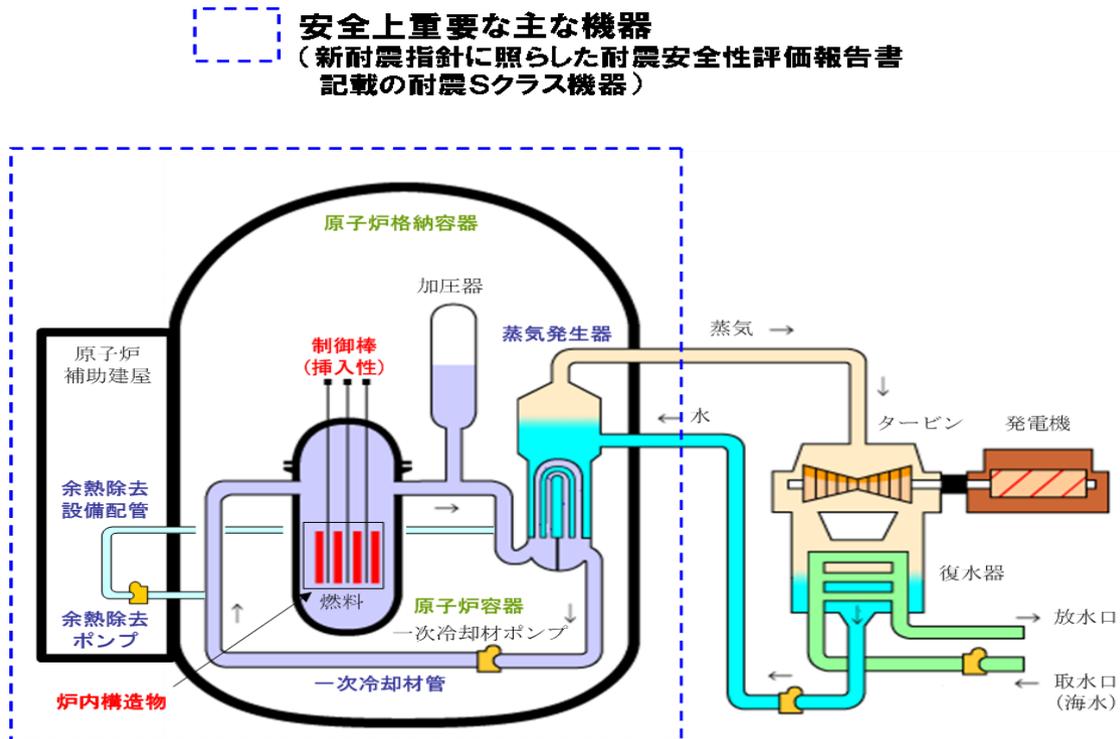
- a. 「原子炉冷却材圧力バウンダリ※」を構成する機器・配管系
原子炉容器、蒸気発生器、一次冷却材ポンプ、一次冷却材管など

※バウンダリ：原子炉の通常運転時に、一次冷却材(水)を内包して原子炉と同じ圧力条件となっている範囲の総称。

- b. 使用済燃料を貯蔵するための施設
使用済燃料ピット、使用済燃料ラックなど
- c. 原子炉の緊急停止のために急激に負の反応度を付加するための施設、及び
原子炉の停止状態を維持するための施設
制御棒、ほう酸注入系など
- d. 原子炉停止後、炉心から崩壊熱を除去するための施設
主蒸気・主給水系、補助給水系、余熱除去設備など
- e. 原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故後、炉心から崩壊熱を除去するための施設
安全注入設備、余熱除去設備、燃料取替用水タンクなど
- f. 原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故の際に、圧力障壁となり放射性物質の放散を直接防ぐための施設
原子炉格納容器など
- g. 放射性物質の放出を伴うような事故の際に、その外部放散を抑制するための施設
で上記 f 以外の施設
格納容器スプレイ設備、アニュラス空気再循環設備など

および、上記施設の補助的役割を持つ非常用ディーゼル発電機、原子炉補機冷却系など

図①-4-1 安全上重要な機器の範囲（概略図）



[四国電力(株)提供資料]

●耐震クラスB

(定義)

- ・安全機能を有する施設のうち、機能喪失した場合の影響がSクラスと比べ小さい施設

(具体的な施設)

- k. 「原子炉冷却材圧力バウンダリ」に直接接続されていて、一次冷却材を内包しているか又は内蔵し得る施設
化学体制御系のうち抽出系と余剰抽出系など
 - l. 放射性廃棄物を内蔵している施設（ただし、内蔵量が少ない又は貯蔵方式により、その破損による公衆に与える放射線の影響が周辺監視区域外における年間の線量限度に比べ十分小さいものは除く）
放射性液体廃棄物処理設備（放射線管理区域内で発生する洗濯排水や床排水などの蒸留・ろ過などの処理を行う設備）など廃棄物処理設備（ただし、Cクラスに属するものは除く）
 - m. 放射性廃棄物以外の放射性物質に関連した施設で、その破損により、公衆及び従事者に過大な放射線被ばくを与える可能性のある施設
使用済燃料ピット水浄化系、化学体積制御設備のうちSクラス及びCクラスに属する以外のもの、放射線低減効果の大きい遮蔽、燃料取替棟クレーン、使用済燃料ピットクレーン、燃料取替クレーン、燃料移送装置など
 - n. 使用済燃料を冷却するための施設※
使用済燃料ピット水冷却系
 - o. 放射性物質の放出を伴うような場合に、その外部放散を抑制するための施設で、Sクラスに属さない施設
- ※四国電力独自の取組として、耐震重要度分類Bクラスである使用済燃料ピットポンプ、冷却器とその配管については、耐震性をSクラス相当まで補強する工事を実施

●耐震クラスC

(定義)

- ・ Sクラス及びBクラス施設以外の一般産業施設、公共施設と同等の安全性が要求される施設

(具体的な施設)

- p. 原子炉の反応度を制御するための設備でSクラス及びBクラスに属さない施設
制御棒クラスタ駆動装置（スクラム機能に属する部分を除く）
- q. 放射性物質を内蔵しているが、又はこれに関連した施設でSクラス及びBクラスに属さない施設
試料採取設備、洗浄排水処理設備、ペイラ、新燃料貯蔵庫など
- r. 放射線安全に関係しない設備等
タービン設備、発電機など

【下位の耐震クラス】

耐震重要度B、Cクラスの施設については、基本的に「基準地震動」に対する耐震性は求めています※¹が、一部例外があり、例えば、消火配管はCクラスに分類されていますが、火災が起こった際に必要となる消火配管は、Sクラス相当※²の耐震強度としています。

※¹耐震重要度分類は、耐震重要施設がその機能を喪失した際の公衆への影響の度合いによりS、B、Cの3種類に分かれており、ランクの低い設備は仮に機能を喪失しても安全上大きな影響がないものとなっています。

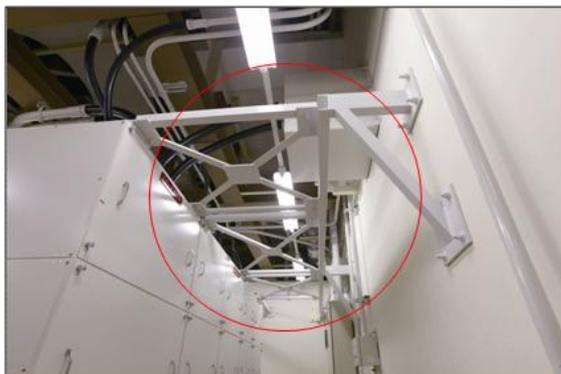
※²四国電力独自の取組として、耐震Sクラス相当まで補強する工事を実施しており、基準地震動を受けてもその設備に求められる機能が維持できるようにしています。

また、下位の耐震クラスの施設が地震で損傷した場合でも、それに接続している上位の耐震クラスの施設の安全性に影響を及ぼさないように、配管であれば隔離弁までを上位クラスで設計したり、高所の設備であれば仮に破損しても下方の重要設備上に落下しないような設置・固定方法を採用するなどの対策をとっています。

【追加の安全対策】(図①-4-2)

さらに、四国電力では独自の追加安全対策として、安全上重要な設備（耐震重要度分類でSクラスの施設）等について、配管も含め、基準地震動を上回る概ね 1000 ガルの揺れに対する耐震性が確保されることを確認しており、余裕が少ない設備に対しては耐震裕度向上工事を行っています。

図①-4-2 耐震性向上のため設置したサポート金具（電源盤）



[四国電力(株)提供資料]

【配管の耐震性や健全性】（図①-4-3）

配管についても、施設の重要度に応じて3つのクラスに分類しています。

「一次冷却水」の配管や緊急時に原子炉へほう酸水を注入するための配管など、安全上重要な施設に係る配管については耐震重要度**Sクラス**に分類しており、想定される最大の揺れである基準地震動に対して機能を失うような破損をしない構造強度を有するとともに、建築基準法で規定される地震力の3.6倍に耐えることができると評価しています。

また、基本的に、放射性廃棄物処理設備などの放射性物質に係る施設に関するものについては**Bクラス**に、二次系の系統などの配管は**Cクラス※**に分類し、それぞれ建築基準法で規定される地震力の1.8倍、1.2倍の力に耐えることができるよう評価しています。

※二次系の系統は耐震重要度Cクラスとなっており、基準地震動による損傷の可能性があります、その場合には補助給水ポンプ（耐震重要度Sクラス）により、炉心の冷却が可能となっています。

なお、電力会社では、設計段階における耐震性の確保とともに、運転段階においては、安全上重要な設備や、腐食、減肉の可能性のある配管等に対しては、定期検査時に設備の重要度、配管の材質や大きさ、腐食の進行速度などに応じて超音波探傷検査や、液体浸透探傷検査、目視検査などを適切な方法・頻度で計画的に実施するとともに、必要に応じ予防的な取替えを行っています。

図①-4-3 耐震性向上のため設置したサポート金具（配管）



[四国電力(株)提供資料]

問①-5 地盤の液状化の影響はないですか。

【安全上重要な施設】

伊方発電所の原子炉建屋、原子炉補助建屋などの安全上重要な建物・機器等は、地震による揺れが大きく増幅される表層地盤上ではなく、地盤として十分な支持性能があり、すべりや沈下等が生じにくい、緑色片岩でできた非常に強固で安定した岩盤上に直接設置しています。

【埋め立て部分に設置された施設】

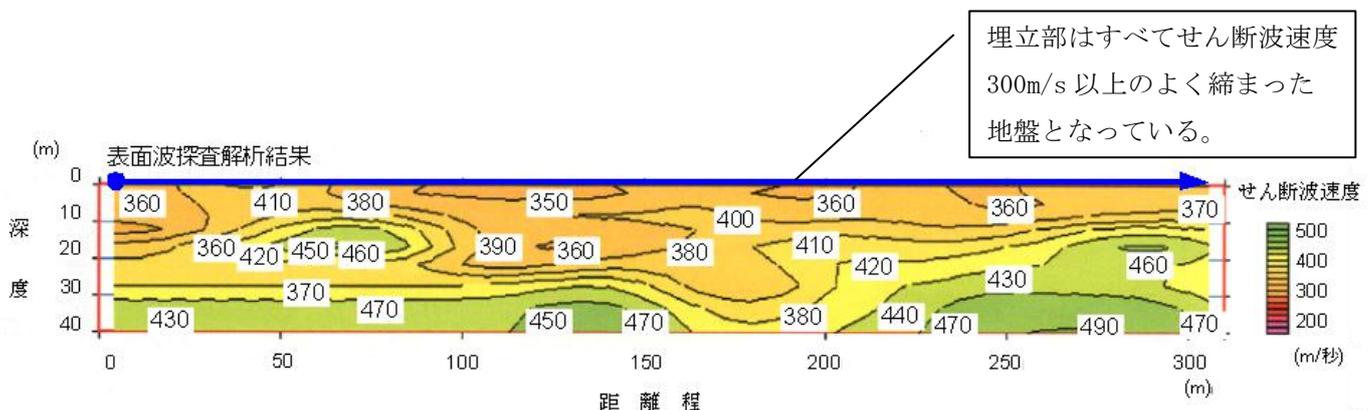
埋立部には、主変圧器、3号補助ボイラ燃料タンクなどの耐震重要度Cクラスの施設を設置していますが、これらの施設も原子炉施設が設置されている基礎岩盤と同じ岩盤（緑色片岩）に到達するまでの基礎を施工し、その上に設置していることから、液状化の影響を受けにくいと考えています。

また、伊方発電所の敷地内の埋立部分については、以下の観点から総合的に判断し、液状化が発生しにくい地盤条件になっていると考えています。

- ① 地下水位が地表面から10mより浅い場合は液状化が発生しやすいとされているが、伊方発電所内の埋立部の地下水位は概ね地表から約10mの深さがある。
- ② 礫ではなく砂が多く含まれ、かつその粒径が比較的揃っている地盤ほど締りが緩く液状化しやすいとされているが、伊方発電所内における埋立部の土は、粒径10mm以上の礫を多く含み、かつ粒径が比較的ばらついた土砂からなっている。
- ③ 一般的に液状化が発生する地盤は、横波（せん断波）の伝わる速度※が100～200m/秒の比較的軟弱な地盤とされているが、伊方発電所における埋立部の地盤は、横波（せん断波）の伝わる速度が300m/秒以上の建物や構造物の基礎として耐えることができる硬い地盤となっている。（図①-5-1）

※せん断波速度：地震波のうち、横波の速度。S波速度とも呼ばれ、固く締った地盤や固い地盤ほどS波が早く進む性質がある。

図①-5-1 伊方発電所敷地埋立部のせん断波速度解析結果



[四国電力(株)提供資料]

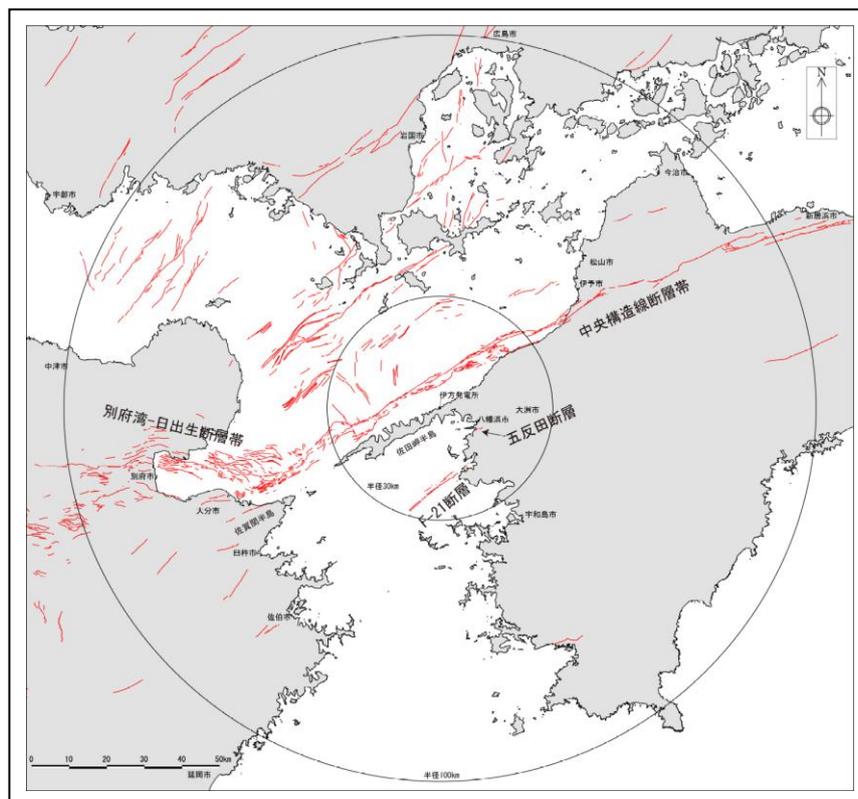
問①-6 伊方発電所の直下に活断層はないのですか。

【活断層の有無の確認】(図①-6-1)

伊方発電所3号機においては、建設時に活断層の有無を確認しています。

具体的には、ボーリング調査や全長約300m、幅約2m、高さ約2mの試掘坑を掘削し、地質や地質構造、破碎帯の性状など詳細な調査を行い、総合的に判断して直下に活断層はないことを確認し、原子力規制委員会においても了承されています。

図①-6-1 敷地周辺の活断層分布



[四国電力(株)提供資料]

- 伊方発電所において、最も影響の大きい活断層は敷地の沖合約8kmを通過する中央構造線断層帯であり、東北東-西南西走向で右横ずれの性状を示します。
- 敷地は中央構造線断層帯の南方に位置し、敷地近傍(半径5km)に活断層は認められません。

問①-7 2016年の熊本地震と同じような強さの地震が伊方発電所で起こった場合は大丈夫なのですか。

【熊本地震の最大加速度】(図 1-7-1)

平成 28 年(2016 年)熊本地震の際、益城町で記録された最大加速度は、4 月 14 日の前震で 1,580 ガル※¹、4 月 16 日の本震で 1,362 ガル※¹でした。この加速度が計測された地震計が設置されていたのは、せん断波速度※²が 110m/秒の非常に軟弱な地盤(地表)でした。

一方、同じ観測点の地下 252m 地点(せん断波速度 2,700m/秒の硬い岩盤)に設置されていた地震計で記録された最大加速度は、前震・本震いずれも 200 ガル程度でした。

このように、同じ地震でも軟弱な地盤の揺れと硬い岩盤の揺れは大きく異なります。

※¹ 南北(NS)方向、東西(EW)方向、上下(UD)方向の三成分の合成値

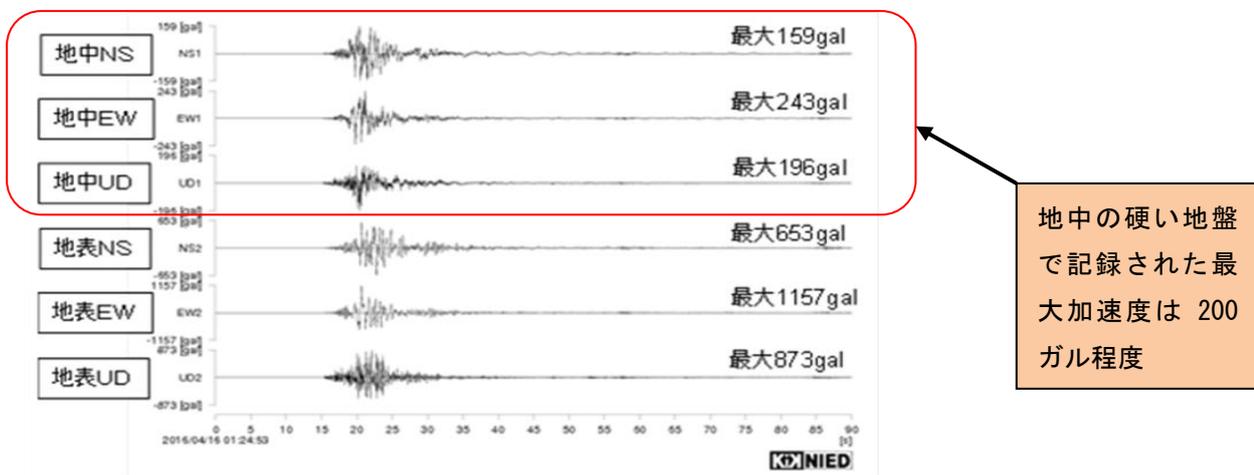
※² せん断波速度:地震波のうち横波の速度。硬い地盤ほど数値が大きくなり、岩盤といえるのはせん断波速度が概ね 700m/秒以上の地盤。

【伊方発電所で想定される最大加速度】

伊方発電所の原子炉建屋が設置されている地盤のせん断波速度は、2,600m/秒であり、益城町の地下 252m の地盤と同程度であることから、仮に今回の地震と同じような規模の地震が伊方で起こったとすると、最大加速度は 200 ガル程度になると想定されます。

伊方発電所は、基準地震動 650 ガルに耐えられることが確認されていますので、熊本地震と同規模の地震に対しては十分な耐震性が確保できていると考えています。

図①-7-1 平成 28 年 4 月 16 日の熊本地震本震時
益城(震源近傍)で観測された地震動



[四国電力(株)提供資料に加筆]

問①－８ 伊方発電所において、基準地震動 650 ガルに相当する揺れが、2016 年の熊本地震のように繰り返り起こった場合は大丈夫なのでしょうか。

【基準地震動の繰り返しの揺れに対する耐震性】

伊方発電所の基準地震動（650 ガル）は、中央構造線断層帯において起こりうる最大の揺れを想定して策定されており、基準地震動の揺れの地震が起こると一度にエネルギーのほとんどが放出されるため、同等の大地震が続くことは考え難いとされています。※¹

ただ、基準地震動で揺れたとしても、伊方発電所の安全上重要な施設・設備は概ね弾性範囲内に留まる※²ことを確認しているため、仮に基準地震動に相当する揺れが繰り返り起こったとしても機能を喪失することはないと考えています。

※¹ 熊本地震では、前震は日奈久断層帯、本震は布田川断層帯と、それぞれ異なる断層帯で発生したものです。

※² 燃料集合体の制御棒案内管や、1次冷却材配管に接続されている小配管の取り付け部などの一部設備・部位（安全上重要な設備の3%程度）については、基準地震動の揺れによって評価上は弾性範囲（揺れによる力が加わって形状が変化しても揺れが収まれば元の形状に戻る範囲）を超える力を受けるものがあり、弾性範囲を超えた場合、設備に歪（ひずみ）が残る可能性もありますが、設備が破壊に至るまでには十分余裕を持った設計を行っていることから、繰り返しの揺れが起こっても設備が破壊に至ることはなく、機能を喪失することはないと考えています。

【概ね 1,000 ガルの揺れへの対応】

また、当社独自の取組として、これらの安全上重要な施設・設備については、基準地震動の 1.54 倍に当たる概ね 1,000 ガルの揺れに対しても耐震性が確保されることを確認しています。

概ね 1,000 ガルの揺れは非常に大きく、地下に蓄えられたエネルギーのほとんどが放出されることから、この後に大きな揺れが起こることはないと考えています。

ただし、この 1,000 ガルの揺れの後に基準地震動などに比しても小さな揺れが起こることは想定されますが、その場合でも、安全上重要な施設・設備については、機能を喪失することはないと考えています。

万が一、安全上重要な施設・設備が機能喪失した場合は、新規制基準によりシビアクシデント対策として追加した非常用発電機やポンプ車などの可搬設備等を使用し、炉心を冷却し、発電所外への放射性物質の拡散を防止・抑制することとしております。

「津波対策」に関する回答要旨

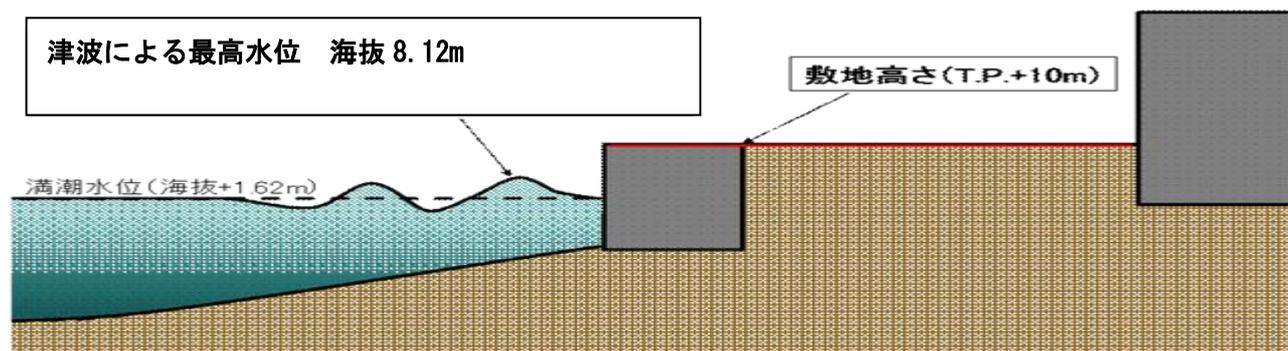
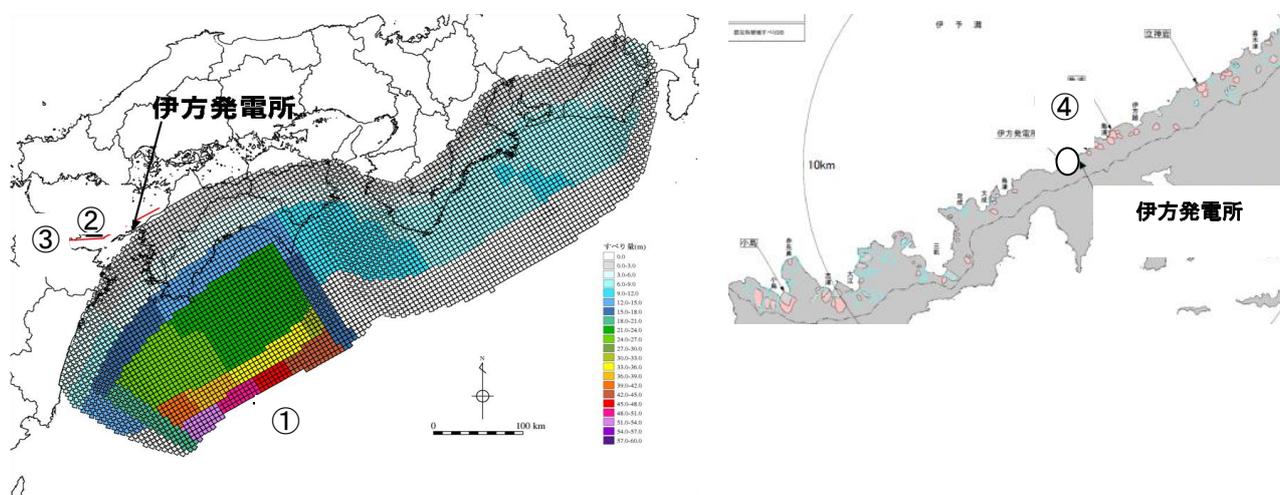
○伊方発電所3号機に最も影響が大きい津波は、敷地の沖合にある“中央構造線断層帯の地震による津波”と“伊予灘沿岸部の地すべり津波”が重なった津波であり、最高水位はせり上がりも考慮して海拔約8.1mと評価しています。

一方、伊方発電所の敷地は海拔10mの高さにあり、地震により地盤が約0.4m沈むことを考慮しても約9.6mとなり、想定される最高水位8.1mよりも十分高いことから、敷地が浸水することはないと考えています。

なお、“南海トラフの巨大地震による津波”の高さについては、伊方発電所が佐田岬半島の瀬戸内海側に位置していることから影響が小さく、最高約2.5mと評価しています。(詳細は問②)

検討ケース		最高水位※
①	南海トラフの巨大地震による津波	+2.45m
②	中央構造線断層帯の地震による津波	+7.56m
③	別府湾の鶴見岳の山体崩壊に伴う津波	+2.24m
④	伊予灘沿岸部の地すべり津波	+6.35m
②と④が重なった津波		+8.12m

※満潮時の水位1.62mに津波の高さを加えた水位



[四国電力(株)提供資料]

○万が一、浸水するような場合に備え、安全上重要な設備が設置されている建物や部屋の扉は水を通さない水密扉に変更しており、配管が貫通している部分などには防水シール加工を行っています。

(詳細は問②-1【水の浸入を防止する対策】)



水密扉



防水シール

[四国電力(株)提供資料]

○浸水などにより、安全上重要な設備の冷却に必要な海水ポンプや冷却用水ポンプ、非常用ディーゼル発電機や蓄電池などが使用できなくなった場合に備え、大容量の電源車4台(空冷式)やポンプ車14台などを、高台を中心に分散配備しており、代替となる電源および注水手段の多重化を図っています。



電源車



中型ポンプ車



可搬型ポンプ



水中ポンプ

[四国電力(株)提供資料]

問② 伊方発電所は想定される最大の津波に耐えられるのですか。

【津波の高さの評価】(図②-1)

伊方発電所で想定される津波の高さについては、過去の津波に関する文献調査および敷地周辺の地質調査を行い、

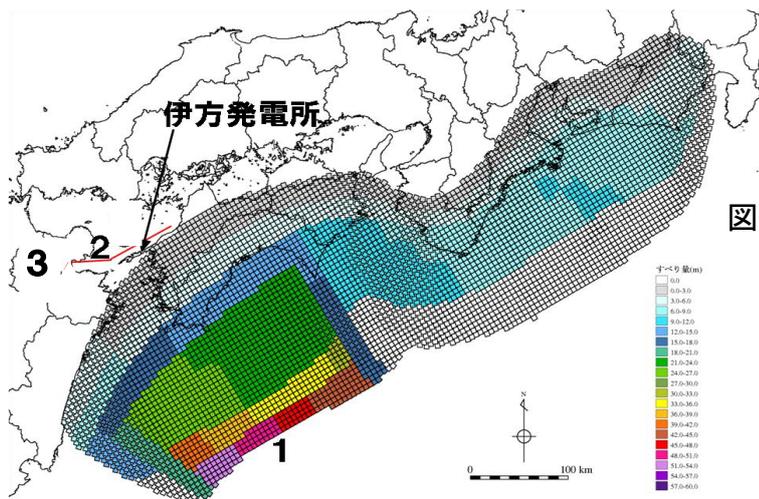
- 1 「プレート境界付近で想定される地震に伴う津波」
- 2 「海域の活断層に想定される地震に伴う津波」
- 3 「周辺の火山の山体崩壊に伴う津波」
- 4 「沿岸部の地すべりに伴う津波」

について検討を行っています。各々の津波について、

- 1 “南海トラフの巨大地震による津波” ※ 1
- 2 “敷地前面海域の断層群（中央構造線断層帯）の地震による津波” ※ 2
- 3 “別府湾の鶴見岳の山体崩壊に伴う津波” ※ 3
- 4 “伊予灘沿岸部の地すべり津波” ※ 4

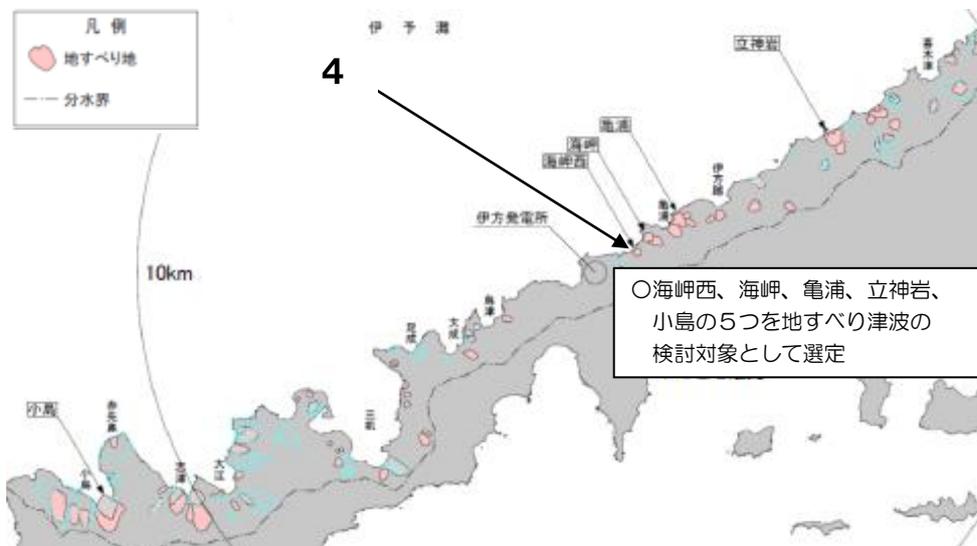
を選定し、津波の高さを評価しています。

- ※ 1 内閣府「南海トラフの巨大地震モデル検討会」が平成24年8月29日に公表したケース①～⑪のうち伊方発電所地の水位が最も高いケース⑤による津波
- ※ 2 中央構造線断層対帯（伊予セグメント・敷地前面海域）及び別府一万年山断層帯の地震に伴う津波
- ※ 3 活火山鶴見岳の山頂を含む破局的な規模の山体崩壊に伴う津波
- ※ 4 最も伊方発電所の水位が高くなる発電所の東の海岬西の地すべりに伴う津波



図②-1 津波波源位置図（検討ケース1～4）

[四国電力(株) 提供資料に説明を付加]



【津波の評価結果】（表②-1、図②-2、図②-3）

伊方発電所3号機における水位上昇時に最も影響が大きい津波は、②“敷地前面海域の断層群（中央構造線断層帯）の地震による津波”と④“伊予灘沿岸部の地すべり津波”が重なった津波であり、さらに海水の粘性がない※¹という厳しい仮定により計算した結果、せり上がりも考慮した最高水位は3号機前面海域において海拔約8.1mと評価しています。一方、伊方発電所の敷地高さは海拔10mであり、地震による地盤の沈降量※²約0.4mを差し引いても約9.6mとなり、最高水位よりも十分高いことから、敷地が浸水することはないと考えています。

なお、①“南海トラフの巨大地震による津波”の高さについては、伊方発電所が佐田岬半島の瀬戸内海側に位置していることから、海水の粘性がない厳しい仮定により計算した結果、最高約2.5mと評価しています。

また、伊方発電所3号機における水位下降時に最も影響が大きい津波（引き波）は、上昇時と同じく、②“敷地前面海域の中央構造線断層群の地震による津波”と④“伊予灘沿岸部の地すべり津波”が重なった波であり、最低水位は3号機海水ピットにおいて海拔約-3.3mと評価しています。

一方、原子炉を冷却するための海水を取水する海水ポンプの取水可能水位は海拔約-4.1mと、最低水位よりも十分深い位置にあります。これに、地震による地盤の隆起※²が生じたことを想定し、隆起により取水可能水位が約0.3m上昇したとしても海拔約-3.8mであり、最低水位よりも十分深い位置にとどまることから、引き波時にも冷却用の海水を取水することが可能です。

※¹津波のエネルギーが全く弱らずに発電所に到達するという、現実的ではない条件であり、これにより津波の高さが増加します。

※²地盤の「沈降」および「隆起」は、津波の波源である敷地前面海域の断層群による地震により生じる、広域的な地盤変動によるものであり、原子力規制委員会で確認されています。

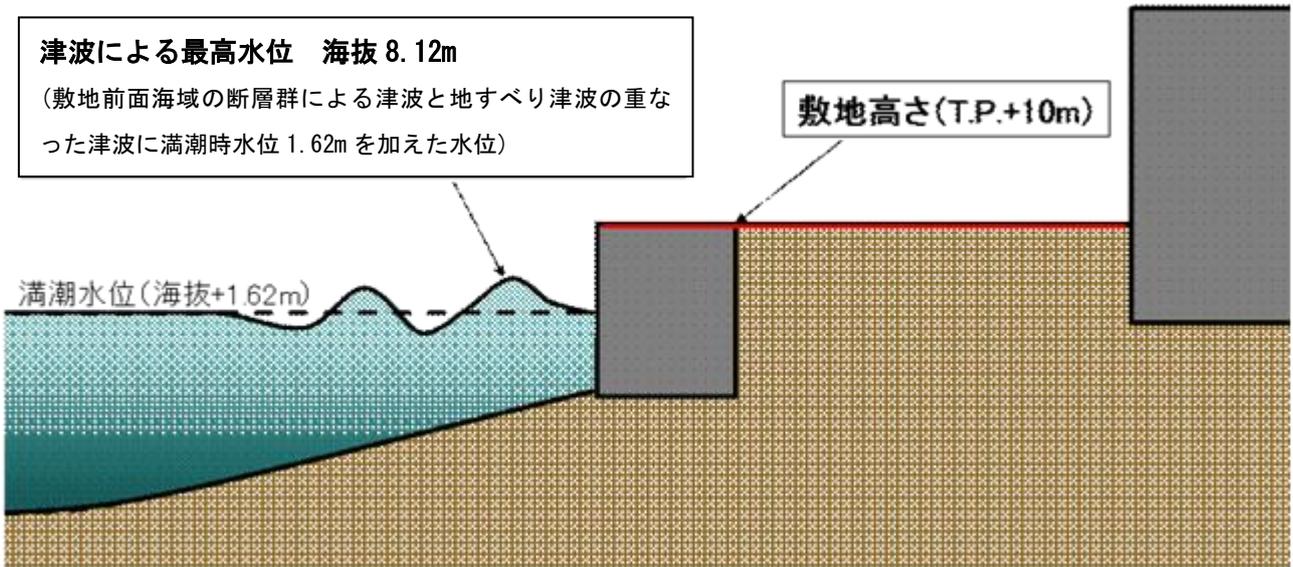
表②-1 津波評価結果

検討ケース		最高水位※ ¹ (3号機前面海域)	最低水位※ ² (海水取水ピット)
①	南海トラフの巨大地震による津波	+2.45m	—
②	前面海域の中央構造線断層群の地震による津波 (130km連動モデル)	+7.56m	—
③	別府湾の鶴見岳の山体崩壊に伴う津波	+2.24m	—
④	伊予灘沿岸部の地すべり津波	+6.35m	—
②と④が重なった津波		+8.12m	-3.26m

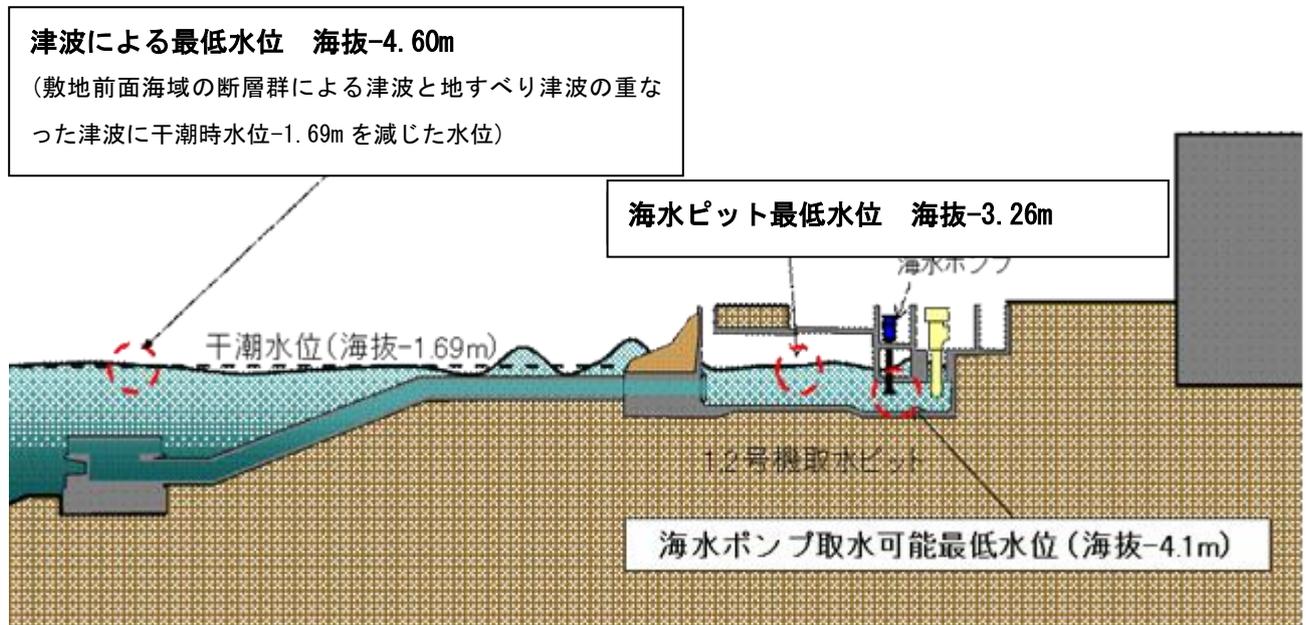
※¹満潮時の前面海域の水位1.62mに津波の高さを加えた水位

※²干潮時の補機冷却海水取水口水位に、海水管路の影響や海水ポンプの取水量などを考慮し求めた海水ピットの水位

図②-2 津波評価結果（水位上昇時）



図②-3 津波評価結果（水位下降時）



[四国電力(株)提供資料]

問②-1 万一、浸水した場合の対応はどうなっているのですか。

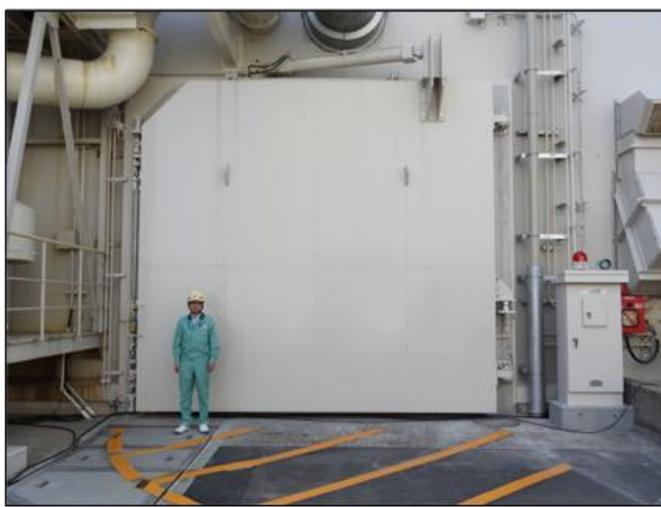
【水の浸入を防止する対策】（図②-1-1、図②-1-2、図②-1-3）

万が一陸地が浸水するような場合に備え、非常用ディーゼル発電機や蓄電池など安全上重要な機器が設置されている建物や部屋の扉は水を通さない水密扉に変更しています。また、これらの機器を設置している部屋の配管貫通部などは、水密性を高めるため、防水シール加工を行うなどの浸水対策を行っています。

また、津波の引き波により海水の水位が低下し、冷却用の海水を汲み上げるポンプが空引き状態にならないよう、取水用の海水ピット内に可動式の堰を設置しており、前面海域の水位が低下した際に、海水ピットから海へ海水が逆流することによって可動堰が自動的に閉じ、ピット水位の低下を抑制する対策を講じています。

図②-1-1 水密扉

（左：制御用空気圧縮機室入口扉、右：非常用ディーゼル発電機室シャッター開口部）



図②-1-2 外壁配管貫通部の防水シール



図②-1-3 海水ピットに設置する可動式の堰



[四国電力(株)提供資料]

【浸水により電源や冷却用ポンプが機能しなくなった場合の対策】（図②-1-4、図②-1-5）

さらに、浸水などにより安全上重要な設備の冷却に必要な海水ポンプや冷却用水ポンプ、非常用ディーゼル発電機や蓄電池などが使用できなくなった場合に備え、大容量の電源車4台（空冷式）やポンプ車14台などを、高台を中心に分散配備しており、代替となる電源および注水手段の多重化を図っています。

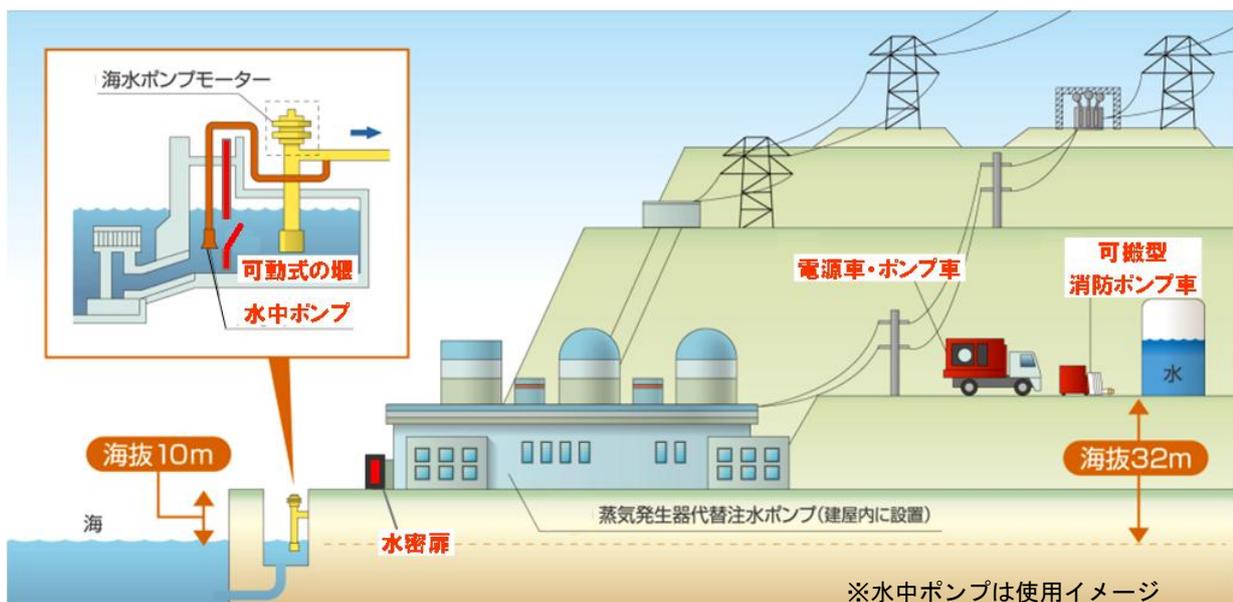
また、代替となる電源車やポンプ車の燃料は最低7日間分を保管しており、これを超える分については、外部から、陸路、空路、海路などあらゆる手段により発電所へ輸送します。

図②-1-4 浸水を想定した代替電源、注水設備



図②-1-5 浸水対策設備配備場所

[四国電力(株)提供資料]



[四国電力(株)提供資料]

【道路が寸断しないための対策】（図②-1-6）

電源車やポンプ車が移動するための道路等が陥没したり、段差が生じないように、地盤を削り取って補強材を埋めたり、モルタル等を混ぜるなどの、補強工事を行っています。

それでも斜面が崩れて道路を塞いでしまった場合に備え、土砂を取り除くためのブルドーザーやホイールローダ、バックホウなどを準備しています。

図②-1-6 道路寸断対策



ホイールローダ

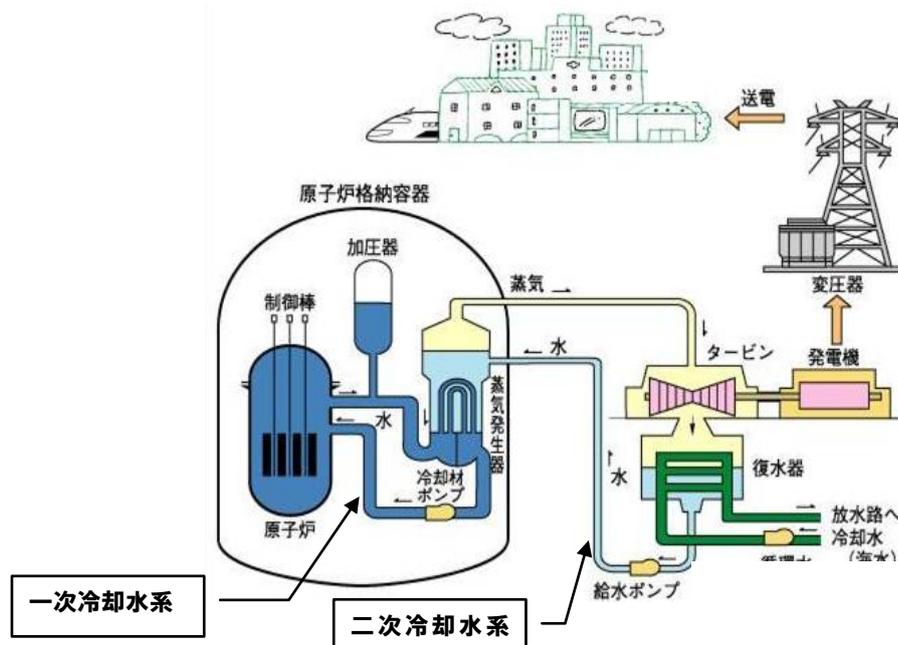


バックホウ

[四国電力(株)提供資料]

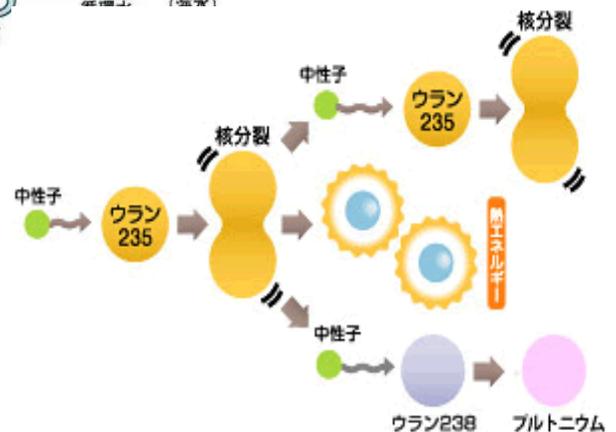
「原子炉を止める対策」に関する回答要旨

○伊方発電所は、加圧水型と呼ばれるタイプの原子力発電所であり、燃料であるウランなどが核分裂する際に発生する熱を利用して、高温、高压になった水（一次冷却水）を蒸気発生器と呼ばれる装置に送り、別の系統を流れる水（二次冷却水）を蒸気に変えて、蒸気タービンを回して発電します。



[出典：原子力規制委員会
ホームページ]

運転中の原子炉の中では、燃料であるウランの原子核に中性子が吸収されて原子核が分裂し、熱エネルギーが放出されるとともに、新たに中性子が放出され、この中性子が他のウランに吸収されることで、さらに核分裂が起こっています。



[出典：四国電力ホームページ]

○原子力発電所の原子炉では、核分裂反応が安定して行われるよう、制御棒などを使って原子炉内の中性子の量をコントロールしています。制御棒とは原子炉の出力を調整する、いわばブレーキの役割を果たすもので、中性子をよく吸収する金属でできています。

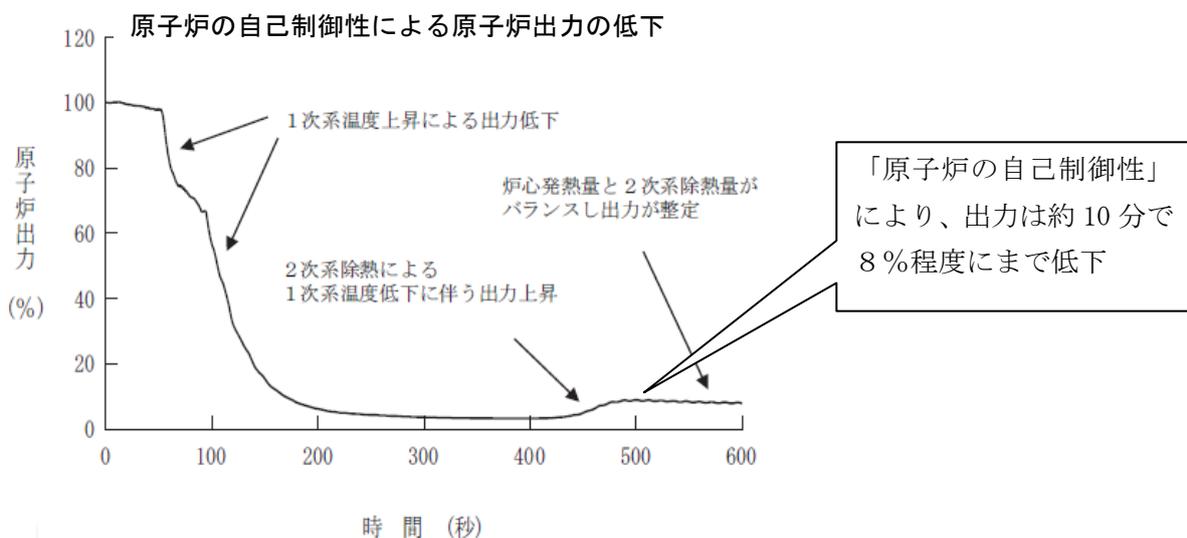
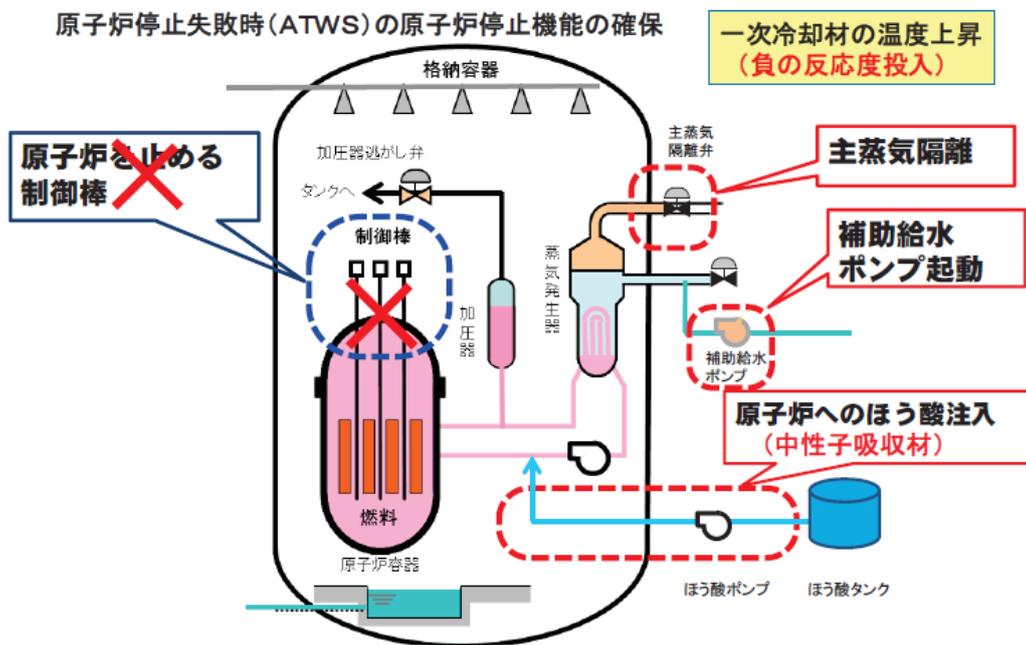
通常、原子炉を停止する際には、制御棒を原子炉の中に挿入し、核分裂を引き起こす中性子を吸収して減らすことで、核分裂を停止させます。

制御棒は、非常にしなやかな細長構造物であるため、地震の影響により制御棒案内管が変形してもその形に追従して挿入される仕組みとなっています。(詳細は問③【原子炉の運転と制御棒】)

○原子力発電所では、震度5程度の大きな揺れを検知するなど、異常を感知したときには、全ての制御棒が自重で落下し、原子炉の中に挿入されるように設計されています。原子炉の中に制御棒が挿入されると、核反応が止まり、原子炉は停止します。(詳細は問③【原子炉を緊急停止させる仕組み】)

万一、制御棒が挿入されなかった場合でも、中央制御室からの手動操作により主蒸気隔離弁を閉め、蒸気発生器から蒸気が逃げないようにすることで二次冷却水の温度を上昇させ、除熱ができなくなった一次冷却水の温度を上昇させます。一次冷却水の温度が上昇すると、「原子炉の自己制御性」※によって核分裂は減少する方向に向かい、原子炉の出力は約 10 分で 8 % 程度まで下がります。さらに、一次冷却水に中性子を吸収するほう酸水を注入し、原子炉を停止状態にできるようになっています。（詳細は問③-2【制御棒が挿入されなかった場合の原子炉の停止】）

※「原子炉の自己制御性」とは、一次冷却水の温度が上昇するとウランの核分裂に必要な遅い中性子が減ることとなり、核分裂反応が減少する性質をいう（温度が低下した時は逆の反応となる）。



[出典：愛媛県伊方原子力発電所環境安全管理委員会原子力安全専門部会 (H27. 7. 22) 原子力規制庁提出資料]

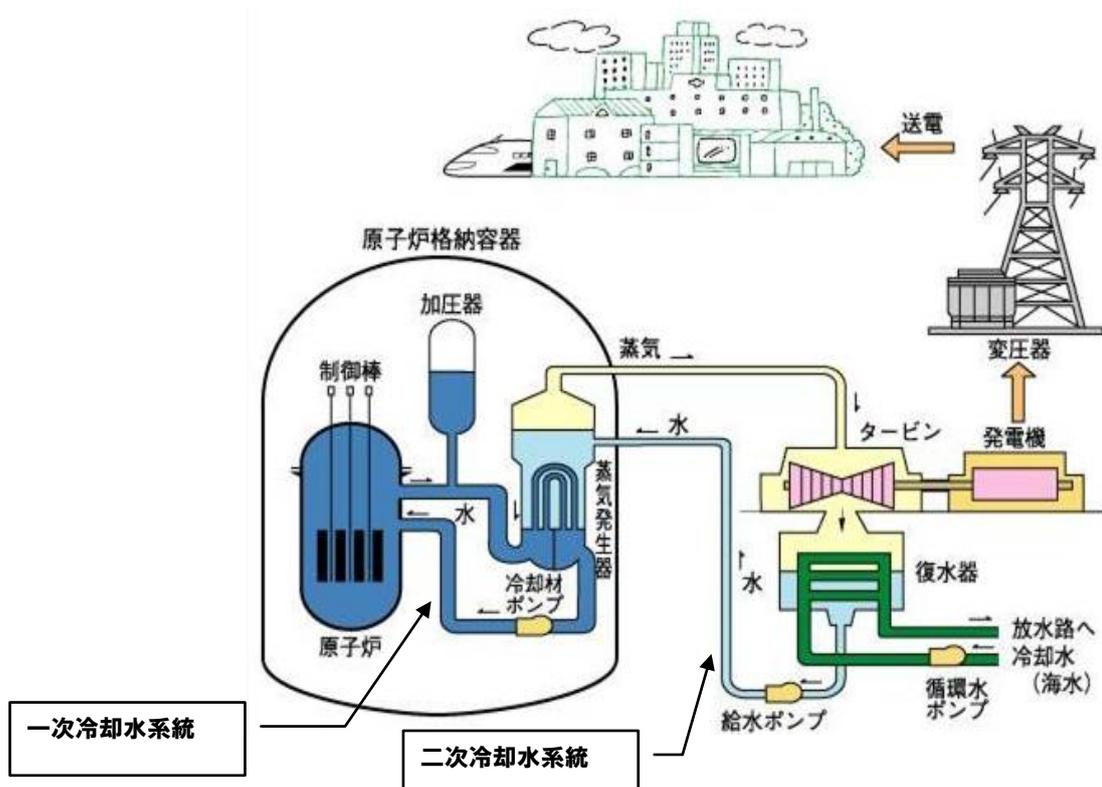
問③ いざというときに、安全に運転を止めることができるのですか。

【原子力発電の仕組み】(図③-1)

加圧水型の原子力発電所では、ウランなどの核燃料物質が核分裂する際に発生する熱を利用しており、高温、高圧になった「一次冷却水」を蒸気発生器と呼ばれる装置に送り、そこで別の系統を流れる「二次冷却水」を蒸気に変えて、蒸気タービンを回して発電します。

運転中の原子炉の中では、燃料であるウランの原子核に中性子が吸収されて原子核が分裂し、熱エネルギーが放出されるとともに、新たに中性子が放出され、この中性子が他のウランに吸収されることで、さらに核分裂が起こっています。このように、核分裂が連鎖的に継続している状態を臨界状態といいます。

図③-1 加圧水型原子力発電所 (PWR) の仕組み



[出典：原子力規制委員会ホームページ]

＜参考＞核分裂反応（図③-2）

燃料に含まれているウランには、「核分裂しやすいウラン 235」と「核分裂しにくいウラン 238」が含まれています。

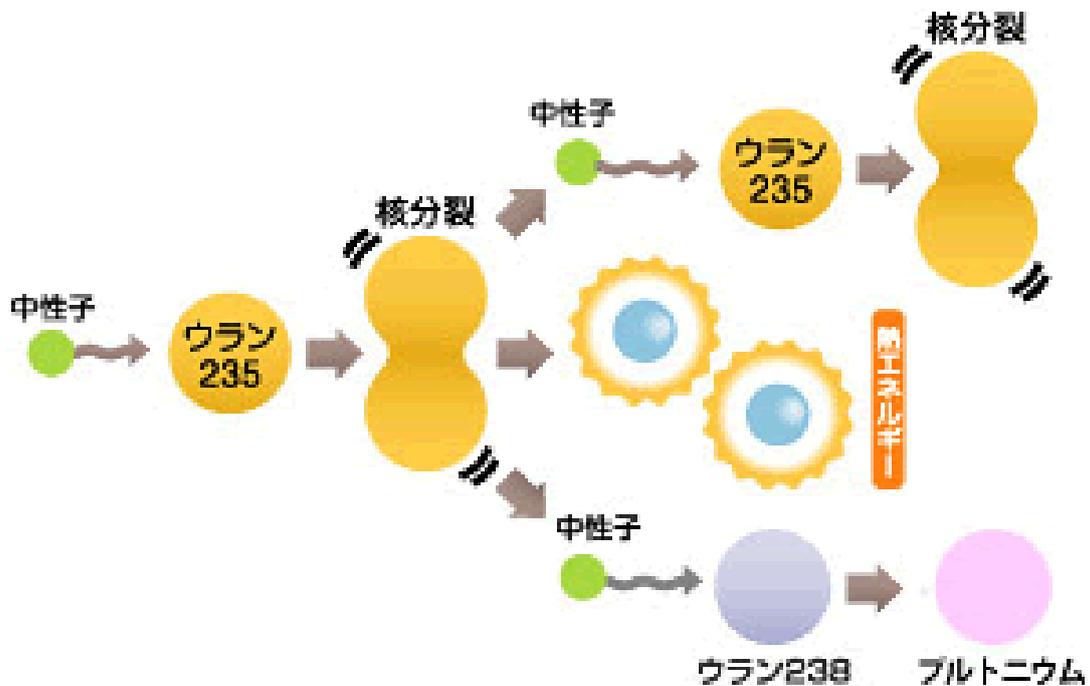
ウラン 235 は低速の中性子を吸収しやすく、ウラン 238 は高速の中性子を吸収しやすい性質があります。

ウラン 235 が低速の中性子を吸収すると核分裂反応を起こし、高速の中性子を放出します。高速の中性子はそのままではウラン 235 に吸収されづらいですが、原子炉は水で満たされているため、高速の中性子は水分子と衝突し、低速の中性子（熱中性子）となります。

低速となった中性子は別のウラン 235 に吸収され、新たな核分裂反応を起こし、中性子を放出します。このように、核分裂反応が連鎖的に起こることを核分裂連鎖反応といいます。

水は、燃料を冷却する役割だけでなく、中性子を減速させる役割があり、減速材と呼ばれます。

図③-2 核分裂反応の仕組み



[出典：四国電力ホームページ]

【原子炉の運転と制御棒】（図③-3）

原子力発電所の原子炉では、制御棒などを使って原子炉内の中性子の量をコントロールすることにより、この核分裂反応がゆっくりと連続して行われるよう、制御しています。

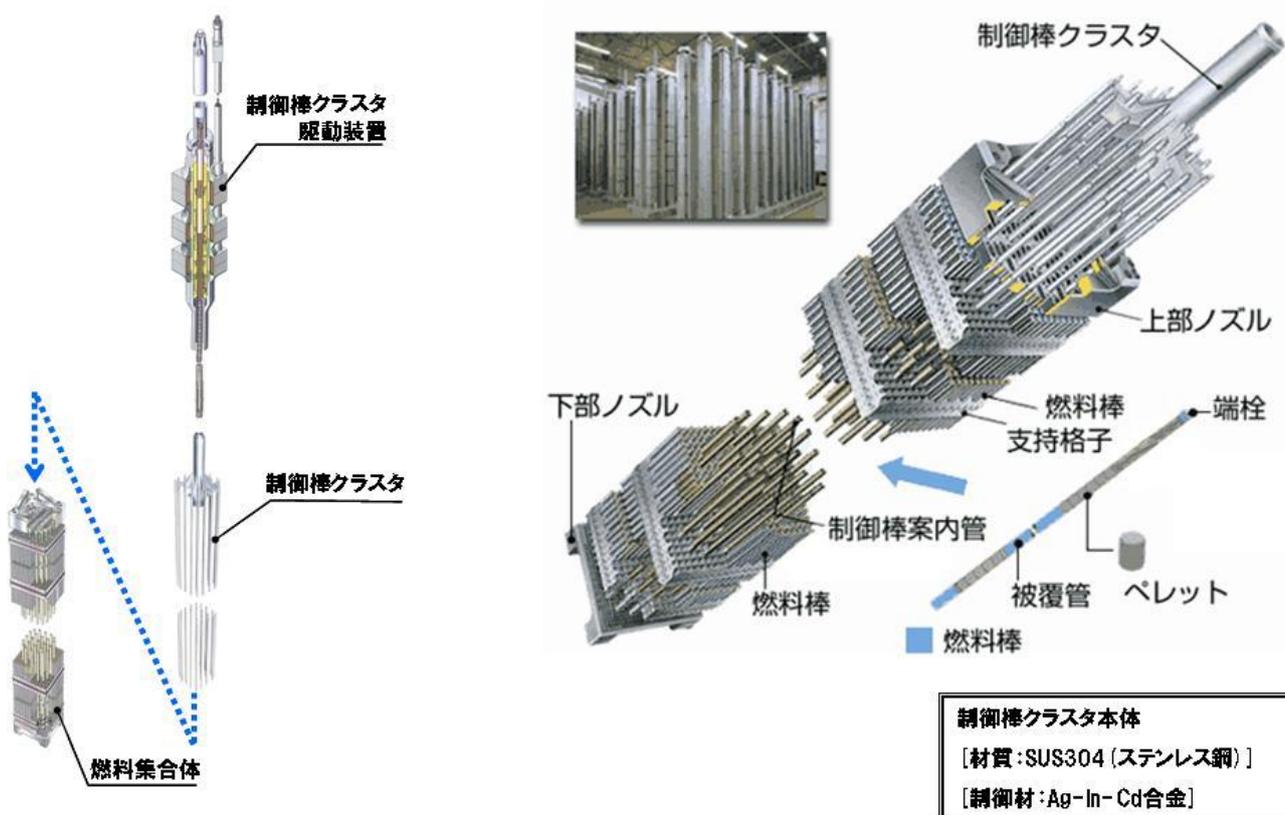
制御棒は、原子炉の出力を調整する、いわばブレーキの役割を果たすもので、銀-インジウム-カドミウムという、中性子をよく吸収する金属の合金できており、複数本をたこ足状に束ねた制御棒クラスタと呼ばれる一体構造で利用されています。各制御棒は燃料集合体に設けられた制御棒案内管と呼ばれる管に挿入される構造となっており、通常運転時は、制御棒案内管に制御棒の先端部が挿入された状態となっています。

通常、原子炉を停止する際には制御棒を燃料集合体の中に挿入し、核分裂を引き起こす中性子を吸収して減らすことで、核分裂を停止させます。

逆に、原子炉を起動する際は、制御棒を徐々に引き抜いて原子炉内の中性子を増やし、核分裂を活性化して原子炉の出力を上げていきます。

また、一次冷却水には中性子を吸収する性質を持つほう酸を溶かしており、その濃度を制御することで出力を調節することができます。

図③-3 燃料集合体と制御棒 (PWR)



[資源エネルギー庁ホームページイラストに部材名を付加]

【原子炉を緊急停止させる仕組み】(図③-4)

原子力発電所では、震度5程度の大きな揺れを検知したり※¹、原子炉内の温度や圧力が制限を超えたときなど、異常を検知したときには、自動的に原子炉を止める信号を出します。そうすると、原子炉の上部で制御棒の駆動軸をグリップしている電磁石の電源が切れ、全ての制御棒が自重で落下し、燃料の中に挿入されるように設計されています。燃料の中に制御棒が挿入されると、核反応が止まり、原子炉は停止します。

制御棒は原子炉を安全に停止するための重要な設備であることから、国の耐震信頼性実証試験において実機を模擬した加振試験が行われており、地震時においても確実に炉心へ挿入できることが確認されています。※²

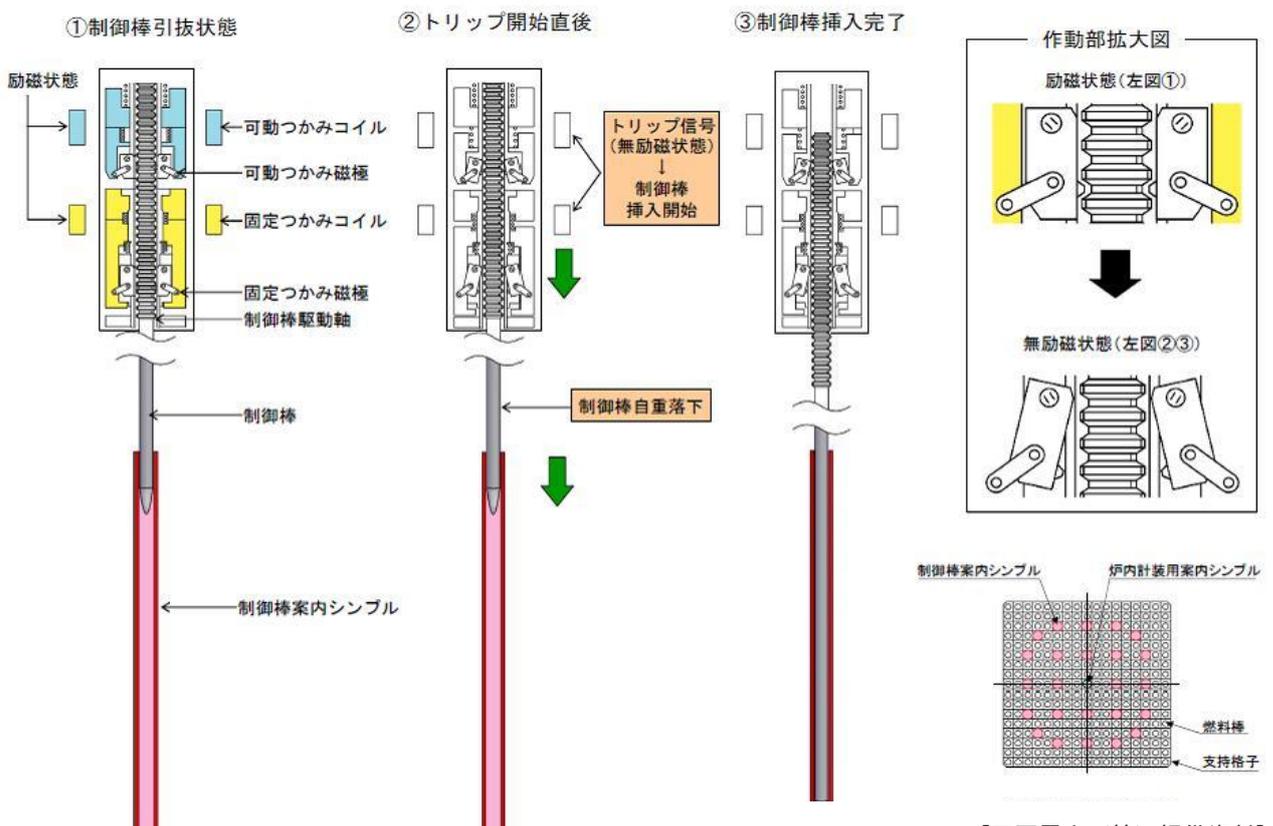
緊急に原子炉を停止する必要がある場合には、運転員が中央制御室のスイッチを手動で操作し、制御棒を一度に挿入して原子炉を停止することも出来ます。

また、一次冷却水の中に中性子を吸収する「ほう酸水」を注入することでも、原子炉を停止することができます。

※¹伊方発電所3号機では、190ガル以上の地震を検知すると原子炉停止信号を発信します。

※²「平成17年度 原子力施設等の耐震技術評価に関する試験および調査 機器耐力その2 (PWR制御棒挿入性)に係る報告書」において、大規模加振条件下で制御棒挿入試験が実施されており、約1560ガルにおいても許容時間(2.2秒)程度で制御棒が正常に挿入できることが確認されています。

図③-4 原子炉緊急停止(トリップ)時の制御棒動作(PWR)



[四国電力(株)提供資料]

問③-1 どんな状況下においても、制御棒は必ず挿入できるのですか。

【制御棒の挿入性】(図③-1-1)

制御棒は、非常にしなやかな細長構造物であるため、地震の影響により制御棒案内管が変形しても、その形に追従して挿入される仕組みとなっています。

【650 ガルでの制御棒の挿入性】

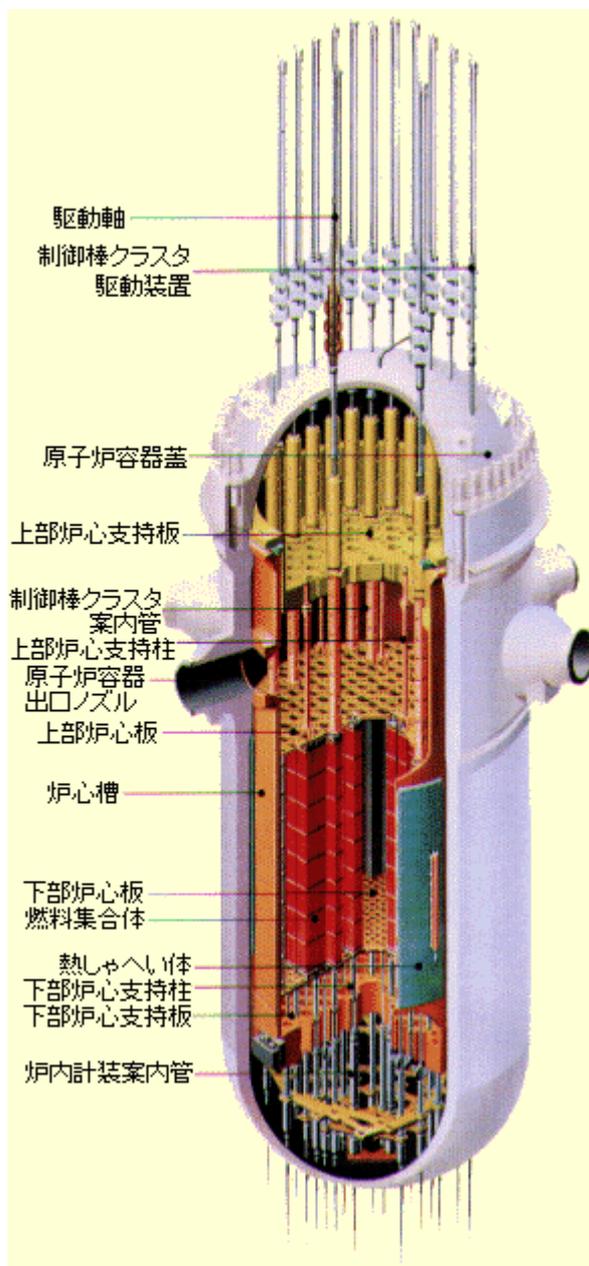
原子力規制委員会の工事計画認可においては、制御棒を 2.5 秒以内に燃料の間に挿入させることが求められています。

基準地震動 650 ガルの揺れを受けた時、伊方発電所 3 号機の制御棒は、原子炉を止める信号の発信から制御棒挿入開始までに 0.3 秒、制御棒挿入開始から挿入までに 2.09 秒、合わせて **2.39 秒**で挿入されると評価しており、**評価基準値 2.5 秒以内に収まる**ことが確認されています。

また、制御棒は原子炉を安全に停止するための重要な設備であることから、国の耐震信頼性実証試験のなかで、実機を模擬した加振試験が行われ、地震時においても確実に炉心へ挿入できることが確認されています。※

※：「平成 17 年度 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その 2 (PWR 制御棒挿入性) に係る報告書」において、大規模加振条件下で制御棒挿入試験が実施されており、約 1560 ガルにおいても制御棒を確実に挿入できることが確認されています。

図③-1-1 加圧水型原子炉 (PWR) の構造



[四国電力(株)提供資料]

問③-2 万一、制御棒が挿入されなかった場合の対策はあるのですか。

【原子炉の自己制御性】（図③-2-1）

伊方発電所において、万が一、制御棒が全て挿入できないといった事態が発生した場合でも、原子炉には自己制御性という固有の安全性が備わっているため、核分裂反応は一定の状態安定し、急激に出力が上昇することはありません。

自己制御性により、以下のとおり原子炉の出力が上昇した時（核分裂反応が増加した時）にも出力の上昇が抑制されます。

①核分裂反応が増加した時には核分裂反応が減少する方向に反応が進む

何らかの原因で核分裂反応が増加し、「一次冷却水」の温度が上昇すると、熱膨張により原子炉内を流れる「一次冷却水」の密度が小さくなり、原子炉内の速い中性子が水分子に衝突して減速する確率が減ります。その結果、ウランの核分裂に必要な遅い中性子が減ることになり、核分裂反応が減少します。

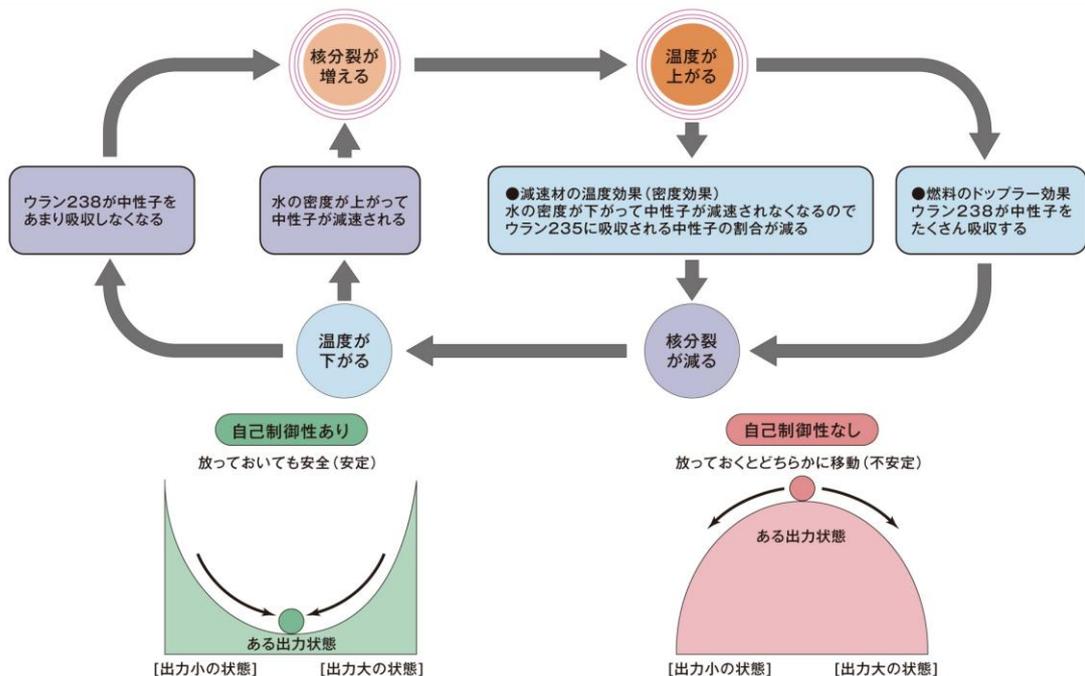
また、燃料自体の温度も上昇しますので、燃料を構成する「核分裂しやすいウラン 235」と「核分裂しにくいウラン 238」のうち、「核分裂しにくいウラン 238」が温度上昇により中性子を吸収しやすくなり、これも核分裂反応が減少する方向に作用します。

②核分裂反応が減少した時には核分裂反応が増加する方向に反応が進む

核分裂反応が減少すると、「一次冷却水」の温度が低くなり、原子炉内を流れる「一次冷却水」の密度が大きくなり、原子炉内の速い中性子が水分子に衝突して減速する確率が増え、ウランの核分裂に必要な遅い中性子が増えることになり、核分裂反応が増加します。

また、燃料の温度も下がることにより、「核分裂しにくいウラン 238」が中性子を吸収しにくくなり、これも核分裂反応が増加する方向に作用します。（→①へ戻る）

図③-2-1 原子炉の固有の安全性（自己制御性）



【制御棒が挿入されなかった場合の原子炉の停止】（図③-2-2、図③-2-3）

伊方発電所において、万が一、制御棒が全て挿入できないといった事態が発生した場合には、中央制御室※からの手動操作により主蒸気隔離弁を閉め、蒸気発生器から蒸気が逃げないようにします。蒸気の逃げ場がなくなることにより「二次冷却水」の温度が上昇し、除熱ができなくなった「一次冷却水」の温度も上昇します。「一次冷却水」の温度が上昇すると、原子炉の自己制御性によって核分裂は減少する方向に向かい、原子炉の出力が低下します。

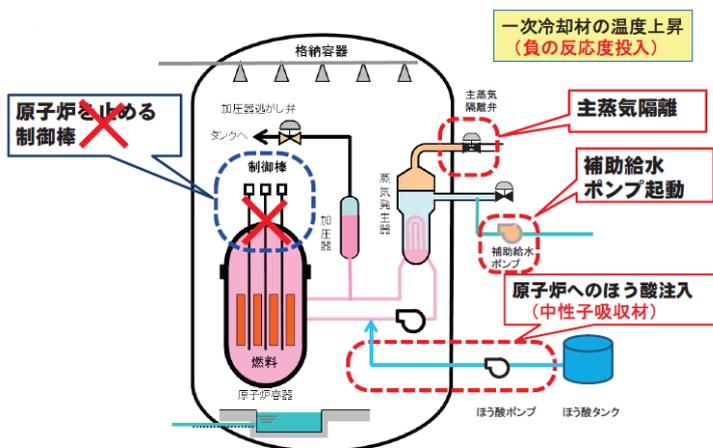
一方、蒸気の逃げ場がなくなることにより蒸気発生器内の圧力は上昇します。圧力が一定の高さになると安全弁が働き、蒸気を逃がすことによって水位が低下しますので、原子炉補助建屋に設置された補助給水ポンプにより蒸気発生器の二次側へ給水を行います。給水による除熱により、「一次冷却水」の温度が下がり、原子炉の自己制御性によって核分裂は一時的に増加する方向に向かいますが、速やかに一定の出力で安定します。

これらの操作により、約10分で原子炉の出力は8%程度まで下がり安定します。さらに、「一次冷却水」に中性子を吸収するほう酸水を中央制御室からの手動操作でほう酸タンクから注入し、原子炉を停止状態にできるようになっています。

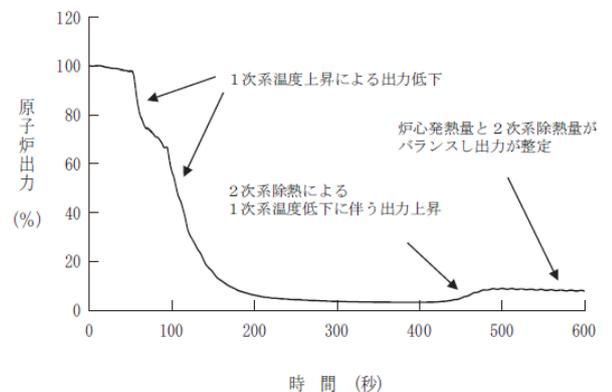
※中央制御室：発電所全体の運転状態を監視・制御する部屋で、原子炉、タービン、発電機などの運転、監視を行い、核分裂から発電までの主要な設備すべてをコントロールしています。さらに放射線の監視もここで集中管理しています。

原子炉の停止後は、引き続き補助給水ポンプを利用して蒸気発生器の二次側へ給水を行い、発生した蒸気を大気中に逃がすことで「一次冷却水」の温度をコントロールし、炉心を継続して冷却できるようになっています。また、放射性物質を含んだ「一次冷却水」と放射性物質を含まない「二次冷却水」は別の系統となっているため、「二次冷却水」はきれいな水であり、蒸気の放出により大気汚染は生じません。

図③-2-2 制御棒挿入失敗時の原子炉停止



図③-2-3 原子炉の自己制御性による原子炉出力の低下



[出典：愛媛県伊方原子力発電所環境安全管理委員会原子力安全専門部会 (H27. 7. 22) 原子力規制庁提出資料]

なお、伊方発電所3号機については、平成25年6月末までに実施された追加安全対策により、原子炉の自動停止（制御棒挿入）に失敗した場合でも、上記のタービン発電機、補助給水ポンプに係る一連の手動操作を全て自動化し、原子炉の出力抑制、安定的な冷却を行う、「**原子炉自動停止失敗時の影響緩和装置**」※を設置しています。

※原子炉自動停止失敗時の影響緩和装置：緊急時に自動信号を発信し、タービン発電機の停止や補助給水ポンプの自動起動により原子炉出力を低下させ、原子炉内の燃料を継続的に冷却することができる。（ほう酸水注入操作は除く）

こうした制御棒が挿入されなかった場合の対策は運転手順書で定めています。

運転員はその手順書に基づいて、松山市にある四国電力の「原子力保安研修所」という運転訓練の施設で、「制御棒が入らない」、「蒸気発生器のチューブが破断した」、「大きい配管が割れて一次冷却水が漏れた」といった色々なアクシデントが起こった場合を模擬して訓練などを実施しています。

問③-3 蒸気発生器の細管や、一次冷却水の配管が破損した場合の対応を教えてください。

【蒸気発生器の伝熱細管破損】

蒸気発生器の伝熱細管※が破損すると、「一次冷却水」側の圧力が高いため、水は「二次冷却水」側へ流出してしまい、「二次冷却水」に放射性物質を含んだ水が流れ込んでしまいます。

そのため、破損の起こった蒸気発生器の弁を閉め、放射性物質を含んだ「二次冷却水」やその蒸気を可能な限り蒸気発生器に閉じ込めるようにします。

伊方発電所3号機には蒸気発生器が3台あり、1台が破損した場合にも健全な蒸気発生器により十分な除熱が可能です。万が一、全ての蒸気発生器が破損した場合にも、余熱除去系統（余熱除去ポンプ等）などを用いた冷却操作が可能です。

※伝熱細管：高温の一次冷却水が流れている逆U字型の細いチューブ。いくつもの細管が二次冷却水と接触しており、この部分で一次冷却水の熱を二次冷却水に伝え、二次冷却水を蒸気に変える。

【一次冷却水の漏えい】（図③-3-1）

「一次冷却水」の配管が破損すると、「一次冷却水」が大量に流出し、「一次冷却水」の圧力が低下します。「一次冷却水」の圧力の低下の状況に応じ、非常用炉心冷却設備が作動し、ほう酸水が原子炉内に注入され、炉心の冷却が行われます。

①高圧注入系

「一次冷却水」の圧力がまだ高い時には、高圧注入ポンプによりほう酸水の注入を行います。

②蓄圧注入系

蓄圧注入系は高圧のほう酸水タンクとなっています。「一次冷却水」の圧力が下がってくると、より圧力の高い蓄圧注入系から自重でほう酸水が送り込まれます。ポンプは必要ありません。

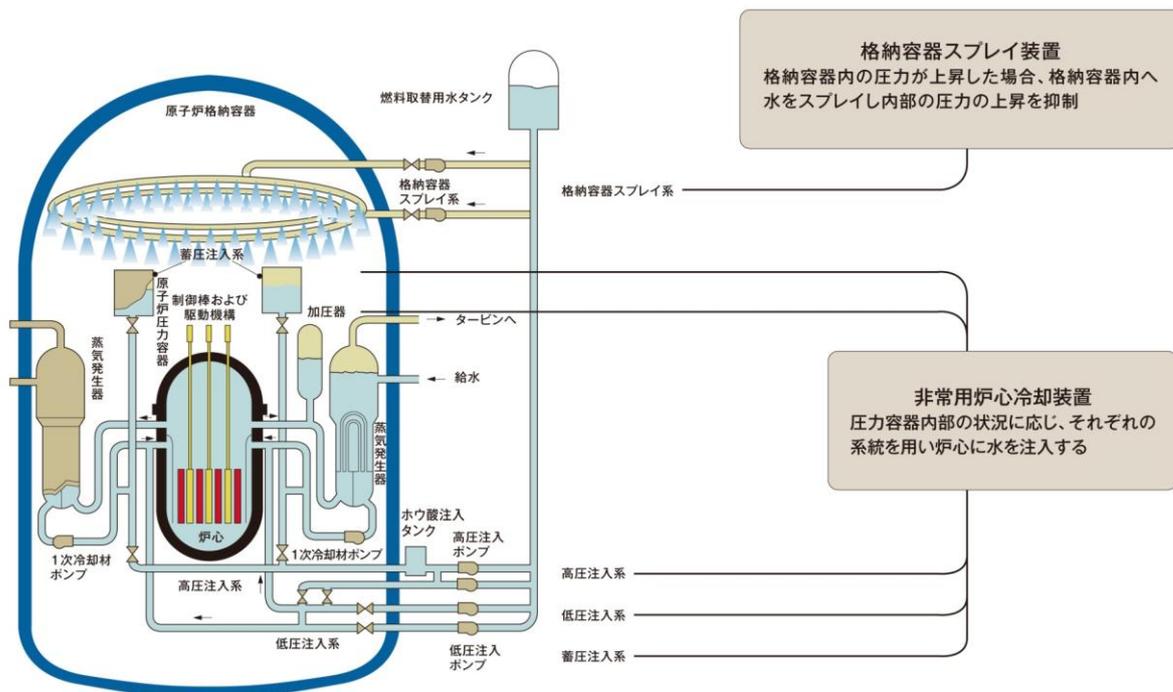
③低圧注入系

「一次冷却水」の圧力がかなり低下した場合には、低圧注入ポンプによりほう酸水の注入を行います。

非常用炉心冷却設備の水源である燃料取換用水タンクの水が低下すると、破損箇所より流出して格納容器の底にたまった「一次冷却水」やほう酸水を冷却し、再び原子炉に注入する仕組みとなっており、長期間の冷却に対応できます。

また、「一次冷却水」は高温・高圧のため、配管が破断すると一気に蒸発しますが、原子炉格納容器内の温度及び圧力の上昇抑制のため格納容器スプレイ装置が設置されています。格納容器スプレイ装置は格納容器の上部からほう酸水をシャワーのように降らせて、格納容器内に溜まっている蒸気を凝縮させて圧力を下げます。

図③-3-1 非常用炉心冷却装置



[出典：電気事業連合会ホームページ]

「原子炉を冷やす対策」に関する回答要旨

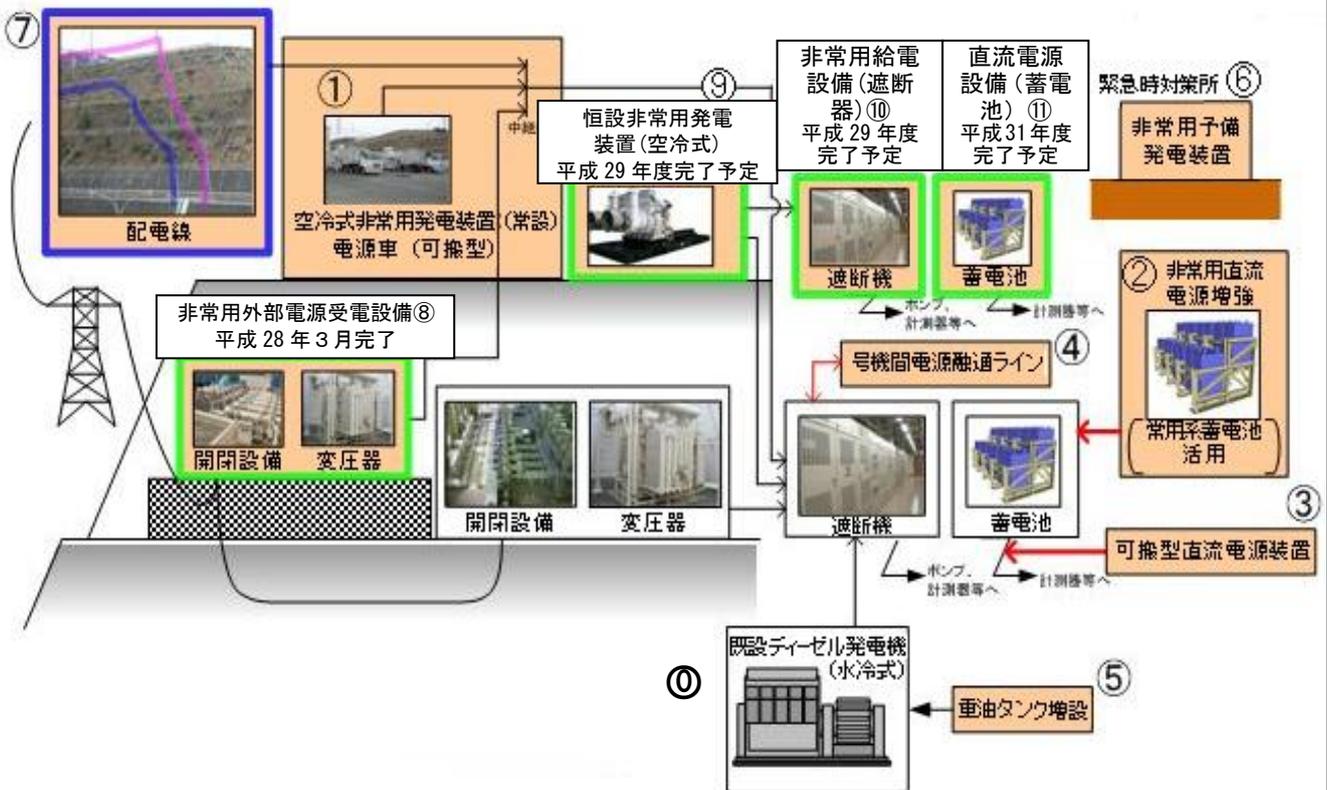
○原子力発電所を運転したり、停止時に原子炉等を安定的に冷却したりするためには、ポンプなどの動力用の電源や、計測制御装置を動かす電源を常に確保する必要があります。

伊方発電所では、万が一の事故により外部や発電所内の電源が使用できなくなった場合に備え、運転開始当初より1号機から3号機までの各号機に2台の非常用ディーゼル発電機（図中⑩）を設置しています。1号機から3号機間はケーブルで接続（図中④）しており、相互に電力を融通できるようにしています。最低限必要な電力は、1台の非常用ディーゼル発電機で賄え、その燃料（図中⑤）は最大14日間使用できるだけの量を確保しており、その間に外部から補給を行います。

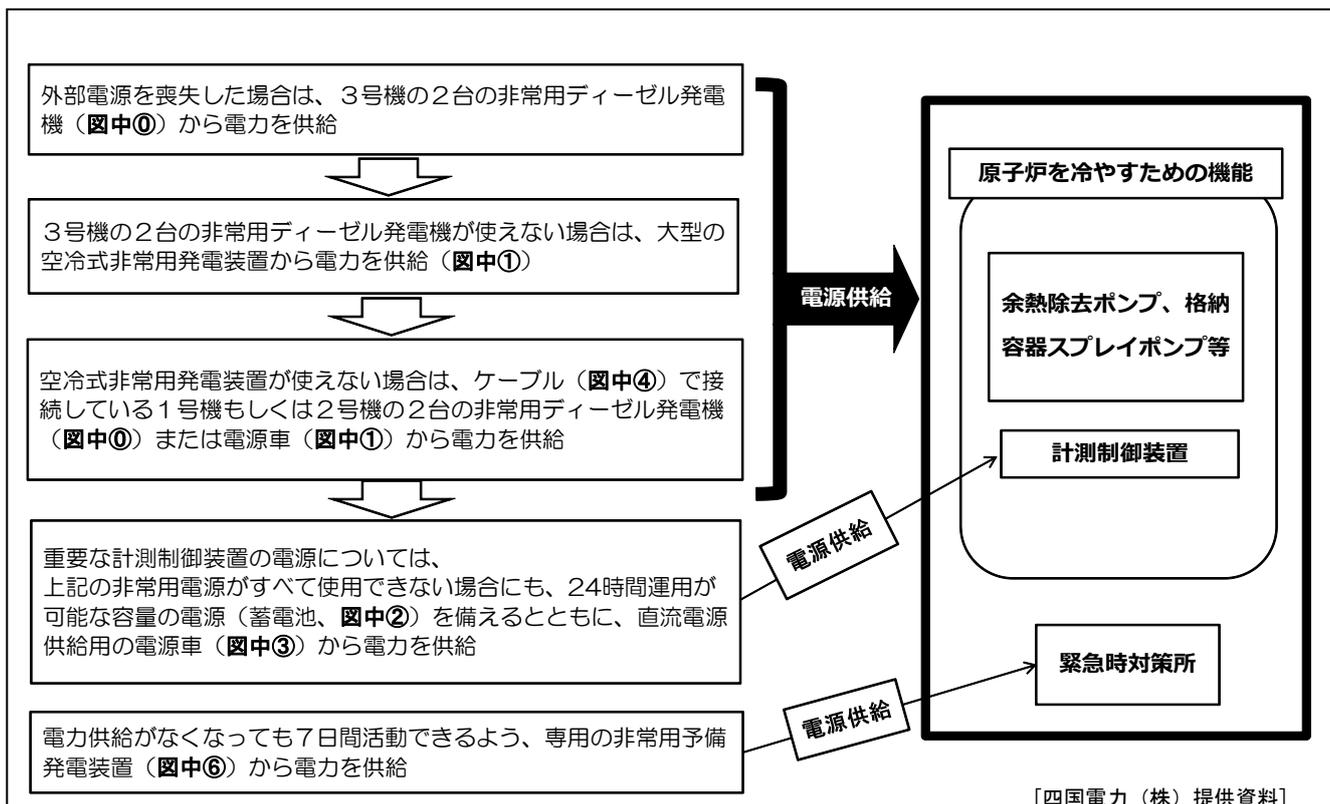
非常用のディーゼル発電機が使用できない場合に備え、海拔32mの高台には大型の空冷式非常用発電装置を4台、電源車を3台（図中①）配備しており、海拔15mの高台には非常用外部電源受電設備（図中⑧）を設置しております。今後さらなる対策として、海拔32mに非常用ガスタービン発電機（図中⑨）を設置します。

重要な計測制御装置の電源については、これらが使用できない場合にも、24時間運用が可能な容量の電源（蓄電池、図中②）を備えるとともに、直流電源供給用の電源車（図中③）を配備しています。

また、大規模災害時に比較的短時間で復旧が期待できる配電線（図中⑦）を至近の亀浦変電所から敷設しており、電源の多様化を図っています。（詳細は問④）

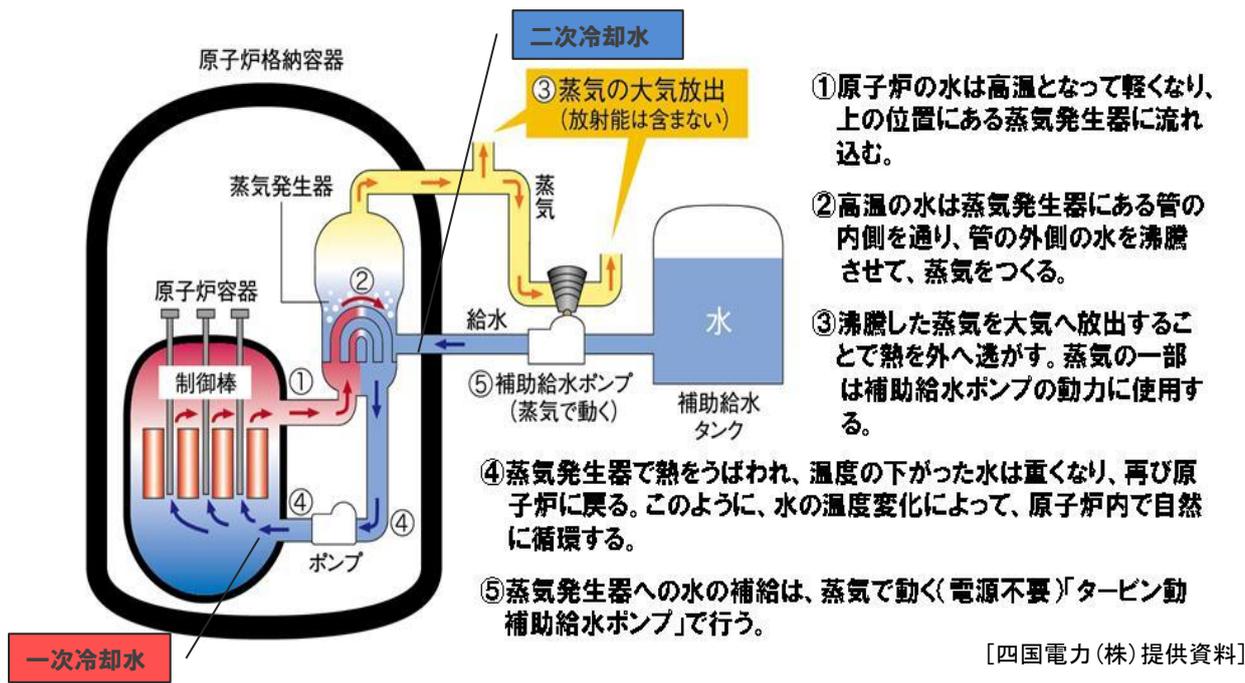


[四国電力(株)提供資料に加筆]



○万が一、全ての電源が失われた場合でも、蒸気発生器で発生する蒸気を利用して原子炉の冷却を行うことができます。

制御棒の挿入もしくはほう酸水の注入により原子炉が停止した後も、燃料の崩壊熱により蒸気発生器では蒸気が発生しています。その時、電源が失われていたとしても、発生する蒸気で動くタービン動補助給水ポンプを作動させ、蒸気発生器に「二次冷却水」を供給します。供給された「二次冷却水」は、原子炉と蒸気発生器の間を循環する「一次冷却水」と蒸気発生器の中で金属の細管（**図の②**、逆U字型の部分）を介して接触しているため、蒸気となる過程で「一次冷却水」から熱を奪い、燃料を徐々に冷却することができます。（詳細は問⑤【全電源喪失時の対策】）



問④ 長時間にわたり、電源が喪失する恐れはないのですか。

【原子炉の冷却】

原子炉を停止し核分裂反応が止まっても、核分裂反応により発生した物質（核分裂生成物）は、崩壊※という反応を起こしており、それに伴い熱が発生します。そのため、原子炉は継続的に冷却する必要があります。

福島第一原発事故では、原子炉の停止には成功しましたが、原子炉を冷やすことができなかったため、炉心が損傷する事態となりました。

※崩壊：核分裂生成物は不安定なため、放射線を放出し別の物質に変わります。これを、放射性崩壊といい、その際に生じる熱を崩壊熱といいます。

【原子力発電所で使用する電源】

原子力発電所を運転したり、停止時に原子炉等を安定的に冷却したりするためには、ポンプなどの動力用の電源や、計測制御装置※を動かす電源を常に確保する必要があります。通常は発電所内で発電する電力や発電所外から送電線により受電する電力を使用しています。

しかしながら、万が一の事故により、これら所内の電源や、送電線を経由する外部の電源がいずれも使用できなくなった場合に対応するために、電源の多重化・多様化を図っています。

※計測制御装置：「一次冷却水」の温度や圧力を測定し、結果を表示する装置や、測定結果をもとに弁の開閉状態などを自動的にコントロールする装置などの総称

【伊方発電所における電源確保対策】（図④-1、表④-1）

伊方発電所では、運転開始当初より1号機から3号機までの各号機に2台の非常用ディーゼル発電機（図中③）を設置しているとともに、1号機から3号機間をケーブルで接続（図中④）し、相互に電力を融通できるようにしており、例えば、3号機で、2台の非常用ディーゼル発電機が使えなくなった場合でも、1号機あるいは2号機の2台の非常用ディーゼル発電機を電源として使用できます。

燃料（図中⑤）は2台の非常用ディーゼル発電機を7日間使用できるだけの量を確保しており、その間に外部から燃料の補給を行います。

最低限必要な電力に限れば、非常用ディーゼル発電機1台で十分賄えますので、14日間使用できるだけの燃料を確保していることとなります。

【バックアップの電源】

非常用のディーゼル発電機が使用できない場合には、海拔32mの高台に大型の空冷式非常用発電装置を4台配備しているほか、電源車も3台配備しています。（図中①）

また、更なる信頼性向上対策（自主対策）として、敷地内の高所（標高32m）に非常用ガスタービン発電機（図中⑨）と非常用給電設備（遮断器）（図中⑩）※の設置を予定しています。当初の計画では平成27年度に設置する予定でしたが、自主対策とはいえ、安全性を考慮して新規制基準に適合するよう耐震性等を見直すこととしたため、設置は平成29年度内の予定となりました。

※ 非常用給電設備（遮断器）：非常用ガスタービン発電機（図中⑨）からポンプ、計測器等へ給電するための設備で、通常時は遮断されています。

【計測制御装置の電源】

重要な計測制御装置の電源については、これらの非常用電源がすべて使用できない場合にも、24時間運用が可能な容量の電源（蓄電池、図中②）を備えるとともに、直流電源供給用の電源車（図中③）からも電力を供給できるようにしています。

このほか、バックアップ電源として、新規制基準において直流電源設備（蓄電池）（図中⑪）の設置が要求されています。この設備は、蓄電池（図中②）や直流電源供給用の電源車（図中③）のバックアップ設備であることから設置までに猶予が認められており、平成31年度に設置する予定です。

【外部電源を確保するための追加対策（四国電力独自の取組）】

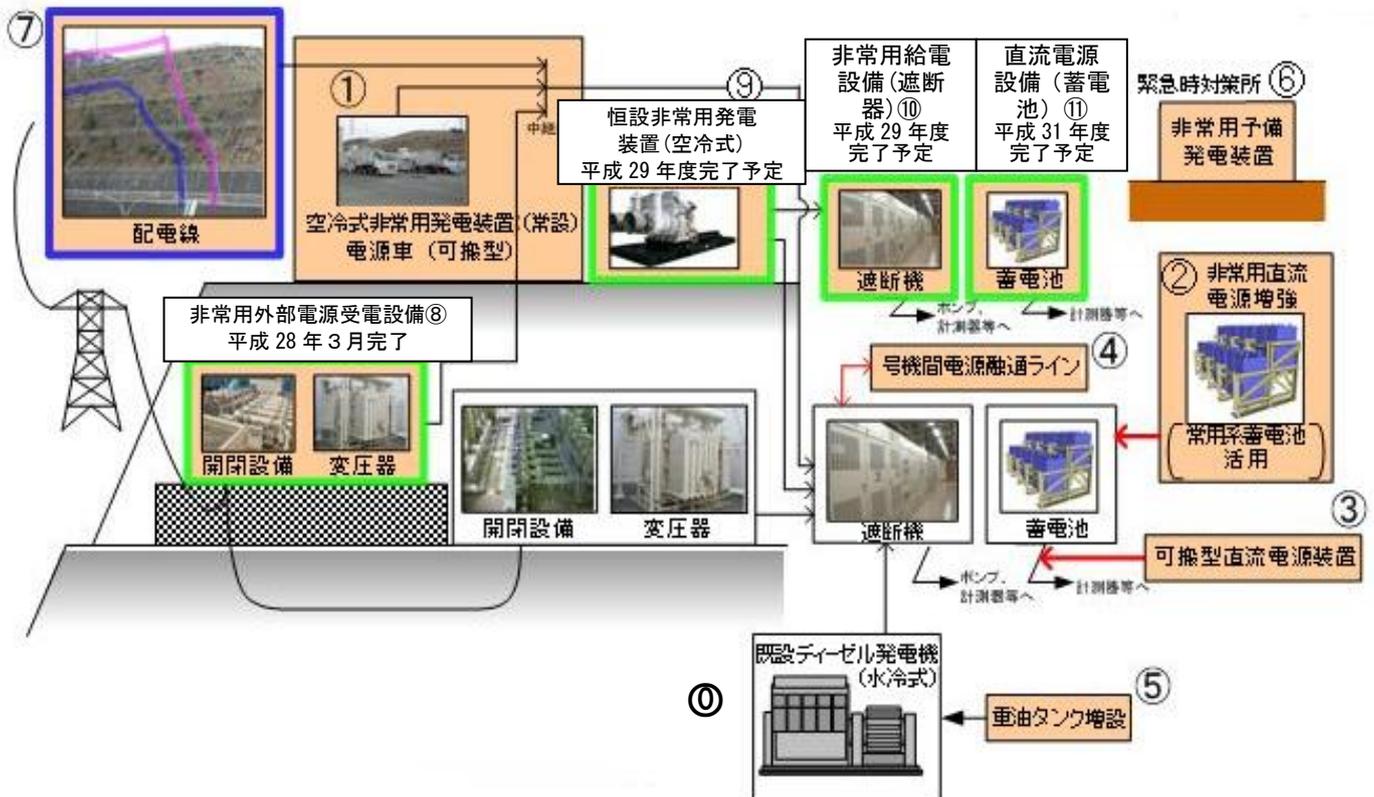
新たに、津波および地震に対する外部電源の信頼性を向上させるため、非常用の外部電源受電設備（図中⑧）を平成28年3月に設置しました。

この設備は、送電線から受電するための既設の設備が被災した場合に、受電可能な送電線から受電するための設備で、耐震性を高めた設計となっています。また、敷地内の高所（標高15m以上）に設置されているため、津波等の影響が無く、事故時に既設の開閉設備、変圧器が使用できなくなった場合に、当該設備を使用し、所外から電気を受電するものです。

さらに、大規模災害時に比較的短期間で復旧に優れる配電線（図中⑦）（2ルート（3回線））※を至近の亀浦変電所から敷設しており、電源の多様化を図っています。

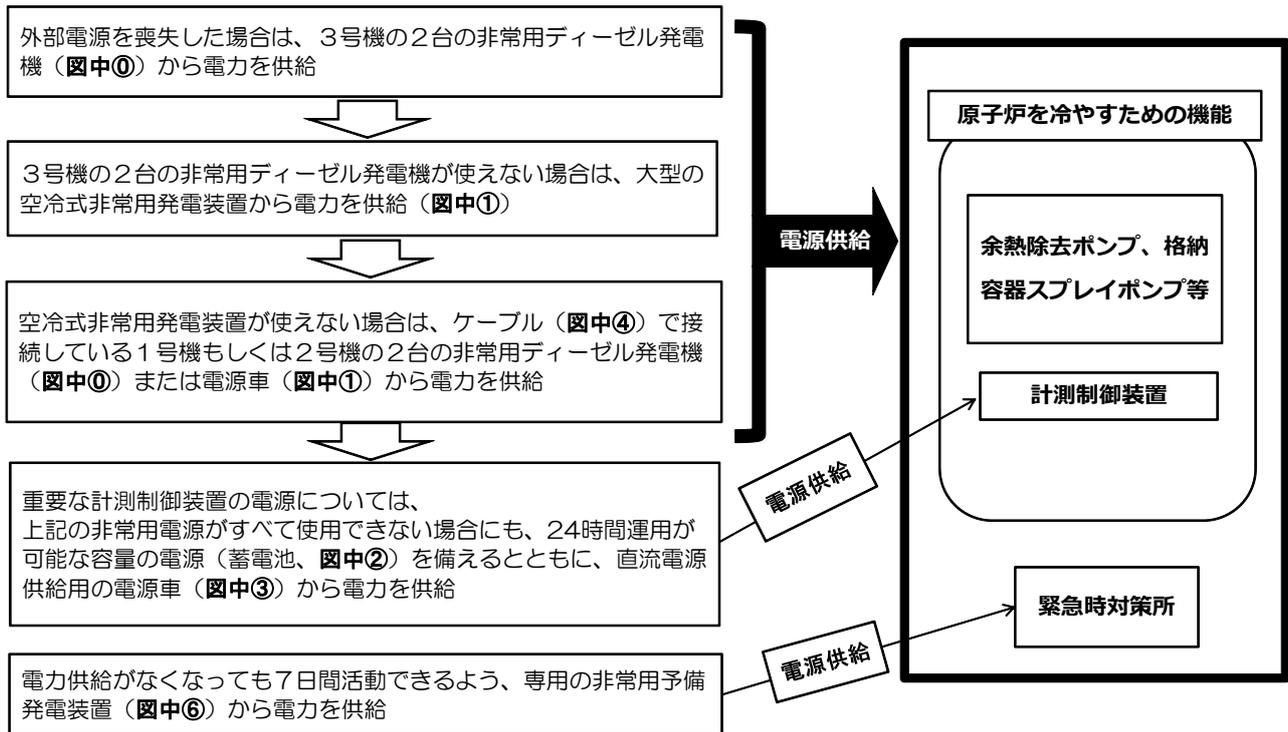
※3号機用に1ルート、1・2号機用に1ルートの計2ルートを新たに敷設しました。

図④-1 電源確保対策



[四国電力(株)提供資料に加筆]

図④-2 外部電源喪失時の対応



[四国電力(株)提供資料]

表④-1 電源確保対策

電源	設置場所	耐震性	燃料（種類/保管量）		燃料設置場所
⑩非常用ディーゼル発電機	海拔 10m	Sクラス	⑤重油	7日間分※ ¹	海拔 10mおよび 海拔 84m
①空冷式非常用発電装置	海拔 32m	Sクラス			
②蓄電池	海拔 10m	Sクラス	—	—	—
③電源車	海拔 10m、 32m、84m	Sクラス	軽油	7日間分	海拔 32m
④号機間電源融通ライン	—	—	—	—	—
⑤重油タンク	海拔 84m	Sクラス	重油	—	—
⑥非常用予備発電装置 （緊急時対策所）	海拔 10m、 20m、32m	Sクラス	軽油	7日間分	海拔 32m
⑦配電線	—	—	—	—	—
⑧非常用外部電源受電設備	海拔 15m	Sクラス	—	—	—
⑨非常用ガスタービン発電機	海拔 32m	Sクラス	※ ²	※ ²	海拔 32m
⑩非常用給電設備（遮断機）	海拔 32m	Sクラス	—	—	—
⑪直流電源設備（蓄電池）	※ ²	※ ²	—	—	—

※¹ 海拔 84mの重油タンク 3基及び海拔 10mの非常用ディーゼル発電機貯油槽 2基の合計量により、非常用ディーゼル発電機 2基または空冷式非常用発電装置 2基を最低 7日間運転が可能。

最低限必要な電力に限れば 14日間の運転が可能。

※² 現在検討中

【緊急時対策所の電源】

また、緊急時対策所※についても、電力供給がなくなっても7日間活動できるよう、**専用の非常用予備発電装置（図中⑥）**とそれに軽油を補給することができる燃料タンクを設置しています。

伊方発電所では、免震構造の総合事務所（海拔10m）内に緊急時対策所を設置していましたが、原子力規制委員会での審査の過程で基準地震動が変更となったため、変更後の基準地震動に耐えられるSクラスの耐震性を持つ、新しい緊急時対策所（海拔32m）を設置しました。（平成27年3月完成）

※緊急時対策所：非常時に所員が集まり事故対策を行う施設。発電所の温度・圧力・放射線レベルなどのデータが確認でき、情報発信のための通信設備も完備している。また放射線遮蔽設計が施され、約100人が1週間活動できるよう水や食料も保管されている。

問④－１ 南海トラフ地震などにより、四国全体で数ヶ月の長期間にわたり外部電源が復旧しない場合でも電源は大丈夫ですか。

【外部電源の長期喪失】

伊方発電所では、南海トラフ地震のような大規模な災害により四国各地の火力発電所が被災し、外部からの電源供給が受けられない場合にも必要な電源を確保できるようになっています。

具体的には、伊方発電所3号機には非常用ディーゼル発電機2基を設置しており、各々7日間稼働させる燃料を備えています。3号機を冷却するために最低限必要な電力は非常用ディーゼル発電機1機で賄えますので、燃料は最大14日分確保していることとなります。非常用ディーゼル発電機が使えない場合は、大型の空冷式非常用発電装置（電源車）により電源を最大14日間供給します。

その間に、陸路、海路、空路などあらゆる手段を使って外部から燃料を補給することとなっており、燃料会社との契約により災害時には優先的に燃料を購入できるようになっています。

また、仮に電力事業者による外部から燃料の補給が難しいような状況が発生したとしても、陸海空すべての運用手段をとって、燃料を調達することにより電源を確保します。

問⑤ 全ての電源が失われた場合でも、原子炉を冷やすことはできるのですか。

【全電源喪失時の対策】(図⑤-1)

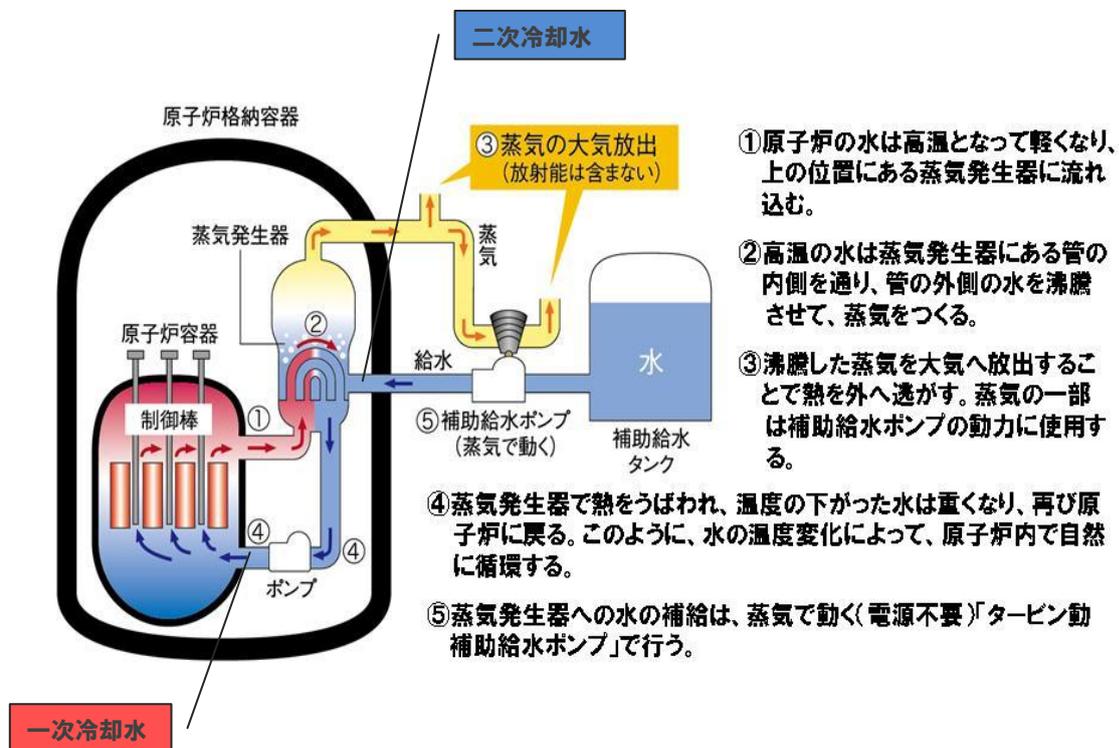
伊方発電所では、原子炉内でウランなどの核燃料物質が中性子を吸収して核分裂する際に発生する熱を利用しており、この熱で高温高圧になった「一次冷却水」を蒸気発生器とよばれる装置に送り、そこで別の系統で流れている「二次冷却水」を蒸気に変えてタービン発電機を回して発電します。

万が一、全ての電源が失われた場合は、この熱を取り出す仕組みを利用して、原子炉内の燃料を冷却します。

具体的には、蒸気発生器で発生する蒸気により補助給水ポンプを作動させ、蒸気発生器に「二次冷却水」を供給します。供給された「二次冷却水」は、原子炉と蒸気発生器の間を循環する「一次冷却水」と蒸気発生器の中で金属の細管を介して接触し、加熱されて蒸気になる過程で「一次冷却水」から熱を奪い、燃料を徐々に冷却できるようになっています。補助給水タンクへ水を補給することにより、継続的に冷却を行うことが可能です。

また、蒸気は大気中へ放出し、熱を逃がしますが、「二次冷却水」は放射性物質を含まないきれいな水なので、放出による影響はありません。

図⑤-1 電源が喪失した場合の燃料を冷却する仕組み



[四国電力(株)提供資料]

さらに、福島第一原子力発電所の事故を受け、中型ポンプ車および加圧ポンプ車（いずれもエンジン駆動）を配備しており、電源がなくなるとも原子炉内に冷却水を直接供給することが可能です。※

※一次冷却系統へポンプ車で直接水を供給するのは、一次冷却材配管の破断などで冷却水が失われ、かつ、既設の非常用炉心冷却設備がすべて故障や電源喪失等により使用できない場合です。
一次冷却系統が健全であれば、補助給水系統から既設のポンプもしくは中型ポンプ車を用いて蒸気発生器の二次側へ給水を行い、発生する蒸気を放出することにより間接的に原子炉を冷却します。

【電源復旧後の対策】（図⑤-2）

電源復旧後は、長期的に安定した冷却操作の継続が可能となります。

具体的には、従来から設置されている余熱除去系統（余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器他）や格納容器スプレイポンプ、高圧注入ポンプなどを用いた冷却操作を実施します。※

※通常は、余熱除去ポンプにより炉心の崩壊熱を除去し、原子炉を冷温停止に導きます。余熱除去ポンプが故障等で使用できない場合は、格納容器スプレイポンプで代用します。

一方、一次冷却水の漏えい等が発生し、高圧の一次冷却系へ冷却水を注入する必要がある場合には、高圧注入ポンプによる原子炉への注水を行います。

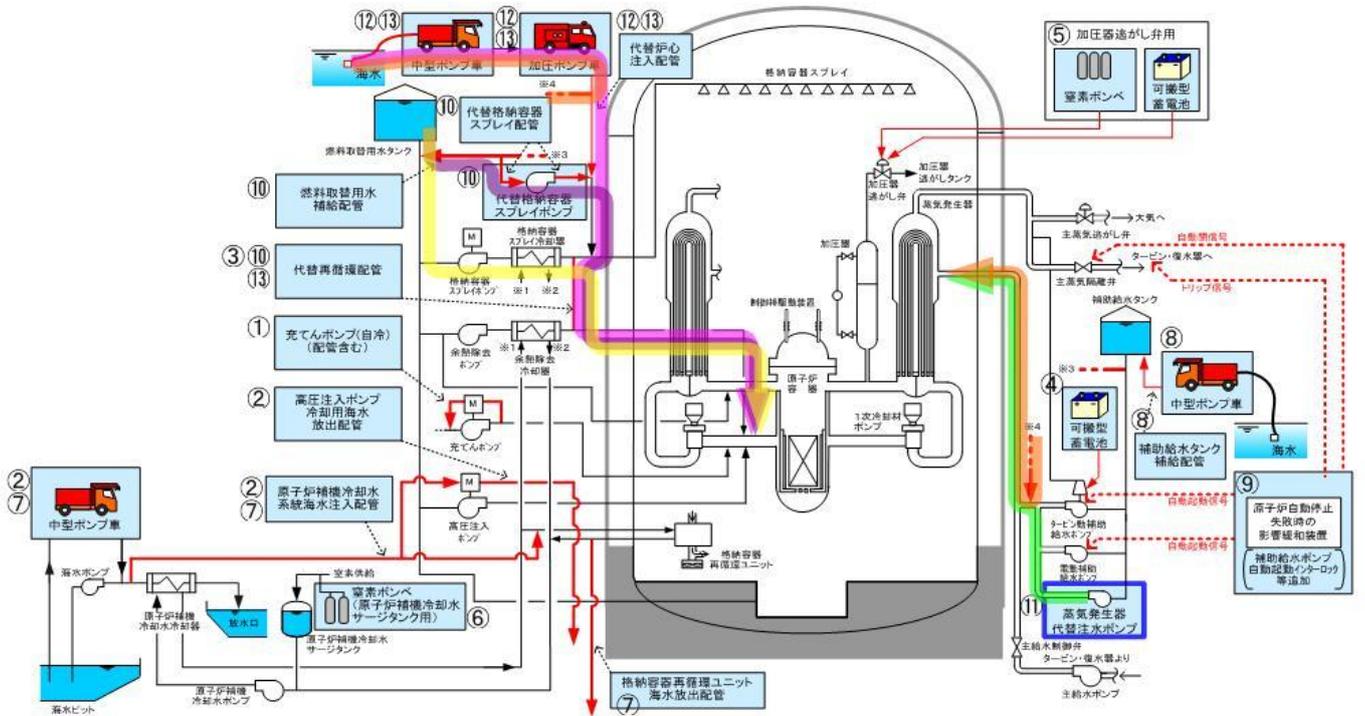
また、漏えいした蒸気により格納容器内の温度や圧力が上昇し、格納容器が破損する恐れがある場合には、格納容器スプレイポンプを使用し、蒸気を凝縮させて圧力を下げます。

なお、こうした既設設備の利用が困難な場合は、バックアップ機能として整備した代替格納容器スプレイポンプ、蒸気発生器代替注水ポンプなどを用いて冷却操作を行うこととなります。

このように原子炉を「冷やす」ために必要な設備については、すべて耐震**Sクラス**となっており、基準地震動はもちろん、概ね 1000 ガルの揺れによる力を受けても機能を維持できる耐震余裕があることを確認しています。

電源ケーブル、制御ケーブル、水配管などの冷却設備が能力を発揮するために必要な付帯設備についてもすべて耐震**Sクラス**の一番厳しい耐震基準が要求されています。

図⑤-2 炉心等へ注水する仕組み



[四国電力(株) 提供資料]

対策	
①	充てんポンプの冷却手段の追加
②	高圧注入ポンプの冷却手段の追加
③	格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水手段の追加
④	タービン動補助給水ポンプ起動のための電源確保
⑤	加圧器逃がし弁駆動源の多様化
⑥	原子炉補機冷却水の沸騰防止
⑦	格納容器再循環ユニットへの冷却水供給手段の追加
⑧	原子炉冷却のための水源の確保
⑨	原子炉自動停止失敗時の影響を緩和
⑩	代替格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水手段の追加
⑪	蒸気発生器代替注水ポンプによる蒸気発生器への給水手段の追加
⑫	ポンプ車による蒸気発生器への給水手段の追加
⑬	ポンプ車による原子炉への注水手段の追加

自主対応設備・対策

[四国電力(株) 提供資料より作成]

「放射性物質を閉じ込める対策」に関する回答要旨

○伊方発電所では、福島第一原子力発電所の事故や新規規制基準をふまえ、原子炉内の燃料が損傷するような重大事故が発生した場合でも、原子炉格納容器の破損を防止し、外部への放射能の放出を最小限に抑えるため、次のような対策を講じています。（詳細は問⑥【原子炉格納容器の破損防止対策】）

・水素処理装置

重大事故が発生し、燃料被覆管が900度以上の温度になると、燃料被覆管中のジルコニウムと水との反応により水素が発生し、原子炉格納容器内において一定の濃度になると、爆轟（ばくごう）という激しい爆発が起こる可能性があります。

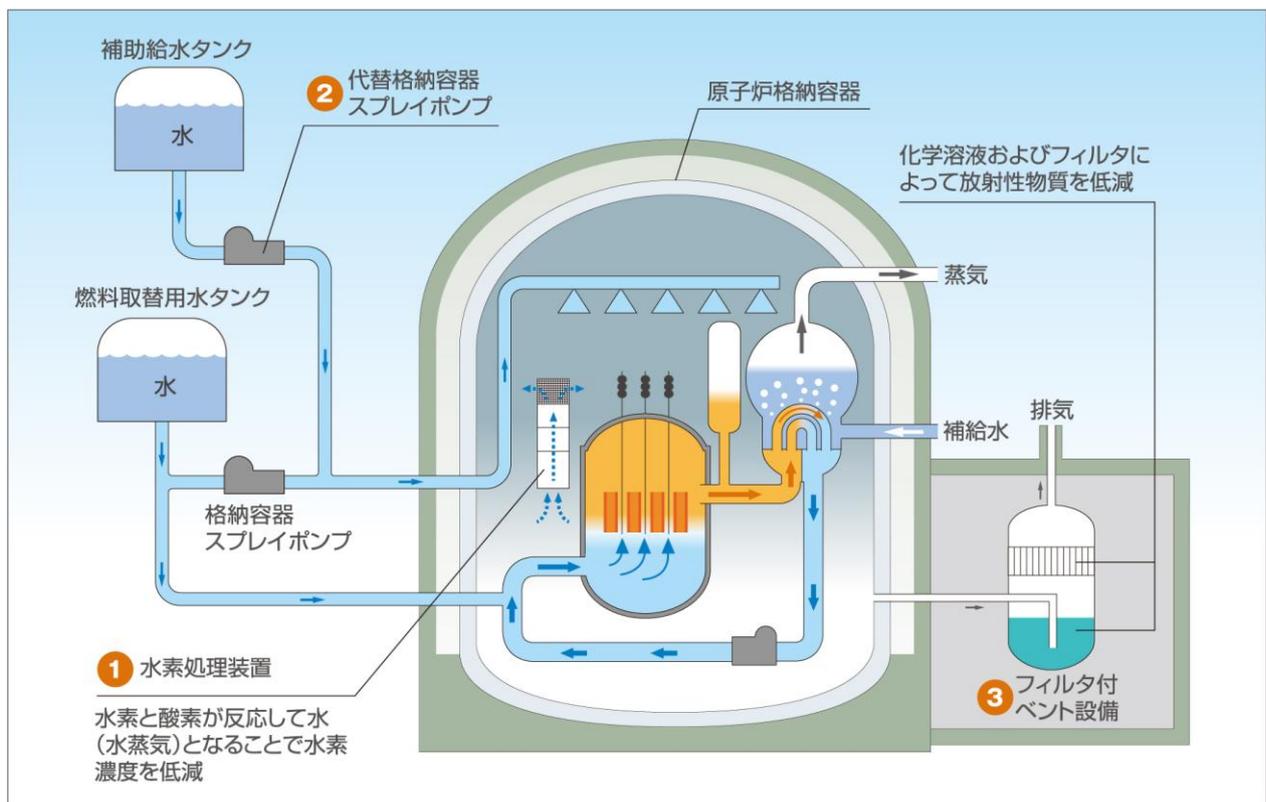
伊方発電所のような加圧水型原子炉の場合は、福島第一原子力発電所のような沸騰水型原子炉と異なり原子炉格納容器の容積が大きいため、原子炉格納容器内の平均水素濃度が爆轟の生じる濃度に達することはないと評価されていますが、万一の事態に備え、発生する水素の濃度を下げる「静的触媒式水素再結合装置」（5台）、「電気式水素燃焼装置」（13台）を設置しています。

・代替格納容器スプレィポンプ

高温・高圧の「一次冷却水」の配管断裂などにより水蒸気が発生し、格納容器内の急激な圧力上昇することを防止するために格納容器内に冷却水を散布する設備として、従来から設置されているスプレィポンプが使用できない場合に備え「代替格納容器スプレィポンプ」を設置しました。

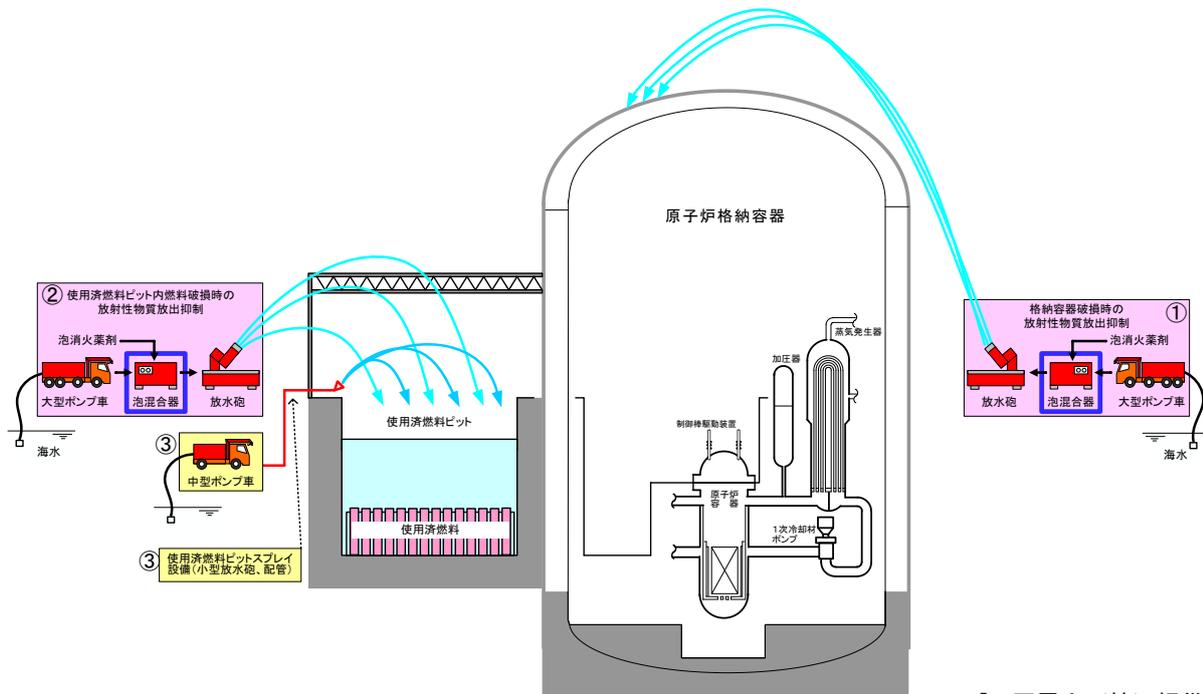
・フィルター付ベント設備

万が一、格納容器内の圧力が異常に上昇した場合でも、フィルターにより放射性物質を低減しながら格納容器内の空気を抜いて、内圧を下げるができる「フィルター付ベント設備」を今後設置することとしています。



[四国電力（株）提供資料]

○万が一、原子炉格納容器や使用済燃料ピットが破損して、外部へ放射性物質が飛散するような事態が生じた場合に備え、大型ポンプ車2台と放水砲2台を配備しており、原子炉格納容器の破損部分などに放水することで放射性物質の広範囲への拡散を防ぎます。



[四国電力(株)提供資料]

格納容器が破損して汚染水が外部に漏れてしまった場合も、格納容器の周りは堀になっており、漏れた汚染水は堀にたまり、水の量が多くなり、堀から溢れた場合には排水路へ流出しますが、排水路に放射性物質の吸着材(ゼオライト)を敷き詰め、放射性物質を吸着して低減します。さらに、海洋への出口はシルトフェンスで仕切り、流出を防ぎます。(詳細は問⑥【放射性物質の拡散防止策】)



[四国電力(株)提供資料]

○また、使用済燃料ピットについては、「基準地震動」を受けても機能が維持できるように対策していますが、万が一、破損等により水が大量に流出し、通常の補給水系統も使えない場合に備え、さらなる安全対策として、プールへ水を補給するポンプ車を配備しています。

問⑥ 万が一、原子炉内の燃料が損傷するような重大な事故が起きた場合でも、放射性物質が外部に漏れないような対策は取られているのですか。

【重大事故が発生した場合の影響緩和対策】

伊方発電所では、福島第一原子力発電所の事故や新規規制基準をふまえ、原子炉内の燃料が損傷するような重大事故が発生した場合でも、原子炉格納容器の破損を防止し、外部への放射能の放出を最小限に抑えるため、次のような対策を講じています。

＜参考＞安全目標

原子力規制委員会において、セシウム 137 の放出量が 100TBq（テラベクレル）を超えるような事故は、100 万炉年に 1 回に抑えるという安全目標が示されており、伊方発電所 3 号機でも事故時において、この量を下回ると評価しています。

ベクレルは放射能の強さを表す単位であり、テラは 10 の 12 乗（1 兆）倍を表します。

【原子炉格納容器の破損防止対策】（図⑥-1）

○水素処理装置

重大事故が発生し、燃料被覆管が 900 度以上の温度になると、燃料被覆管中のジルコニウムと水との反応により水素が発生し、原子炉格納容器内において一定の濃度になると、爆轟（ばくごう）という激しい爆発が起こる可能性があります。

伊方発電所のような加圧水型原子炉の場合は、福島第一原子力発電所のような沸騰水型原子炉と異なり原子炉格納容器の容積が大きいため、原子炉格納容器内の平均水素濃度が爆轟の生じる濃度に達することはないと評価されていますが、万一の事態に備え、発生する水素を空気中の酸素と反応させ水にすることにより水素濃度を下げる「静的触媒式水素再結合装置」（電源不要、図中①）を原子炉格納容器の中に 5 台設置※しました。また、より一層の水素低減を図るため、電気ヒータで水素を燃焼させる「イグナイタ（電気式水素燃焼装置）」も原子炉格納容器の中に 13 台（予備 1 台を含む）設置しました。

※静的触媒式水素再結合装置のみでも、原子炉格納容器内の水素濃度は最高 11.3vol%までとなり、爆轟限界（13vol%）未満と評価しています。（vol%：体積パーセント濃度、水素の体積/格納容器の容積）

なお、熔融炉心とコンクリートの相互作用により発生する一酸化炭素とイグナイタが反応し、爆発を起こすとの指摘もありますが、伊方発電所のコンクリートは、ケイ素の含有量が高く、熔融炉心とコンクリートの相互作用が発生したとしても水素に比べて、一酸化炭素の発生量は少なく、影響は無視できると評価しています。

○代替格納容器スプレイポンプ

また、高温高圧の「一次冷却水」の漏洩などによる格納容器の急激な圧力上昇※を抑えるために、格納容器内に冷却水を散布する設備として、従来から設置されている格納容器スプレイポンプに加え、

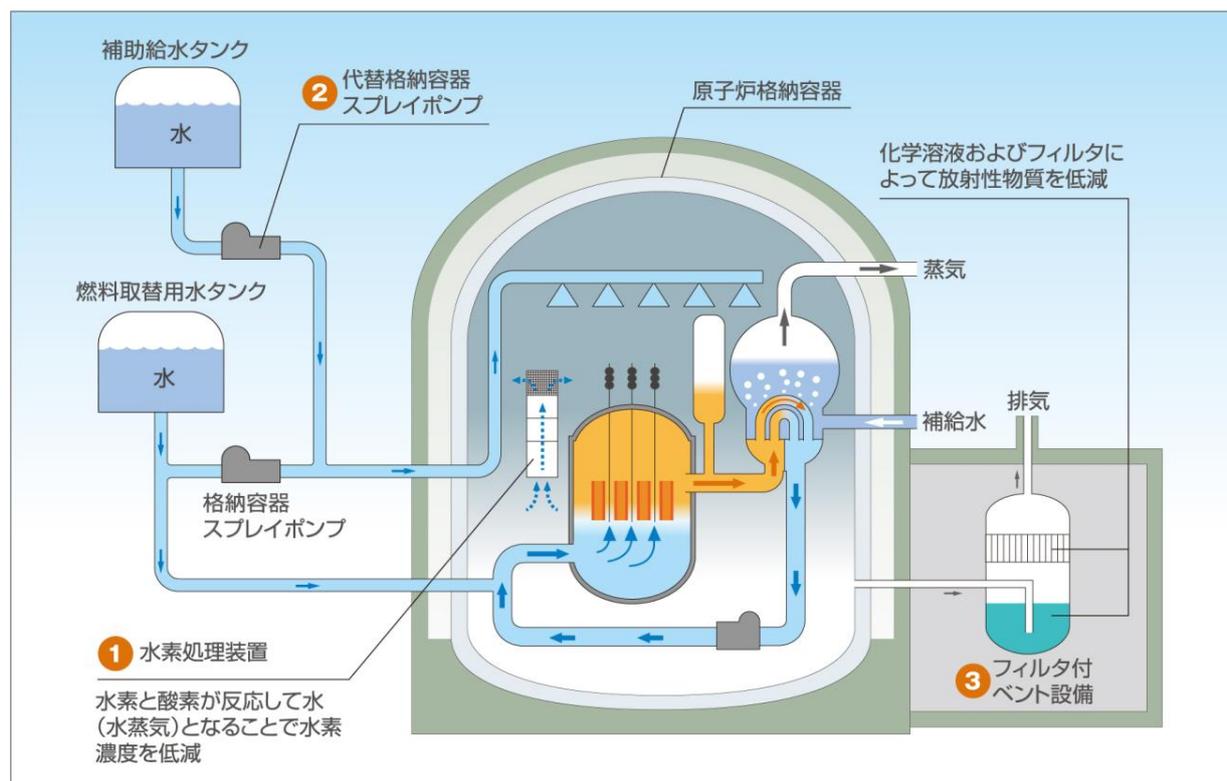
「代替格納容器スプレイポンプ」(図中②)を設置しました。

※「一次冷却水」は高温・高圧のため、配管が破断すると一気に蒸発し、格納容器の圧力が上昇します。

○フィルター付ベント設備

さらに万が一、格納容器内の圧力が異常に上昇した場合でも、放射性物質を低減しながら格納容器内の空気を抜いて、内圧を下げるができる「フィルター付ベント設備」(図中③)を設置します。

図⑥-1 原子炉格納容器の破損防止対策



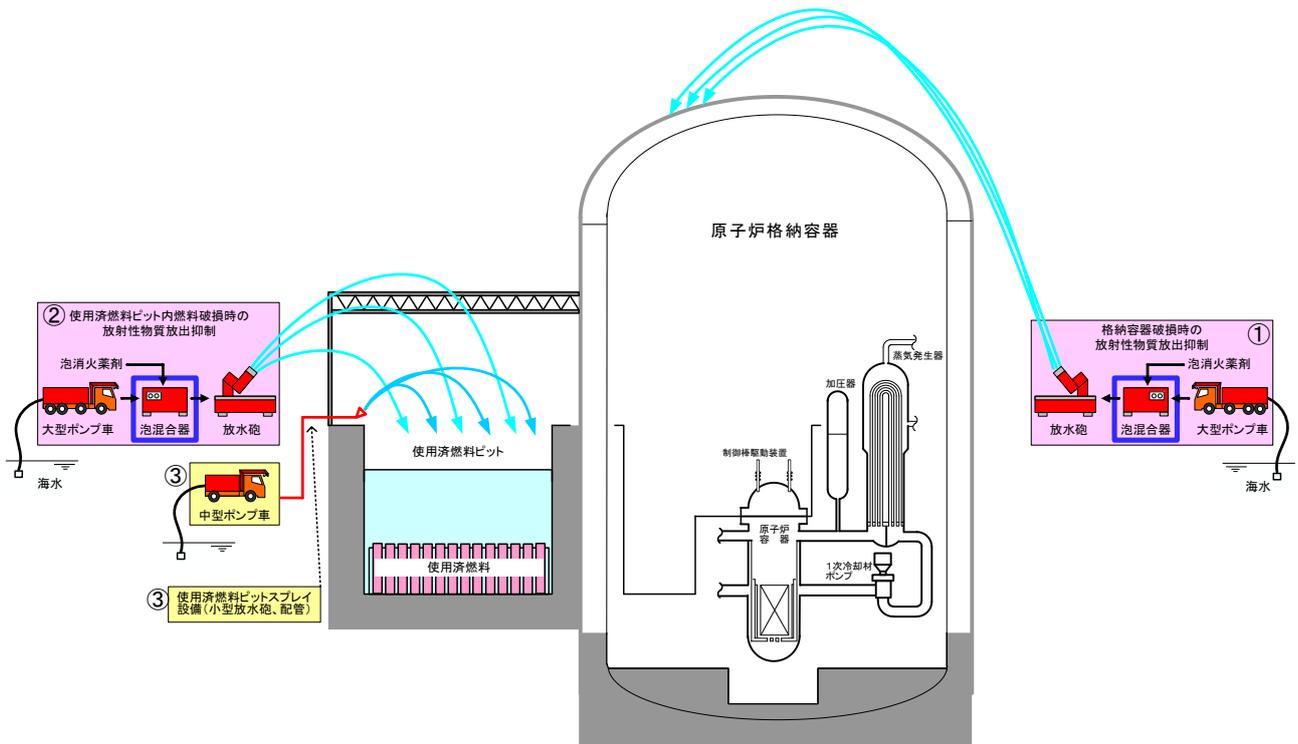
[四国電力(株)提供資料]

【放射性物質の拡散防止策】(図⑥-2、図⑥-3)

万一、原子炉格納容器や使用済燃料ピットが破損して、外部へ放射性物質が飛散するような事態が生じた場合に備え、大型ポンプ車2台と放水砲を2台配備し、原子炉格納容器の破損部分に放水することで放射性物質の広範囲への拡散を防げるよう、対策を整えています。

また、事故により一次冷却水が漏れてしまった場合には、格納容器外にあるほう酸水のタンクから原子炉へ注水を行います。タンクのほう酸水が無くなった後は、格納容器の中にたまったほう酸水を循環させるので、基本的に汚染水が外部へは漏れないようになっています。万が一、格納容器が破損して汚染水が外部に漏れてしまった場合も、格納容器の周りには堀になっており、漏れた汚染水は堀にたまり、水の量が多くなり、堀から溢れた場合には排水路へ流出しますが、排水路に放射性物質の吸着材(ゼオライト)を敷き詰め、放射性物質を吸着して低減します。さらに、海洋への出口はシルトフェンスで仕切り、流出を防ぎます。

図⑥-2 放射性物質の拡散防止策



[四国電力(株)提供資料]

図⑥-3 海洋への流出防止策



[四国電力(株)提供資料]

【燃料の落下対策】（図⑥-4）

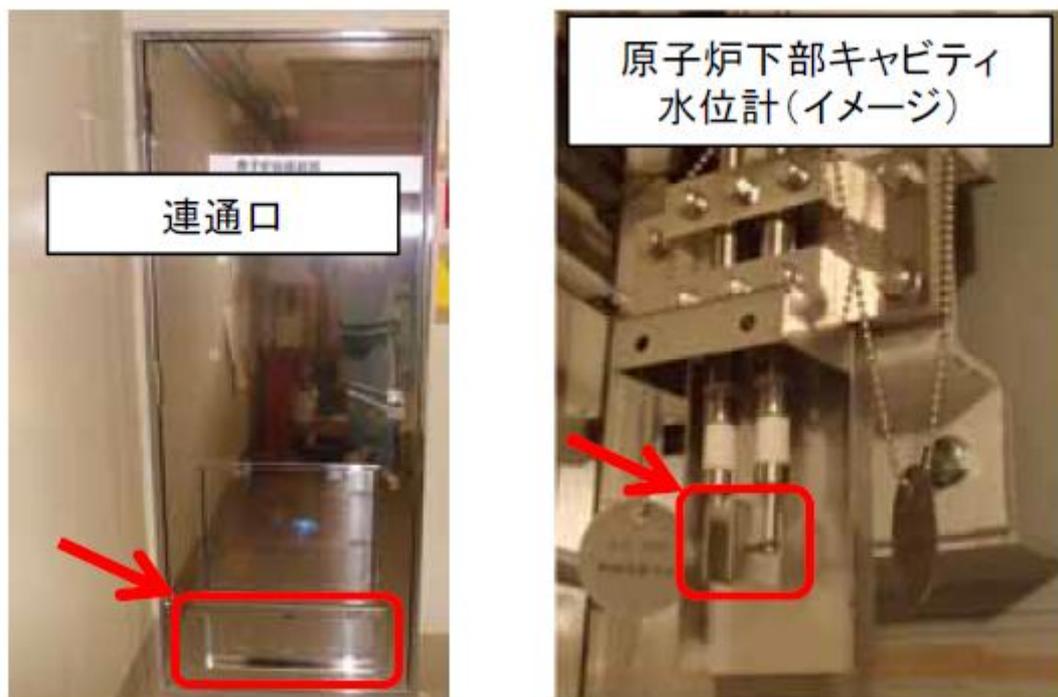
燃料が溶けてしまい、原子炉容器を突き破って下に落ちる事故を想定し、炉心の溶融や原子炉容器の損傷が予想される場合には、原子炉格納容器内（原子炉キャビティ※）に注水し、溶け落ちた燃料を水で受け止めることにより、原子炉格納容器を守ることとしています。

格納容器下部の水位を確認するため、原子炉下部キャビティ水位計も設置しています。

さらに、注水機能を確実にするために、原子炉格納容器の底へ水が流れるライン（連通口）を設置し、水がスムーズに格納容器下部へ流れる経路を確保しました。

※原子炉キャビティ：格納容器の下部にあるプール状の空間。

図⑥-4 燃料落下対策



[四国電力(株)提供資料]

問⑥-1 今後設置予定とされていた特定重大事故等対処施設とはどのような施設で、いつごろ完成しますか。

【特定重大事故等対処施設】(図⑥-1-1)

特定重大事故等対処施設は、新規規制基準において設置が要求されている施設であり、原子炉建屋等への故意による大型航空機の衝突やその他のテロリズムにより、原子炉を冷却する機能が喪失し炉心が著しく損傷する恐れがある場合、または炉心が損傷した場合に備えて、原子炉格納容器の破損を防止するための機能を有する施設であり、**既設安全対策設備のバックアップ施設**として設置されるものです。

こうした信頼性を向上させるバックアップ施設については、新規規制基準の施行段階で必要なシビアアクシデント対策等に係る**工事計画の認可から5年までに備えていることが求められています。**

四国電力では、こうした特定重大事故等対処施設について、平成28年1月14日に原子炉設置変更許可申請を行っており、これらの施設は**平成31年度までに完成予定**です。

＜特定重大事故等対処施設の概要＞

○減圧操作設備

- ・緊急時制御室から既設の加圧器逃がし弁を動作させ、原子炉内を減圧操作する設備

○注水設備（ポンプ、貯水槽）

- ・炉心注水及び格納容器スプレイを行うことにより、溶融炉心の冷却、原子炉格納容器の冷却、放射性物質の低減を図る設備

○原子炉格納容器過圧破損防止設備（フィルタ付きベント設備）

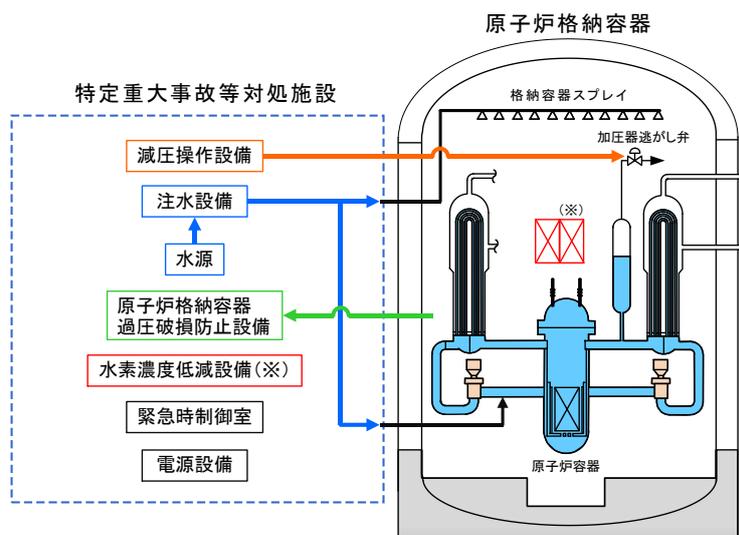
- ・原子炉格納容器内の空気を大気へ放出し、内圧を低減させる設備（フィルタを通すことで、放射性物質の放出量を低減）

○水素濃度低減設備（静的触媒式水素再結合装置）

○緊急時制御室

○電源設備（発電機）

図⑥-1-1 特定重大事故等対処施設



[四国電力（株）提供資料]

問⑥-2 意図的な航空機の原子炉への衝突に対する対策はどうなっていますか。

【航空機の衝突】

新規制基準では、航空機の衝突に耐えられる対策ではなく、万が一、航空機が衝突した場合の放射性物質の拡散抑制及び火災の消火が要求されています。

原子力規制委員会における審査の内容については、核セキュリティ上、非公開で行われており、その詳細については提示することはできません。

なお、原子炉容器などの重要設備は、格納容器とその周囲の厚さ1 m以上のコンクリート壁で囲まれており、万が一航空機が衝突した場合、格納容器に被害はあるものの、原子炉の安全性は保たれると考えています。

【放射性物質の拡散抑制策】(図⑥-2-1)

航空機の衝突により格納容器が破損し、外部へ放射性物質が飛散するような事態が生じた場合に備え、大型ポンプ車2台と放水砲2台を配備し、格納容器の破損部分に放水することで放射性物質の広範囲への拡散を抑制できるよう対策を整えています。

【火災対策】

航空機の落下による大規模な火災に備え、消防ポンプ車の約10倍の放水能力を持つ大型ポンプ車や泡混合機、大型放水砲を配備しており、対応が可能となっています。

図⑥-2-1 放射性物質の拡散防止策



大型放水砲

大型ポンプ車

[四国電力(株)提供資料]

<参考> 航空機落下に関する新規制基準の考え方

原子炉施設の安全性に与える影響が大きいと考えられるものに対しては、大規模損壊(大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊)が発生した場合における体制の整備、消火活動の実施、炉心や格納容器の損傷を緩和するための対策についても確認しています。

なお、武力攻撃事態に対しては、武力攻撃事態対処法及び国民保護法に基づき、必要な対策を講じることとしています。

[出典：四国電力株式会社伊方発電所3号炉の発電用原子炉設置変更許可申請書に関する審査書(案)に対するご意見への考え方(H27.7.15原子力規制委員会)]

問⑦ 使用済燃料ピット(プール)の安全性は確保されているのですか。

【使用済燃料ピットの構造】(図⑦-1、図⑦-2、図⑦-3)

原子力発電で使い終わった燃料(使用済燃料)は、冷却するために、発電所内の「使用済燃料ピット」で保管・管理し、十分冷却されたのち、青森県六ヶ所村に設置されている日本原燃(株)の再処理工場へ送られます。

「使用済燃料ピット」は、耐震Sクラスの強度を持つ原子炉建屋と一体構造となった鉄筋コンクリート製のプール状の設備(以下、「プール」とします)で、さらに厚さ約4.5mmのステンレス鋼板で内張りされています。

プールの中は、使用済燃料の冷却、放射線遮蔽、臨界防止のため、水(ほう酸水)で満たされておりポンプを使って冷却・循環するようにしています。また、蒸発などにより保有水が減少した場合に備えて、補給水を注入できる系統(「補給水系統」)を有しています。

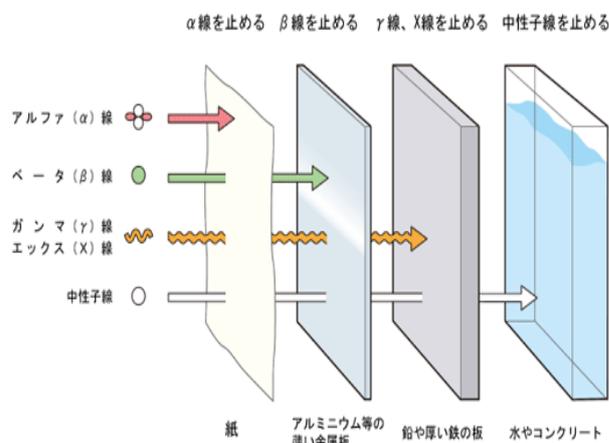
燃料が近づきすぎると再び臨界状態になる可能性があるため、燃料はプール内で基盤のようにマスで仕切られたラックに一定の間隔をおいて収納しており、物理的に近づくことはありません。

使用した燃料の内部にはウランの核分裂で生じた欠片(核分裂生成物)があり γ 線や β 線などが放出されています。このうち、 β 線※¹は透過力が弱く、燃料被覆管で止まるので被ばくの恐れはありません。 γ 線※²は燃料被覆管を透過しますが、燃料集合体の上端からプールの水面まで8mある水(ほう酸水)で遮へいされるのでプールに人が近づいても被ばくすることはありません。

※¹ β 線は高速の電子であり、電気を帯びているため、物質中を通過する際、周囲の原子を電離したり励起したりしてエネルギーを与え、自身はエネルギーを失い停止します。燃料棒の中にあるセシウムなどからの β 線もこの作用により燃料被覆管の中でほとんどのエネルギーを失い止まります。

※² γ 線は鉛や厚い鉄の板で止まりますが、使用済燃料プールでは、水面まで8mある水で止めます。

図⑦-1 放射線の種類と透過力



[出典：電気事業連合会ホームページ]

図⑦-2 使用済燃料ピット



[四国電力(株)提供資料]

【伊方発電所における安全対策】

①地震対策

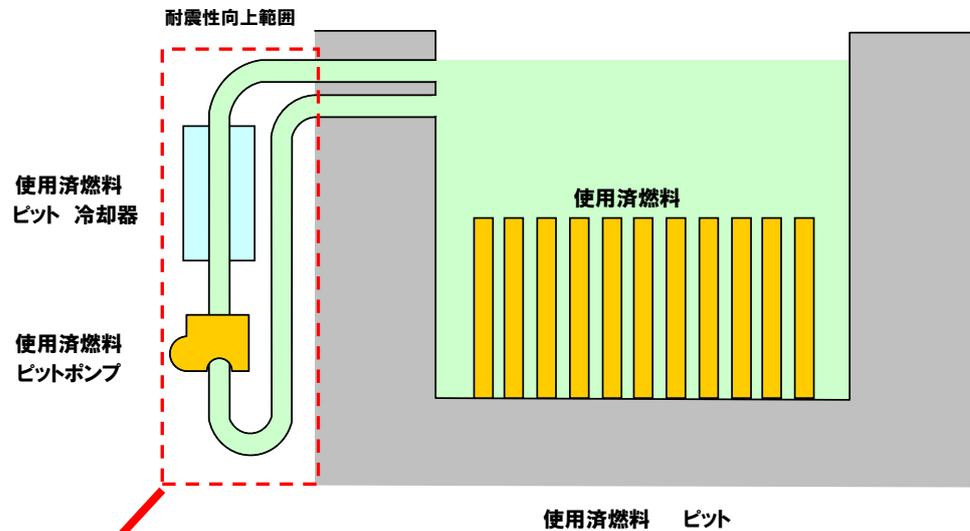
伊方発電所の「使用済燃料ピット」および「補給水系統」は、「基準地震動」を受けても基本的な機能が維持できることを評価されており、工事計画認可の過程で原子力規制委員会によって確認されました。

また、四国電力独自の取組として、耐震Bクラス設備である使用済燃料ピットの「冷却水ポンプ」や「冷却器」等の冷却系統設備の耐震性を確認し、必要に応じて耐震Sクラス相当にまで耐震性を向上するため、1、2号機では補強工事（配管支持構造物の追加設置工事）を行っております。

②水の補給

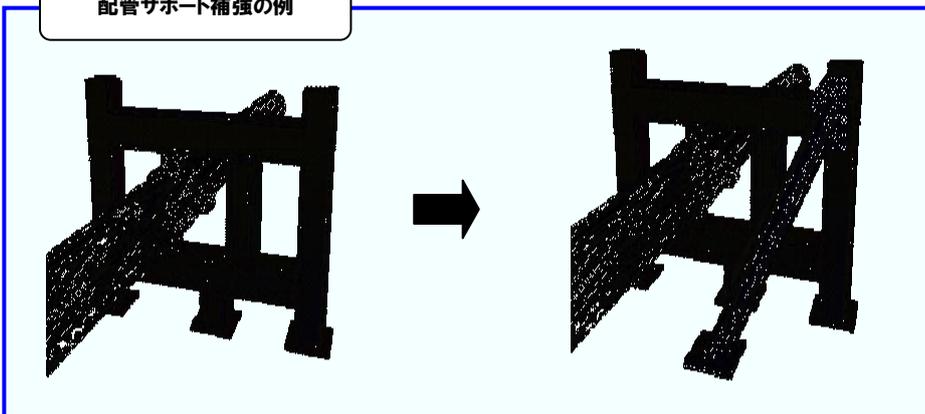
プールでの燃料の冷却には水が必要です。上述のとおり「基準地震動」に対する耐震性のある「補給水系統」を有しておりますが、万一プールの破損等による水の多量流失や、「補給水系統」による水の補給ができなければ燃料が露出して温度が上昇し、燃料が損傷してしまう可能性があるため、さらなる安全対策として、プールへポンプ車で水を補給する対策をとっています。

図⑦-3 補強工事の概要



使用済燃料ピット
耐震安全性評価の結果、必要に応じ、
耐震性向上工事を実施(Sクラス相当に補強)

配管サポート補強の例



使用済燃料ピット冷却設備の耐震性向上工事

[四国電力(株)提供資料]

問⑦ー1 伊方発電所1号機の廃炉の決定にともない、使用済燃料の扱いはどうなりますか。

【1号機廃炉の決定】

伊方発電所1号機については、平成29年9月に営業運転開始から40年となることから、これまで、新規基準への適合や40年超運転に向けて必要となる具体的対策等について、検討を進めてきました。その結果、供給力確保の観点、各種安全対策工事の技術的問題、工事費用、運転可能期間などを総合的に勘案し、同機の運転期間延長認可申請は行わず、平成28年3月25日に廃止を決定しました。

【使用済燃料プールの状況】

伊方発電所の使用済燃料プールについて、1号機から3号機まですべての原子炉が稼働した際には8～9年で満杯になる状況でした。

平成28年5月に1号機を廃止したことに伴い、1号機の使用済燃料プールも廃止されることから、1号機の使用済核燃料及び今後使用予定であった核燃料を3号機の使用済燃料プールに移動することとしています。そのため、3号機の使用済燃料プールの貯蔵余裕が少なくなり、発電所の運転状況により変動するため貯蔵可能期間については今後精査する必要がありますが、3号機の再稼働とともに仮に2号機も同時に再稼働し、直ちに1号機の使用済燃料プールも廃止し、核燃料の再処理施設などへの搬出もないといった仮定を含む条件で単純に計算すれば6～7年で使用済燃料プールが満杯になる計算となります。ただし、現実的には今後これらの条件がすべて当てはまることはないことから、6～7年よりは長くなると考えております。

使用済核燃料については、青森県の六ヶ所再処理工場へ計画的に搬出することを基本に考えていますが、搬出するまでの間についても使用済燃料プールでしか保管できないわけではなく、**乾式キャスク※¹**に移し替えて保管することも検討しています。実際、日本原子力発電株式会社は、敷地内で一部の使用済核燃料を乾式キャスクにより保管しています。

※¹ 乾式キャスク：使用済燃料を、熱伝導に優れた不活性ガスであるヘリウムガスとともに閉じ込め、貯蔵する金属製の容器。

また、国からの要請を受け、四国電力を含む電気事業者でつくる電気事業連合会は、平成27年11月、**使用済燃料対策推進計画※²**を策定しています。四国電力では、当面、現行の貯蔵設備を活用することとしていますが、将来に向けて、**敷地内外の貯蔵施設への搬出や、乾式キャスクによる貯蔵など、**種々の技術的調査や保管方法について検討しています。

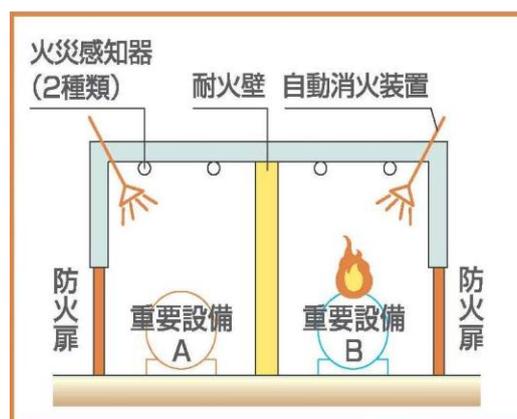
※²使用済燃料対策推進計画：使用済燃料の貯蔵能力の確保・拡大へ向けた具体的な取組を示した計画

「火災対策」に関する回答要旨

○新しい規制基準では、原子力施設の火災対策が大幅に強化され、原子力発電所の中の燃えやすいものや延焼の危険のある場所を特定したうえで、火災が起きた場合に備え、消火設備の設置や防火区画の整備、ケーブルや他の不燃・難燃化などの安全対策が義務付けられるとともに、外部で発生した火災についての影響評価も義務付けられました。

・内部火災

原子炉施設やその付属設備で発生する「内部火災」に対しては、火災感知設備の追加設置や耐火壁による系統分離により、火災の早期感知および影響軽減対策を実施しています。また、早期消火のために、安全上重要な機器が設置されている建屋のほぼ全体に対して自動消火設備を設置しており、発電所の安全性を確保するための重要な機能をもつ施設を火災から防護することが可能です。



内部火災対策

[四国電力(株)提供資料]

・外部火災

原子炉施設へ影響を及ぼす可能性のある「外部火災」としては、森林火災、近隣工場・敷地内施設の火災・爆発、航空機墜落による火災などが考えられますが、それぞれの火災を評価した結果、いずれも施設への影響がないことを確認しています。(詳細は問⑧【外部火災への対策】)

○伊方発電所の構内には、従来から消防自動車を3台(化学消防車1台、水槽付ポンプ車2台)配備し通常の火災に対応することとしていましたが、さらに、航空機の落下などによる大規模火災に対応するため、大型ポンプ車2台、放水砲2台を配備するなど、消火活動用の資機材を充実しました。(詳細は問⑧-1【火災の感知及び消火に係る設備】)



大型放水砲



大型ポンプ車

[四国電力(株)提供資料]

○消火活動のため、消防自動車隊を中心とする消火班をはじめ、避難誘導班や救護班からなる自衛消防隊を組織しており、夜間休日においても11名以上が初期消火活動にあたることにしています。

火災が起こった場合、まず火災感知器の感知等により中央制御室の当直長(常駐)に連絡が入ります。当直長は、発電所内にいる自衛消防隊等に火災の周知と消火活動の指示を行うとともに、連絡責任者(常駐)へ連絡します。連絡を受けた連絡責任者は、公設消防へ連絡します。

初期消火活動を行う要員とそれぞれの作業項目(格納容器内火災の例)

要員※	作業内容	操作場所
当直長【1名】 運転員(中央)(1名)	<ul style="list-style-type: none"> 火災発生場所の確認(火災報知器受信盤、カメラ(I T V)) 消防要員等へ出動を指示 所内関係箇所への連絡(ページング、電話) 	中央制御室
連絡責任者【1名】	<ul style="list-style-type: none"> 消防機関への通報(出動要請) 	緊急時対策所
運転員(中央)(1名)	<ul style="list-style-type: none"> 消火用水弁の開弁(原子炉格納容器外) (注)運転操作として実施 	中央制御室
運転員(現場)【1名】 消防要員【1名】 (チェッカー)	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の準備・運搬 	管理区域内
	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の装着 	エアロック前
	<ul style="list-style-type: none"> エアロック開放 	
	<ul style="list-style-type: none"> 消火用水弁の開弁(原子炉格納容器内) 	原子炉格納容器内
消防要員【7名】	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内
	<ul style="list-style-type: none"> 公設消防隊の誘導 	建屋入口～原子炉格納容器
	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の準備・運搬 耐熱服、空気呼吸器の装着 	消防自動車保管場所 エアロック前
守衛所員(1名)	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内
公設消防隊	<ul style="list-style-type: none"> 公設消防隊の誘導 (注)本検証には含めていない。 	正門守衛所～建屋入口
	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内

上記は要員の減少する夜間休日における火災対応体制を示す。

[四国電力(株)提供資料]

○大規模災害の発生により道路が寸断し、公設消防が発電所に来ることができない場合でも、伊方発電所では自衛消防隊により、所内に配備している消防自動車を使って消火活動を行うことができます。

また、近隣に航空機が墜落した場合などの大規模な火災に対しては、消防ポンプの約10倍の放水能力を持つ大型ポンプ車や泡混合機、大型放水砲を配備しており、公設消防からの応援が得られなくとも自衛消防隊により対応が可能です。

問⑧ 火災により安全性が損なわれることはないのですか。

【国の規制基準の強化】

新しい規制基準では、従来の「火災の発生防止」「火災の感知および消火」「火災の影響軽減」の各対策についてのさらなる信頼性の向上と、火災影響の評価が要求されるとともに、森林火災など、原子力発電所の近隣で発生する火災や、航空機墜落による火災に関する検討も新たに要求されるなど、原子力施設における火災対策が大幅に強化されました。

具体的には、原子力発電所の中の燃えやすいものや延焼の危険のある場所を特定したうえで、火災が起きた場合に備え、対象に応じ消火設備の設置や防火区画の整備、ケーブルなどの不燃・難燃化などの安全対策を義務付けるとともに、外部で発生した火災についての影響評価も義務付けられました。

【内部火災への対策】（表⑧-1、図⑧-1）

伊方発電所では、原子炉施設やその付属設備で発生する「内部火災」に対しては、火災感知設備の追加設置や耐火壁による系統分離により、火災の早期感知および影響軽減対策を実施しています。

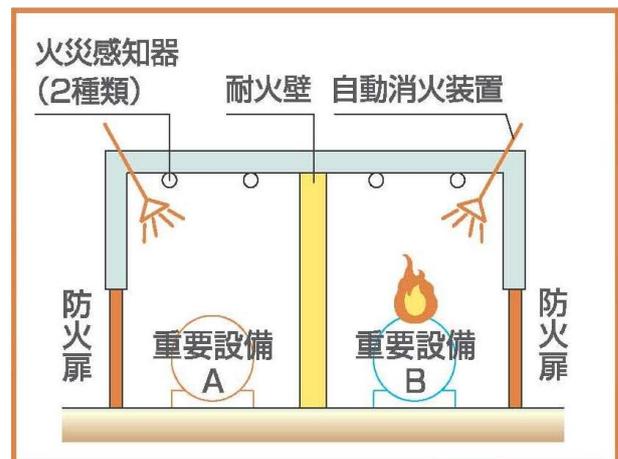
また、早期消火のために、安全上重要な設備が設置されている建屋のほぼ全体に対して、自動消火設備を設置しました。

表⑧-1 内部火災防護対策

- ①火災発生防止対策
 - ・不燃性材料又は難燃性材料の使用
- ②火災の早期感知、消火対策
 - ・火災感知設備の設置
 - ・異なる種類の感知設備の組み合わせ設置
 - ・早期消火のための各消火設備の設置
 - ハロン消火設備（自動）
 - 移動式消火設備（化学消防自動車1台、水槽付消防自動車2台）
- ③火災の影響軽減対策
 - ・耐火障壁等が設けられてないほう酸ポンプA、B間に耐火障壁による系統分離等

[四国電力(株)提供資料]

図⑧-1 内部火災対策



[四国電力(株)提供資料]

これらの火災防護対策により、安全に原子炉を停止する機能が確保され、1次冷却材系統や気体廃棄物処理系統などの放射性物質を貯蔵・閉じ込める機器を火災から防護することが可能となっています。

【外部火災への対策】

原子炉施設へ影響を及ぼす可能性のある「外部火災」としては、①森林火災、②近隣工場・敷地内施設の火災・爆発、③航空機墜落による火災などが考えられますが、それぞれ次のように、影響がないことを確認しています。

①森林火災への対策

施設周辺の森林火災から建物や設備への延焼を防止するため、施設周辺約35m内にある樹木を伐採しています。

また、3号機の原子炉南側約1kmの地点※¹からの延焼を検証した結果、原子炉施設の外壁コンクリート表面温度が許容温度200℃※²を下回り、ばい煙など二次的影響※³もないと評価しています。

※¹評価ガイドの要求は発電所敷地外の10km以内とされており、森林の植生、季節ごとの卓越風向などの条件から、最も厳しい結果となる発火点を選定しています。

※²許容温度：コンクリートの強度低下が少ないとされる温度

※³設備と運転員、緊急時の対応員の両方への影響を評価しています。

②近隣工場・敷地内施設の火災・爆発への対策

近傍には影響を考慮すべき工場等はありませんが、敷地内の重油タンク火災について評価した結果、原子炉施設の外壁表面で許容温度200℃を下回り、ばい煙など二次的影響もないと評価しています。

③航空機墜落による火災への対策※¹

落下確率が1000万年に1回以上となる最短地点※²(原子炉施設からの距離が、民間機で150m、自衛隊機または米軍機で32m)に航空機が落下した場合も、原子炉施設の外壁表面で許容温度200℃を下回り、ばい煙など二次的影響もないと評価しています。

※¹航空機落下確率の評価では、至近20年間の国内の航空機に関する事故データおよび、発電所周辺の飛行状況を考慮することとなっています。

※²規制基準では、航空機落下による外部火災の影響評価について、「原子炉施設への航空機落下の確率が1000万年に1回以上になる範囲のうち、原子炉施設への影響が最も厳しくなる地点で起こることを考慮する」ことを定めています。

伊方発電所において、航空機落下の確率が1000万年に1回以上となる地点は、原子炉施設からの距離が民間機では150m以上、自衛隊機または米軍機では32m以上となります。

よって、影響が最も厳しくなる地点(最も原子炉施設から近い地点)として、それぞれ150m、32mの地点に航空機が落下した際の火災の影響を評価しています。

【消火活動体制】

伊方発電所の構内には、従来から消防自動車を3台（化学消防車1台、水槽付ポンプ車2台）配備していましたが、さらに航空機の落下などを想定した大規模火災に対応するため、大型ポンプ車2台、放水砲2台を配備するなど、消火活動用の資機材を充実しました。

消火活動等にあたる体制としては、消防自動車隊を中心とする消火班をはじめ、避難誘導班や救護班からなる自衛消防隊を組織しており、公設消防が到着するまでの間、消防自動車等を使用して初期消火活動に当たります。

また、夜間休日については火災に備え、消火活動を指揮する「初期消火班長」を発電所内に常駐させ、専門の訓練を受けた警備員等を指揮して、消防自動車等を使って消火活動に当たることにしており、あわせて常駐している連絡要員が一斉連絡装置によって所員を招集することとしています。

消火活動に係る資質の維持・向上に関しては、消防活動に関するマニュアル類を定め、全所員に対し防火防災に関する教育および消火訓練・通報避難訓練などを1回/年以上実施するとともに、消防自動車隊員については消火訓練を1回/月実施するなど、計画的に実施しています。

問⑧-1 消火体制を詳しく教えてください。

【火災の発生防止】

伊方発電所では、火災の発生を防止するために、水素濃度計を従来の水素ガスを利用したタンクに加え、水素が発生する可能性のある蓄電池室についても設置し、中央制御室で監視できるようにしました。

水素が漏えいする可能性のある場所には換気装置が設けられており、万一水素が漏えいしても燃焼限界以下となるよう、火災の発生防止策をとっています。

水素濃度計は念のために設置しているものであり、水素の漏えいを感知した場合には、その原因を調査して、状況に応じ適切な対応を行います。

【火災の感知及び消火に係る設備】

伊方発電所では、従来から火災を早期に感知するため、対象となる場所の広さや天井の高さ、温度や湿度などの特徴を踏まえて適切な火災感知器（熱、煙、炎）を選定し、設置しています。

さらに、新規制基準の要求を踏まえ、原子炉施設の安全性に影響する可能性のある非常用ディーゼル発電機室やほう酸ポンプ室など原子炉を安全に停止したり、冷却する機能を有する設備については、火災感知器（熱、煙、炎）と光ファイバ温度監視装置などのうち、異なる種類の火災感知器を組み合わせ設置しており、感知した火災に対しては、自動消火設備により消火を行うこととしております。

また、伊方発電所構内には、様々な場所での火災の発生に備えて、消防自動車3台（化学消防車×1台、水槽付消防車×2台）、可搬型消防ポンプを8台配備しており、通常の火災であれば十分対応できると考えています。

さらに、航空機の落下などによって発生する大規模な火災に備え、消防ポンプ車の約10倍の放水能力を持つ大型ポンプ車（2台）や泡混合器、大型放水砲も配備しています。

【消火体制】（表⑧-1-1）

初期消火活動等にあたる人員については、消火班をはじめ、避難誘導班や救護班からなる自衛消防隊を発電所内に組織しており、夜間休日についても、発電所に常駐している要員の中から11名以上が直ちに消防自動車等を使った消火活動等にあたることにしています。

また、所員の資質を維持・向上させるため、消防活動に関するマニュアル類を定め、防火防災に関する教育および消火訓練・通報避難訓練などを1回/年以上実施するとともに、消防自動車隊員については消火訓練を1回/月実施するなど、計画的に実施しています。

表⑧-1-1 初期消火活動を行う要員とそれぞれの作業項目（格納容器内火災の例）

要員※	作業内容	操作場所
当直長【1名】 運転員（中央）（1名）	<ul style="list-style-type: none"> 火災発生場所の確認（火災報知器受信盤、カメラ（I T V）） 消防要員等へ出動を指示 所内関係箇所への連絡（ページング、電話） 	中央制御室
連絡責任者【1名】	<ul style="list-style-type: none"> 消防機関への通報（出動要請） 	緊急時対策所
運転員（中央）（1名）	<ul style="list-style-type: none"> 消火用水弁の開弁（原子炉格納容器外）（注）運転操作として実施 	中央制御室
運転員（現場）【1名】 消防要員【1名】 （チェッカー）	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の準備・運搬 	管理区域内
	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の装着 	エアロック前
	<ul style="list-style-type: none"> エアロック開放 	
	<ul style="list-style-type: none"> 消火用水弁の開弁（原子炉格納容器内） 	原子炉格納容器内
消防要員【7名】	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内
	<ul style="list-style-type: none"> 公設消防隊の誘導 	建屋入口～原子炉格納容器
	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の準備・運搬 	消防自動車保管場所
守衛所員（1名）	<ul style="list-style-type: none"> 耐熱服、空気呼吸器の装着 	エアロック前
	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内
公設消防隊	<ul style="list-style-type: none"> 公設消防隊の誘導 （注）本検証には含めていない。 	正門守衛所～建屋入口
公設消防隊	<ul style="list-style-type: none"> 消火活動 	原子炉格納容器内

上記は要員の減少する夜間休日における火災対応体制を示す。

平日昼間は上記に加え、所員による消火班、避難誘導班など自衛消防隊各班が対応する。

※要員欄の【 】は夜間休日に消火活動等に対応する 11 名

【消火活動の流れ】

火災が起こった場合、まず火災感知器の感知等により中央制御室の当直長（常駐）に連絡が入ります。当直長は、発電所内にいる自衛消防隊等に火災の周知と消火活動の指示を行うとともに、連絡責任者（常駐）へ連絡します。連絡を受けた連絡責任者は、公設消防へ連絡します。（一番近い消防署は八幡浜市保内町にあり、構内までは消防車で約 20 分の距離です）

<参考>消火設備（図⑧-1-1）

- (1) 消火栓設備（原子炉施設等の建屋内、構内）
- (2) 二酸化炭素消火設備（非常用ディーゼル発電機室、タービン油タンク、補助ボイラ室）
- (3) 泡消火設備（重油タンク）
- (4) ハロン消火設備（中央制御室フロアケーブルダクト、タービン発電機（軸受部））
- (5) 水噴霧消火設備（主変圧器、所内変圧器、予備変圧器）
- (6) 消防自動車（化学消防自動車、水槽付消防ポンプ自動車）
- (7) 消火器（原子炉施設等の建屋内、構内）

図⑧-1-1 代表的な消火設備

 <p>消火栓設備（原子炉施設等の建屋内、構内）</p>	 <p>二酸化炭素消火設備（タービン油タンク、補助ボイラ室）</p>	 <p>泡消火設備（重油タンク）</p>
 <p>ハロン消火設備（中央制御室フロアケーブルダクト、タービン発電機（軸受部））</p>	 <p>水噴霧消火設備（主変圧器、所内変圧器、予備変圧器）</p>	 <p>消防自動車（化学消防自動車、水槽付消防ポンプ自動車）</p>
 <p>消火器（原子炉施設等の建屋内、構内）</p>		

[写真：四国電力（株）提供]

問⑧-2 大規模災害や道路の寸断などにより、すぐに公設消防が来られない場合にも、十分な消火はできるのですか。

【自衛消防隊】

大規模災害の発生により道路が寸断し、公設消防が伊方発電所に来ることができない場合でも、伊方発電所では自衛消防隊が配備している消防自動車（3台）を使って消火活動を行うことができます。

また、近隣に航空機が墜落した場合などの大規模な火災に対しては、消防ポンプ車の約10倍の放水能力を持つ大型ポンプ車（2台）や泡混合機、大型放水砲も配備しており、周辺の公設消防からの応援が得られなくても自衛消防隊により大規模火災に対して対応可能です。

問⑧-3 ケーブルの難燃性は確保されているのですか。

【ケーブルに求められる安全性能】

原子力発電所内には、電力の供給や原子炉の監視・制御信号を伝達するために、たくさんのケーブルを設置しています。使用するケーブルには、原子力発電所内で火災が発生した場合でも、着火し難く、著しい燃焼をせず、燃焼部が広がらないように、難燃性が求められています。

【伊方発電所での安全対策】

安全上重要な設備に用いるケーブル選定に係る国の規制要求は、昭和50年に策定され、難燃性ケーブルの使用が義務付けられました。

そのため、伊方発電所では、それぞれ昭和52年、61年に設置変更許可を得た2号機、3号機については、建設時点から難燃性ケーブルを使用しています。

一方、1号機については、ケーブル選定に係る規制要求が策定される以前の昭和47年に設置許可を受けていることから、難燃性以外のケーブルを使用しています。

しかしながら、ケーブル表面に延焼防止剤を塗布しており、実証試験の結果、難燃性ケーブルと同等の性能を有していることが電気事業者やメーカーにおいて確認されています。

また、難燃性以外のケーブルが使用されている先行他社の原子力規制委員会での審査状況も注視し、原子力規制委員会の新規制基準を精査し、適切に対応することとしています。

<参考> 難燃性ケーブルの性能

ケーブルの燃焼しにくさは合格する試験によって区別され、原子力発電所では原則としてIEEE383(電気学会技術報告(Ⅱ部)139号)の垂直トレイの燃焼試験(ガスバーナーで20分間加熱した場合も180cm以上延焼しないこと、バーナー消火後自消すること)に合格する性能のものを使用しています。

「経年劣化対策」に関する回答要旨

○原子力発電所の施設には、高温、高圧の環境であったり、水や蒸気が高速で流れる個所があります。そのような環境で長い間使用していると、配管の内部が消耗したり、ひび割れが生じたり、ケーブルの絶縁性能が低下するなどの劣化、いわゆる「経年劣化」が起こる可能性があります。（詳細は問⑨【経年劣化とは】）

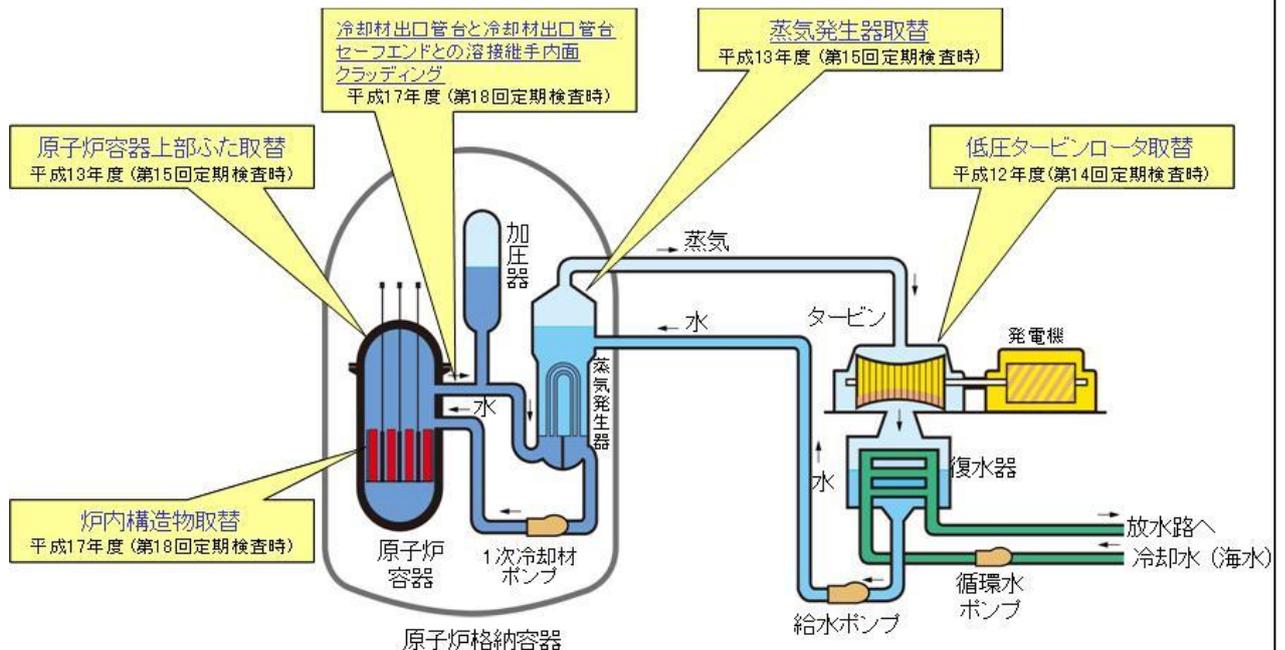
○伊方発電所では、運転期間中の安全水準を確保するため、機器ごとの経年劣化のタイプやその進み具合などの特徴を把握したうえで、定期的な点検や機器の取替えなどの保守管理を行っています。

定期的な点検の一例としては、13ヶ月を超えない期間ごとに発電を停止し、2ヶ月あまりにわたって点検や補修を実施する「定期検査」があります。「定期検査」では、原子炉容器などの重要な設備は毎回点検を実施します。

一方、機器の冷却用海水を取水するポンプや冷却水の冷却器の点検は2回の定期検査に1回、蒸気タービンの分解点検は3回の定期検査に1回の割合での実施など、それぞれの設備ごとにその重要度や点検内容に応じて点検周期を定めています。

○また、過去に行った大きな設備の交換としては、伊方発電所1、2号機において、予防保全対策として原子炉容器上部ふたや蒸気発生器、低圧タービン、中央制御盤などの大型の設備を新しい改良品に取り替えています。（詳細は問⑨-1【大型改良工事】）

伊方発電所2号機における大型改良工事



[四国電力(株)提供資料]

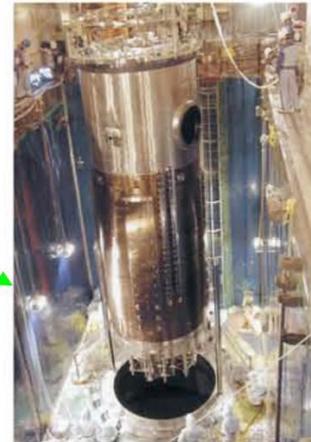
【これまでに実施した主な大型改良工事】

主な大型改良工事	実施年月	使用年数*
1号機蒸気発生器および低圧タービン取替工事	H10. 6月	20.8年
2号機低圧タービン取替工事	H12. 8月	19.4年
1号機原子炉容器ふた取替工事	H13. 2月	23.4年
2号機蒸気発生器および原子炉容器ふた取替工事	H14. 1月	20.9年
1号機原子炉容器炉内構造物取替工事	H17. 3月	27.5年
2号機原子炉容器炉内構造物取替工事	H18. 3月	25.0年
1,2号機中央制御盤等取替工事	H21. 8月	31.9年(1号)

※営業運転開始後の年数



2号機蒸気発生器取替工事



1号機原子炉容器炉内構造物取替工事



1,2号機中央制御盤等取替工事

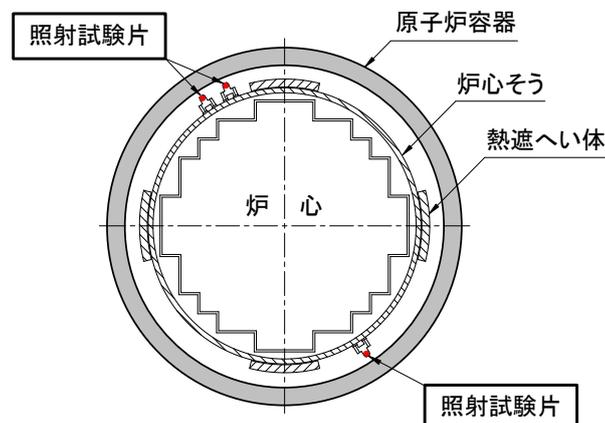
[四国電力(株)提供資料]

○原子炉容器は低合金鋼でできているため、燃料の核分裂によって放出される中性子が当たることで劣化し、徐々に材料の粘り強さの低下が進みます。この中性子による劣化を確認するため、原子炉容器内には原子炉容器と同じ材料でできた監視試験片を設置しており、計画的に試験片を取り出して原子炉容器の健全性の確認を行っています。

伊方発電所では、1号機から3号機に、それぞれ6個の監視試験片を設置し、これまで1号機は4回、2号機は3回、3号機は2回試験片を取り出し、健全性の確認を行っています。

その結果、想定している劣化の進み具合の範囲内に収まっており、特に顕著な劣化は認められていませんので、将来的に使用できるとの結果となっています。(詳細は問⑨-3【検査結果】)

監視試験片の設置位置(炉心水平断面)



[四国電力(株)提供資料]

問⑨ 経年劣化による危険性はないのですか。

【経年劣化とは】

原子力発電所の施設のうち、配管などには、高温、高圧の環境で使用したり、水や蒸気が高速で流れる箇所があります。そのような環境で長い間使用していると、配管の内部が消耗したり、ひび割れが生じたり、ケーブルなどでは絶縁体の絶縁性能が低下するなどの劣化、いわゆる「経年劣化」が起こる可能性があります。

原子力発電所における主な「経年劣化事象」として、次のものがありますが、これら劣化現象をあらかじめ考慮したうえで設備等を設計するとともに、運転時の管理や点検、検査を入念に行い、補修や取り替えなど必要な措置を講じています。

①低サイクル疲労(金属疲労)

ポンプの起動停止などにより、配管の内部に加圧・減圧、加熱・冷却などの変化が繰り返し加わることで、配管等の強度が低下する事象。配管や原子炉容器、ポンプなどに起こる可能性があります。

②中性子照射脆化（ぜいか）

金属材料は、その材料ごとに固有の温度以下になると材料の粘り強さが小さくなり脆くなります。その固有の温度を「脆性遷移温度」と言います。中性子の照射を長時間受けると、脆性遷移温度が上昇し脆くなります。このことを「中性子照射脆化」と言い、原子炉容器で起こります。

③応力腐食割れ

溶接の熱処理などの影響で耐食性が低下した金属材料が、酸素を含む水中などの環境で、かつ引張る力のかかった状態で使用されると、亀裂が発生し、進展します。このように材料、環境、応力の3条件が重なって急速に進む割れを「応力腐食割れ」と言います。

④ケーブルなどの絶縁低下

電源や制御ケーブルの被覆に使用されるビニル系などの高分子材料は、長く使用するうちに空気中の酸素や紫外線、温度変化などにより劣化して絶縁性能が低下し、ショートなどの原因となる場合があります。

⑤コンクリートの強度低下、遮蔽能力の低下

建屋構造物などに使用されるコンクリートは、空気中の二酸化炭素による中性化や塩分浸透、アルカリ骨材反応などにより、ひび割れや内部の鉄筋の腐食に起因して強度が低下する可能性があることが知られています。また、高温環境下では内部に保有する水分が失われ、強度や放射線遮蔽能力が低下すると言われています。

【伊方発電所における対策】

伊方発電所では、プラントの運転期間中、一定の安全水準を確保するため、機器ごとの経年劣化のタイプやその進み具合などの特徴を把握したうえで、定期的な点検や機器の取替えなどの保守管理を行っています。

定期的な点検の一例としては、13ヶ月を超えない期間ごとに発電を停止し、2ヶ月あまりにわたって点検や補修を実施する「定期検査」があります。「定期検査」では、原子炉容器、燃料取扱装置といった重要な設備、機器は毎回点検を実施します。一方、機器の冷却用海水を取水するポンプや冷却水の冷却器の点検は2回の定期検査に1回、蒸気タービンの分解点検は3回の定期検査に1回の割合での実施など、それぞれの設備ごとにその重要度や点検内容に応じて点検周期を定めています。

特に、重要な設備である原子炉容器や蒸気発生器、一次冷却水の流れる配管や弁の溶接部については、設備の重要性やサイズに応じ、全箇所または代表箇所を検査対象箇所に定め、その目的や対象物に応じた検査方法（超音波探傷検査、渦流探傷検査、液体浸透探傷検査、目視検査、漏えい検査など）を用いて10年間で計画的に対象箇所の検査を実施し※¹、傷やひび割れ、漏洩の有無などの確認をしています。

また、流れ加速型腐食による減肉※²発生の可能性がある配管系統に対しては、減肉速度および配管厚さに応じた検査時期を定め※³、きめ細かな管理（超音波による肉厚測定、予防的な配管取替）を行っています。

※¹日本機械学会「発電用原子力設備規格 維持規格」に基づき、検査プログラムを策定。

※²減肉（げんにく）：使用に伴う水流の摩耗などにより、配管壁の厚みが減少すること。

※³検査時期は、設備の過去の点検結果（配管の厚さ測定の結果）により減肉速度を求め、許容厚さまでの余寿命に応じて定めています。

問⑨-1 経年劣化により大きな設備を交換したことはありますか。

【大型改良工事】(図⑨-1-1、図⑨-1-2)

伊方発電所1、2号機では、大型改良工事として、原子炉容器上部ふたや蒸気発生器、低圧タービン、中央制御盤などの大型の設備を新しい改良品に取り替えています。

なお、運転開始後30年を超える1、2号機については、原子炉等規制法に基づいて、各機器に対して考えられる劣化モードごとに経年変化に関する技術評価※を行い、その結果に基づき従来の点検に追加して実施すべき点検項目を抽出し、保守管理の計画に反映しています。

(保守管理計画について国の認可を得た年月：1号機：平成19年8月、2号機：平成24年3月)

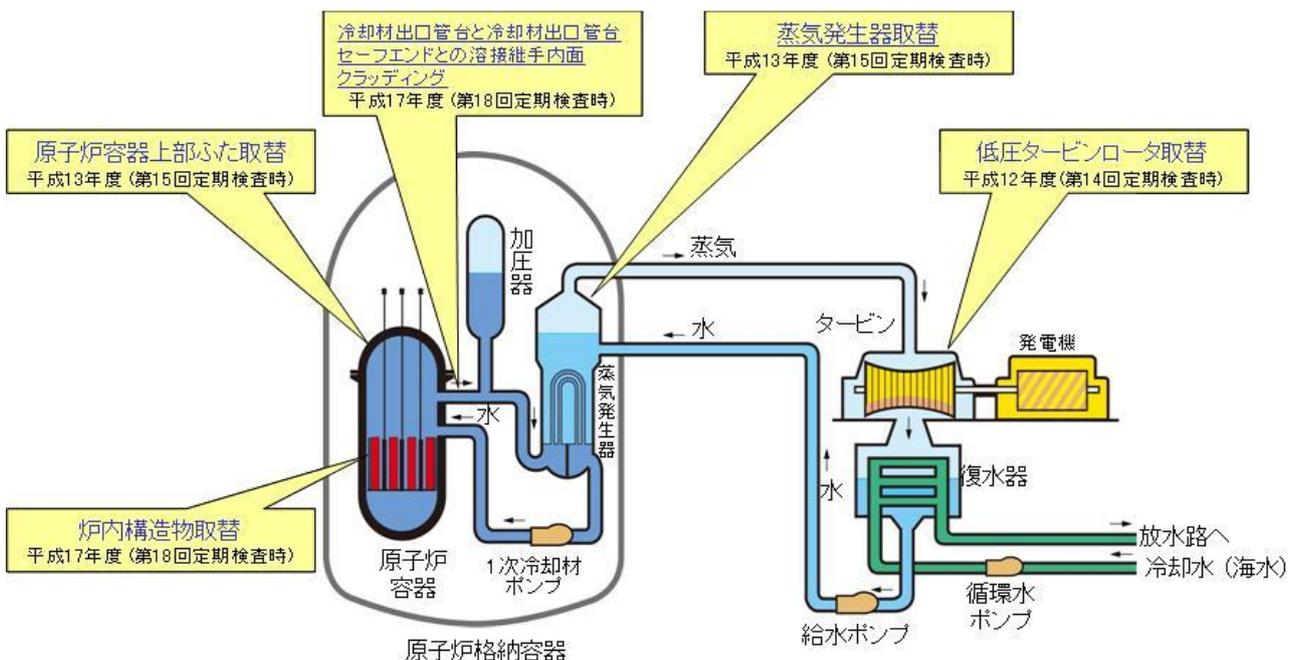
※高経年化技術評価：原子力発電所は、運転開始から30年を迎える前までに、高経年化により機能低下が起こっていないか、又は起こる可能性がないかを評価し、国へ報告することとなっている。

【追加した点検項目】

例えば、1号機で保守管理計画に追加した点検項目としては、タンクの基礎ボルトの腐食状況があります。長い期間が経過すると、タンクの基礎、コンクリートで埋め込んでいるような部分が劣化腐食している可能性があるため、これまで確認していなかった部分から点検を行います。

あるいは、火傷防止の保温材の下の配管が腐食している可能性があるため、濡れたり塩分が入ったりするような恐れがある場所は、一定間隔で保温材を外して確認するなどの点検項目を作ります。

図⑨-1-1 伊方2号機における大型改良工事



[四国電力(株)提供資料]

図⑨-1-2 大型改良工事のイメージ

【これまでに実施した主な大型改良工事】

主な大型改良工事	実施年月	使用年数*
1号機蒸気発生器および低圧タービン取替工事	H10. 6月	20.8年
2号機低圧タービン取替工事	H12. 8月	19.4年
1号機原子炉容器ふた取替工事	H13. 2月	23.4年
2号機蒸気発生器および原子炉容器ふた取替工事	H14. 1月	20.9年
1号機原子炉容器炉内構造物取替工事	H17. 3月	27.5年
2号機原子炉容器炉内構造物取替工事	H18. 3月	25.0年
1,2号機中央制御盤等取替工事	H21. 8月	31.9年(1号)

※営業運転開始後の年数



2号機蒸気発生器取替工事



1号機原子炉容器炉内構造物取替工事



1,2号機中央制御盤等取替工事

[四国電力(株)提供資料]

問⑨-2 老朽化により原子炉容器は劣化しないのですか。

【原子炉容器の劣化の原因】(図⑨-2-1)

原子炉容器は低合金鋼でできているため、燃料の核分裂によって放出される中性子が当たることで劣化し、徐々に材料の粘り強さの低下が進みます。この中性子による劣化を確認するため、原子炉容器内には原子炉容器と同じ材料で出来た監視試験片※を設置しており、計画的に試験片を取り出して原子炉容器の健全性の確認を行っています。

※監視試験片は原子炉容器より燃料に近い位置にあり、原子炉容器の約2～5倍の中性子が照射されています。よって、監視試験片を試験することで、原子炉容器の将来の劣化度合いを確認することができます。

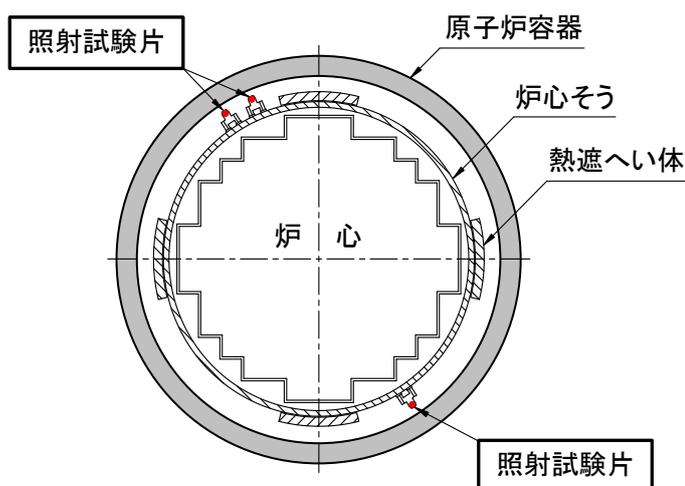
【伊方発電所での対策】

伊方発電所では、1号機から3号機に、それぞれ6個の監視試験片を設置し、これまで1号機は4回、2号機は3回、3号機は2回試験片を取り出し、健全性の確認を行っています。

その結果、想定している劣化の進み具合の範囲内に収まっており、特に顕著な劣化は認められていませんので、将来的に使用できるとの結果となっています。

また、試験結果については国や愛媛県へ報告を行っています。

図⑨-2-1 監視試験片の設置位置(炉心水平断面)



[四国電力(株)提供資料]

問⑨-3 原子炉容器の検査で異常が見られたことはありませんか。

【検査実施の前倒し】

平成 21 年 4 月に取り出された、九州電力玄海 1 号機の第 4 回目の監視試験結果において、金属の粘り強さが小さくなり脆くなる温度（脆性遷移温度）の急上昇が確認されたことがありました。

これを受け、平成 23 年 8 月、愛媛県知事より四国電力に対して、平成 28 年ごろに予定されていた伊方発電所 1 号機における第 4 回目の監視試験の実施前倒しの要請が行われ、四国電力は同年 10 月に、1 号機で 4 回目の監視試験片の取出しを行い、試験を実施しました。

【検査結果】

検査の結果、脆性遷移温度は予測値 52℃に対して 45℃と、予測の範囲内であり、急激な上昇はみられませんでした。（図⑨-3-1）

高温時における金属の粘り強さの程度を表す指標（上部棚吸収エネルギー）についても、基準で求められている 68 ジュール以上といった値に対し 200 ジュールであり、問題ないとの確認をしました。（表⑨-3-1）

また、加圧熱衝撃評価※¹により、試験結果が評価式を上回る結果が得られたことから、加圧された原子炉容器に冷却水が注入され急冷された場合でも原子炉容器が健全であることを確認しました。（図⑨-3-2）

原子炉容器の中性子照射脆化は、材料中の銅などの不純物が多いほど進む傾向にあり、伊方発電所 1 号機では他プラントと比べて不純物の含有量が少ない※²ことが寄与していると考えています。

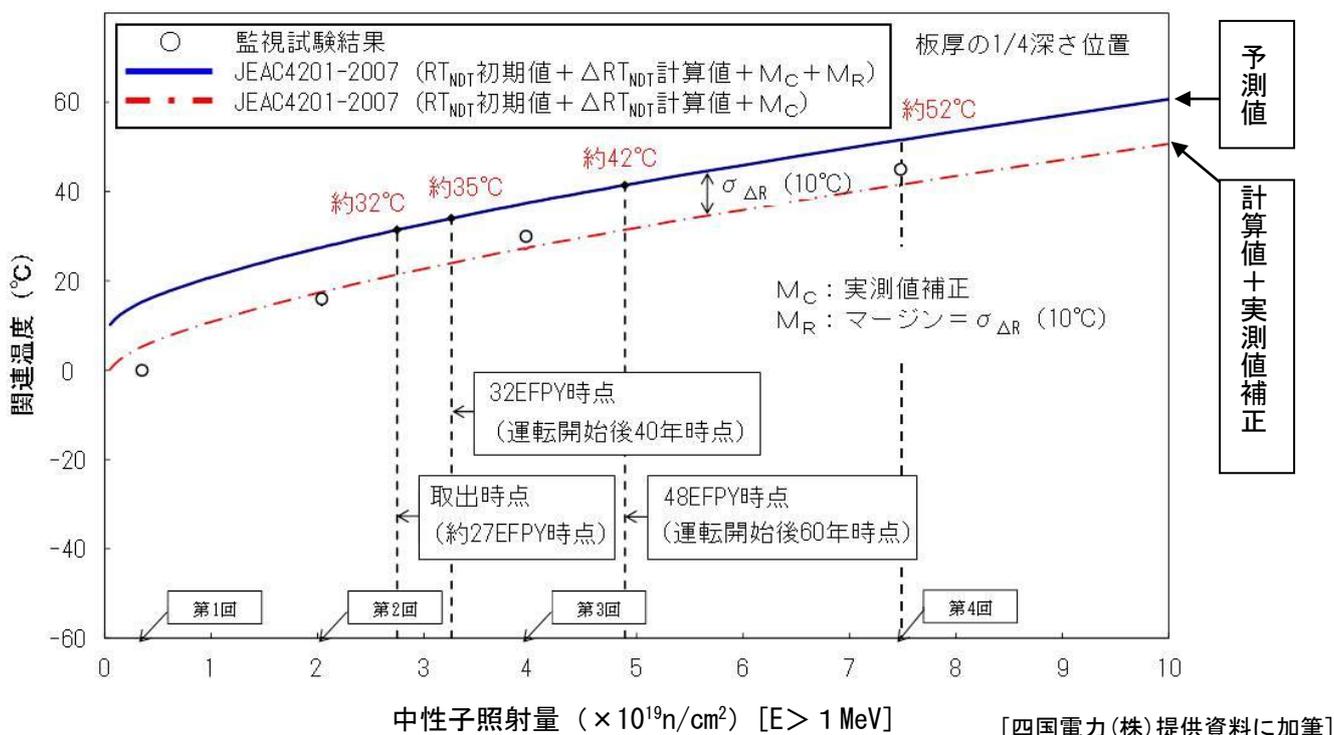
なお、伊方発電所 2、3 号機についても、これまでの試験結果で原子炉容器の脆性遷移温度の上昇が緩やかに推移していることや、金属の粘り強さが保たれていることなどから、原子炉容器は健全であることを確認しています。

※¹加圧熱衝撃：配管の破損などにより、一次冷却水が大量に流出した場合、非常用炉心冷却設備により冷却水が注入されます。この時、加圧された原子炉容器が急激に冷却され、原子炉容器内外の温度差により強い力が発生することを加圧熱衝撃といいます。

※²原子炉容器材料中の不純物（銅）の含有量
伊方 1 号機・・・0.05%、玄海 1 号機・・・0.12%

<参考>伊方発電所1号機の監視試験結果(第4回)

図⑨-3-1 1号機監視試験片の脆性遷移温度(関連温度)



※脆性遷移温度の予測では、監視試験の都度、温度の上昇量を実測し、「原子炉構造材の監視試験方法 (JEAC4201-2007)」に示される脆化予測法に基づき、脆性遷移温度の予測値を求めます。

予測値は、計算値にこれまでの実測値の補正およびマージン (10°C) を加えて求める値となります。伊方発電所1号機の予測値は 52°C となっていますが、試験結果である 45°C は予測値を超えておらず、脆化予測法で予測する脆化傾向と乖離する傾向は認められませんでした。

※EFPY: 定格出力で連続運転したと仮定して計算した年数。

表⑨-3-1 1号機監視試験片の上部棚吸収エネルギー

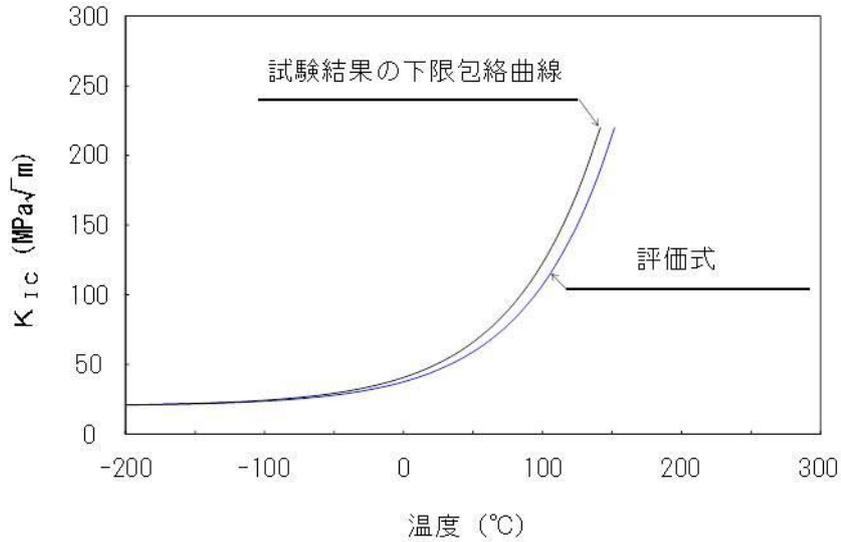
監視試験	中性子照射量 ($\times 10^{19}n/cm^2$) [E > 1 MeV]	上部棚吸収エネルギー (J)
初期値	0	209
第4回	7.5	200

[四国電力(株)提供資料]

※上部棚吸収エネルギーの基準値は、「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法 (JEAC4206-2007)」に定められています。

基準では、68J 以上が要求されており、伊方発電所1号機の試験結果である 200J は、この基準を満足しています。

図⑨-3-2 1号機監視試験片の加圧熱衝撃試験評価結果



[四国電力(株)提供資料]

※加圧熱衝撃試験評価では、健全性を確認するため破壊靱性値(K_{1c})というパラメータを用います。靱性とは材料の粘り強さを表し、破壊靱性値とは破壊に対する抵抗力を表します。評価試験では、「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法 (JEAC4206-2007)」に基づき、試験結果が評価式を上回っているかどうかを確認します。評価式で求まる値以上であれば、靱性が十分に大きく、加圧熱衝撃が生じた場合でも原子炉容器が健全であるとされており、伊方発電所1号機の試験結果の下限包絡曲線は評価式を上回っていることから、原子炉容器は健全であることを確認しました。

問⑨-4 配管等の金属疲労、金属腐食は進展していないのですか。

【金属疲労、金属腐食とは】

ポンプの起動停止などにより、配管の内部に加圧・減圧、加熱・冷却などの変化が繰り返し加わることで、比較的小さな力で金属にひび割れなどが生じる事象は、低サイクル疲労と呼ばれる金属疲労の一種で、原子力発電所においても配管や原子炉容器、ポンプなどにおいて留意する必要があります。

また、放射能を取り扱う設備などでは、耐食性に優れたステンレス鋼を使用していますが、ステンレス鋼は、溶接の熱処理などの影響で耐食性が低下した場合、酸素を含む水中など腐食環境において、引張り応力のかかった状態で使用すると、応力腐食割れと呼ばれる金属腐食により、材料に亀裂が発生し、急速に進展することが知られています。

【定期検査の実施】(図⑨-4-1)

伊方発電所では、プラントの経年劣化の状態を正しく把握し、運転期間によらず安全な状態を保つため、定期的に点検・検査や設備の取替えなどの保守管理を行っています。

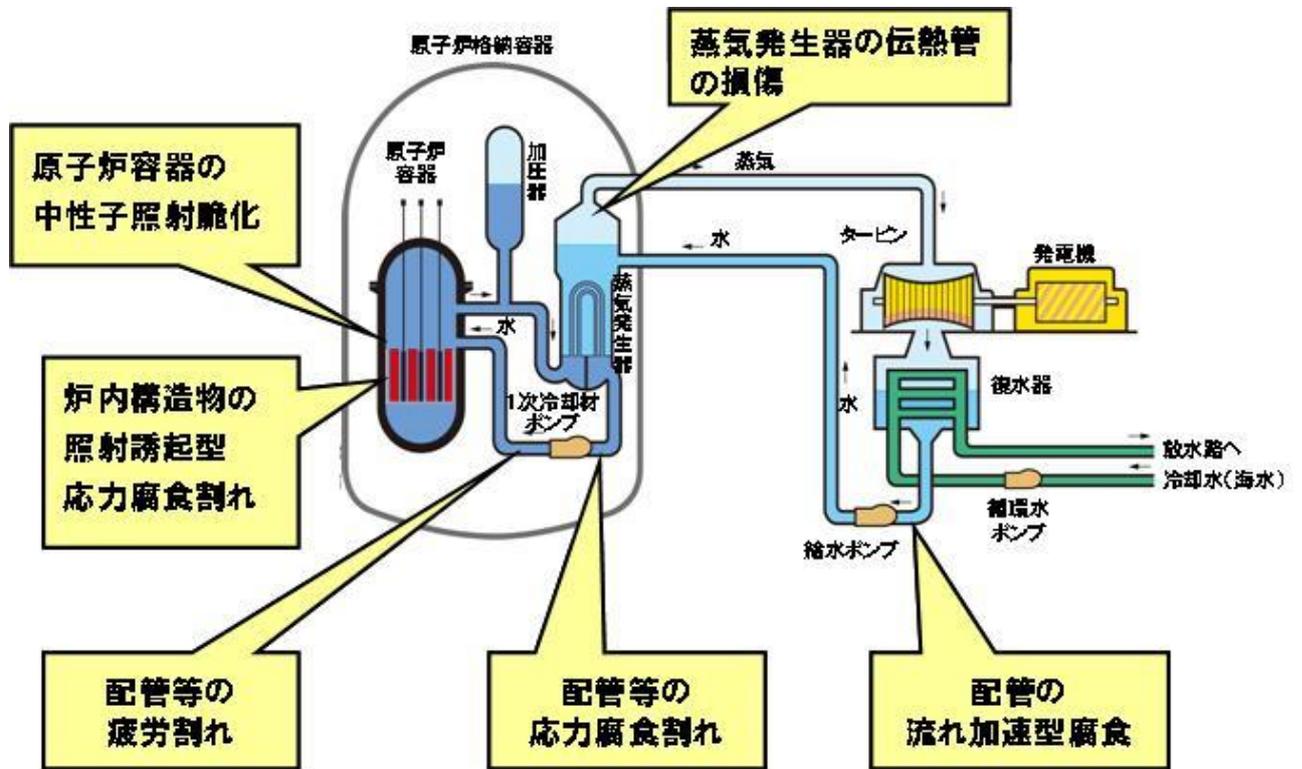
具体的には、原子力発電所は13ヶ月を超えない期間ごとに発電を停止し、一般に「定期検査」と呼ばれる点検・検査を2ヶ月あまりにわたって実施します。「定期検査」では、原子炉容器、燃料取扱装置といった重要な設備、機器は毎回点検を実施します。一方、機器の冷却用海水を取水するポンプや冷却水の冷却器の点検は2回の定期検査に1回、蒸気タービンの分解点検は3回の定期検査に1回の割合での実施など、それぞれの設備毎にその重要度や点検内容に応じて点検周期を定めています。

特に、重要な設備である原子炉容器や蒸気発生器、一次冷却水の流れる配管や弁の溶接部については、各設備の重要性やサイズに応じ、全箇所または代表箇所を検査対象箇所に定め、その目的や対象物に応じた検査方法（超音波探傷検査、渦流探傷検査、液体浸透探傷検査、目視検査、漏えい検査など）を用いて10年間で計画的に対象箇所の検査を実施し、傷やひび割れ、漏洩の有無などの確認をしています。

また、流れ加速型腐食による減肉発生の可能性がある配管系統※に対しては、減肉速度および配管の厚さに応じた検査周期を定めて、超音波による肉厚測定を行い、肉厚が管理レベルに近づくと、予防的に配管取替を行っています。

※一次冷却水システムの配管はステンレス鋼で作られており、減肉が起こりにくいですが、二次冷却水システムの配管は炭素鋼や低合金鋼が多く使われており、特にバルブの前後や配管の曲がった屈曲部という所で水の流れが変わり、減肉が起こる可能性があるため、周期を定めて点検を行っています。

図⑨-4-1 評価した主な経年劣化事象

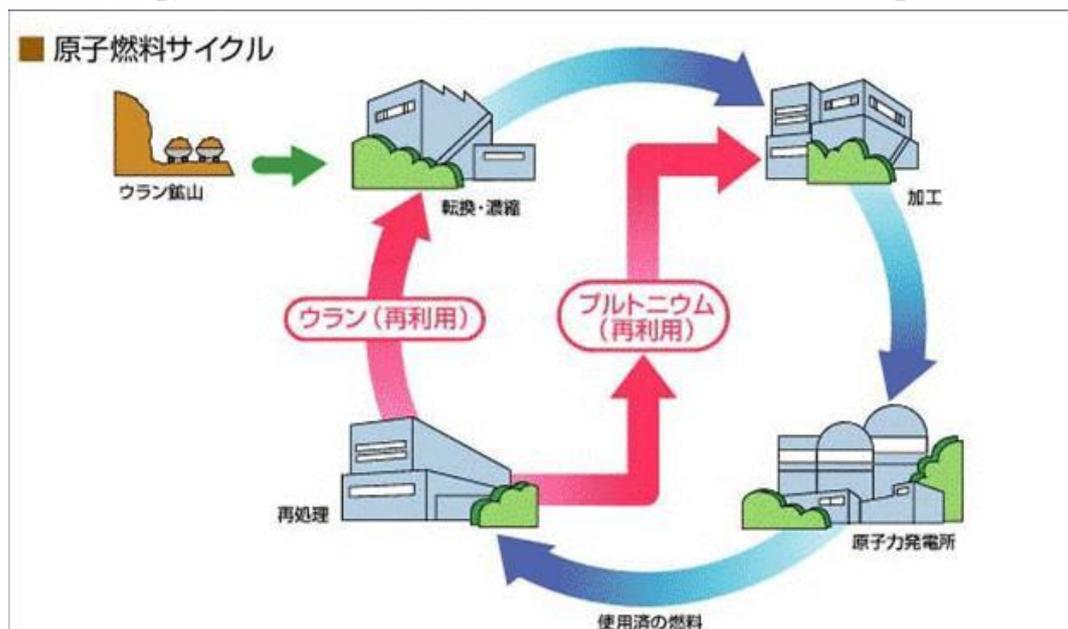
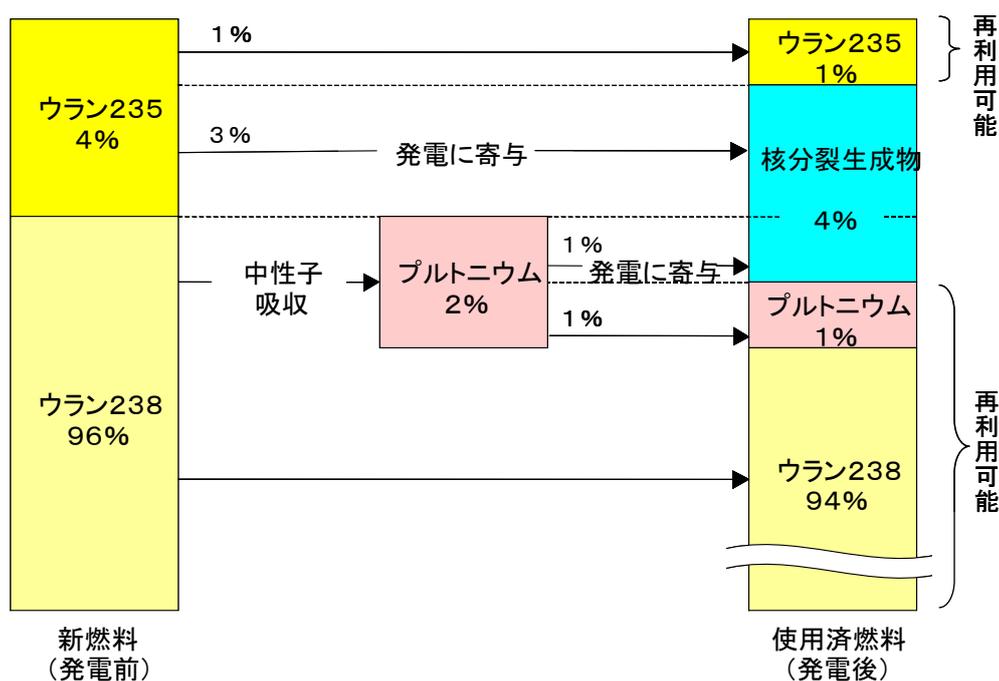


[四国電力（株）提供資料]

「プルサーマル運転」に関する回答要旨

○発電後のウラン燃料（使用済燃料）には、再利用可能な物質が含まれています。この再利用できる部分を回収し、再び原子力発電所で利用することを「原子燃料サイクル」と言います。使用済燃料を再処理し、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料（MOX燃料）にして再び軽水炉（熱中性子炉：サーマルリアクター）で利用することを「プルサーマル」と言います。

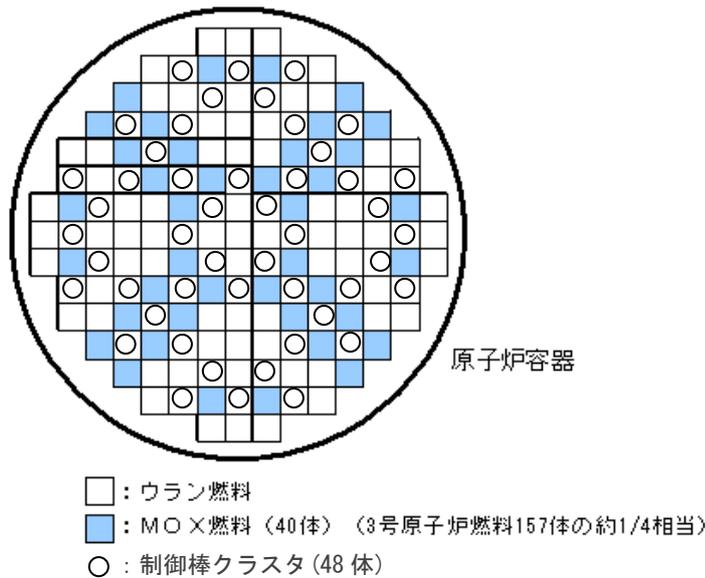
ウラン燃料のみを使用した原子力発電所でも、運転に伴って生成されたプルトニウムの一部はウランと同様に核分裂しており、発電に寄与しています。このことから、プルトニウムの燃え方（核分裂）については把握されており、炉心設計技術に取り込まれています。



[四国電力(株)提供資料]

○MOX燃料も通常のウラン燃料とほとんど同じ燃え方(核分裂)をするように作られています。

プルトニウムはウランに比べて中性子を吸収しやすいため、制御棒が吸収する中性子の数が少なくなることによって原子炉の運転を制御しにくくなるといった指摘がありますが、ウラン燃料のみを利用する場合と同様の十分な安全性が確保できるように、MOX燃料を適切に配置して制御棒の効きを確保したり、中性子を吸収するほう酸水(ほう素)の濃度を高くするなどの対策を行っています。(詳細は問⑩-2【MOX燃料使用時の特性】、【伊方発電所3号機の対策】)



[四国電力(株)提供資料]

○伊方発電所では、このようなMOX燃料の特性を踏まえた検討・準備を行った上で、3号機において平成22年3月から平成23年4月にわたり、プルサーマル運転を実施しました。

3号機では、炉心に装荷する157体の燃料集合体のうち、最大40体をMOX燃料に交換して運転することを許可されていましたが、この時には約1/10に当たる16体をMOX燃料に交換して運転を行いました。

その際には、従来のウラン燃料のみの場合と同等の制御棒の効きを確保するなど、安全にプルサーマル運転を実施しました。

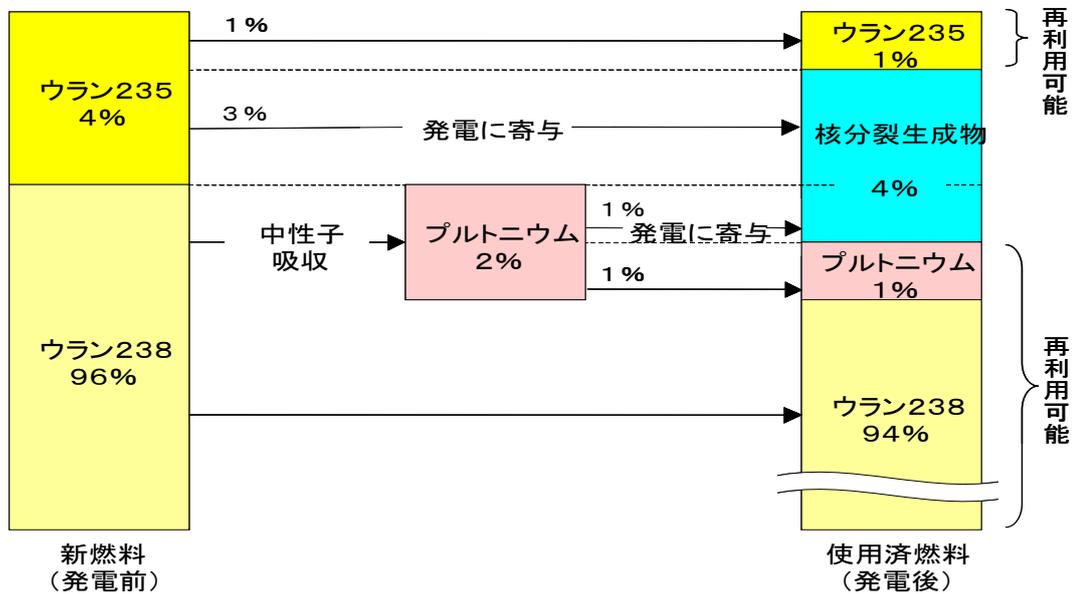
平成27年7月に許可となった新規規制基準の適合性審査においても、最大40体をMOX燃料に交換して運転することを前提として審査が行われ、許可されました。再稼働時には、前サイクルからの継続使用となる16体のMOX燃料を使用して運転する予定です。(詳細は問⑩-2【プルサーマル運転の実績等】)

問⑩ プルトニウムはウランと比べて危険とされていますが、プルトニウムを燃料として使うプルサーマル運転は安全なのですか。

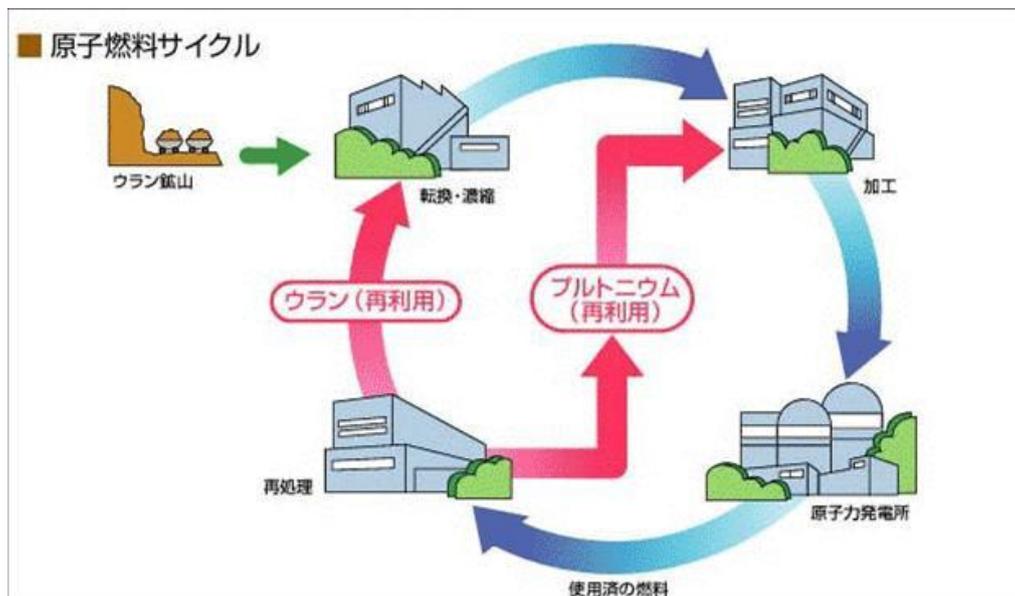
【プルサーマルとは】(図⑩-1、図⑩-2)

発電後のウラン燃料(使用済燃料)には、核分裂に使われなかったウランおよび新しく生まれたプルトニウムがあわせて95~97%含まれており、これらは再利用できます。この再利用できる部分を回収し、再び原子力発電所で利用することを「原子燃料サイクル」と言います。使用済燃料を再処理し、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料(MOX燃料)にして再び軽水炉(熱中性子炉:サーマルリアクター)で利用することを「プルサーマル」と言います。

図⑩-1 ウラン燃料の発電による変化



図⑩-2 原子燃料サイクルのイメージ



[四国電力(株)提供資料]

【プルトニウムの特性】

プルトニウムは、同じ重量のウラン 238 と比べ、放射能（放射線を出す能力）が約 20 万倍あります。α線※を長期間出し続ける性質がありますが、α線は紙一枚程度で遮ることができ、空気中では数センチしか飛びませんので、体外にある場合には影響はありません。したがって人体への影響が問題となるのは、主に呼吸とともに肺へ吸い込んだ場合です。

しかし、燃料として利用するプルトニウムは、ペレットに焼き固められ、被覆管に密封された上で原子炉容器や原子炉格納容器などで、外部に放出されることのないように何重にも閉じ込め、MOX燃料の安全性を確保する対策をとっています。

※α線：放射線の一種。陽子2個と中性子2個（ヘリウムの原子核）によって構成されたα粒子の流れであり、強いプラスの電気を帯びている。そのため、周囲の元素が持つ電子（マイナスの電気を帯びている）を引き離す、強い電離作用を持っている。

【プルサーマル運転の安全性】

ウラン燃料のみを使用した原子力発電所でも、運転に伴って生成されたプルトニウム（約4年間使用したウラン燃料で約1%が残存）の一部はウランと同様に核分裂しており、全体の約30%の発電に寄与しています。炉心でのプルトニウムの燃え方（核分裂）については把握されており、既に炉心設計技術に取り込まれています。

プルサーマルで用いるMOX燃料には最初からプルトニウム（約9%）が含まれていますが、MOX燃料も通常のウラン燃料とほとんど同じ燃え方（核分裂）をするように作られており、平成7年に当時の原子力安全委員会において、軽水炉においては炉心の1/3以下であれば安全に利用できることが確認されています。伊方発電所3号機のプルサーマルは、この範囲内（約1/4：炉心燃料157体のうち40体まで）で計画され、国の安全審査を受け、平成18年3月に許可されています。

プルトニウムは、ウランに比べて中性子を吸収しやすいため、プルサーマル運転を実施すると、制御棒やほう酸（ほう素）が吸収する中性子の数が少なくなり、制御棒やほう酸（ほう素）の効きが若干悪くなり、原子炉の運転を制御しにくくなるといった指摘がありますが、ウラン燃料のみを利用する場合と同様に、十分な安全性が確保できるように、MOX燃料を原子炉内で適切に配置したり、あらかじめほう酸水の濃度を高くすることなどの対策を行っています。

【伊方発電所におけるプルサーマル運転】

伊方発電所では、このようなMOX燃料の特性を踏まえた検討・準備を行った上で、3号機において平成22年3月から平成23年4月にわたり、プルサーマル運転を実施しました。

3号機では、炉心に装荷する157体の燃料集合体のうち、最大40体をMOX燃料に交換して運転することを許可されていましたが、この時には約1/10に当たる16体をMOX燃料に交換して運転を行いました。

その際には、従来のウラン燃料のみの場合と同等の制御棒の効きを確保するなど、安全にプルサーマル運転を実施しました。

平成27年7月に許可となった新規制基準の適合性審査においても、最大40体をMOX燃料に交換して運転することを前提として審査が行われ、許可されました。再稼働時には、前サイクルからの継続使用となる16体のMOX燃料を使用して運転する予定です。

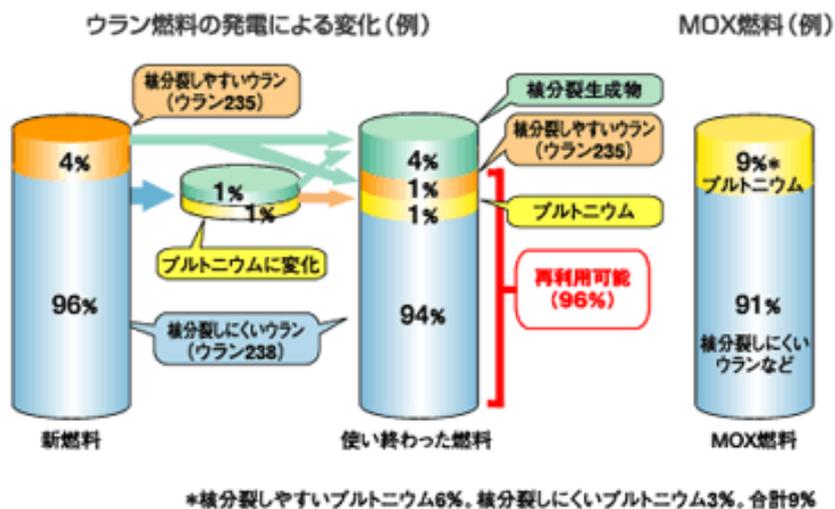
問⑩-1 プルトニウムを混合したMOX燃料は、事故が起こった時の放射線被害がより深刻になるのではないですか。

【プルトニウムの特性】(図⑩-1-1)

従来のウラン燃料のみを使用した運転においても、燃料中のウランが中性子を吸収してプルトニウムが生成されており、約4年間使用したウラン酸化物燃料の中には、プルトニウムが約1%含まれています。一方、プルサーマル運転で使用するウランとプルトニウムの混合酸化物燃料であるMOX燃料中には、約9%のプルトニウムが入っています。

プルトニウムは、 α 線という放射線を出しますが、この α 線の透過力は弱く、空気中では数センチしか飛びません。紙1枚で遮ることができますので、プルトニウムが体の外にある限りは、特に危険なものではないと考えられています。ただし、呼吸とともに吸い込んだ場合は肺などに沈着し、何年もの長い期間を経てガンになるなど、身体に影響を与える可能性があると言われています。

図⑩-1-1 ウラン燃料とMOX燃料

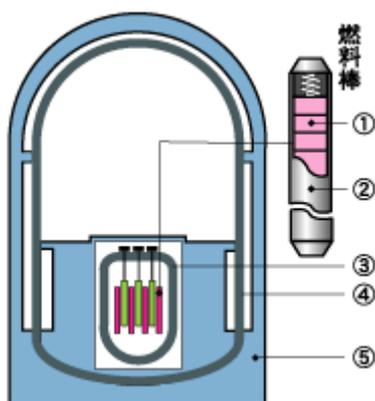


[四国電力(株)提供資料]

【炉心損傷を伴わない事故の場合】(図⑩-1-2)

原子力発電所では、運転に伴って、セシウムやキセノン等の放射性物質が生じます。しかし、燃料となるウランおよびプルトニウムを陶器のように焼き固めた①ペレットとし、それらをジルコニウム合金製の②被ふく管に密封し、燃料集合体として分厚い鋼鉄製の③原子炉容器内に封入しています。さらに、原子炉容器を含む一次冷却材循環系統を④原子炉格納容器に密封し、それを鉄筋コンクリート製の⑤しゃへいコンクリート壁で取り囲むという、いわゆる「5重の壁」があり、万が一の事故においても放射性物質を外部に放出しないよう、しっかりと閉じ込めるように設計し、建設しています。

図⑩-1-2 5重の壁のイメージ



①ペレット

燃料となるウラン、プルトニウムを陶器のように焼き固めたもので、放射性物質を内部にしっかりと保持します。

②被ふく管

ジルコニウムという丈夫な金属でできていて、ペレットを密封しています。

③原子炉容器

厚さが約 20cm※の丈夫な鋼鉄製の容器です。

④原子炉格納容器

円筒部厚さが約 4.5cm※の鋼鉄でできた密封容器です。

⑤コンクリートの遮へい壁

円筒部厚さが約 140cm※のコンクリートで全体をすっぽり囲んでいます。

※伊方発電所3号機の場合

[四国電力(株)提供資料]

【炉心損傷を伴う重大事故の場合】

原子炉の中の燃料が損傷するような重大な事故が起こった際には、キセノン等の希ガスやよう素、セシウム等の揮発しやすい放射性物質は大気中に放出されやすくなりますが、揮発しにくくガス状になりにくい金属元素であるプルトニウムは燃料から放出されにくい性質を持っています。また、仮に格納容器内にプルトニウムが放出された場合でも、格納容器のスプレイ等で除去※されることになっています。

※燃料棒が溶けるなどの状況で、プルトニウムの一部が小さな粒子となり空气中へ放出された場合には、スプレイにより上からシャワーを降らせてプルトニウムが水の中に留まる状態にして洗い落とします。

問⑩-2 MOX燃料はウラン燃料と比較して制御が難しいのではないですか。

【MOX燃料使用時の特性】

プルトニウムはウランに比べ中性子を吸収しやすいため、プルサーマル運転を実施すると、制御棒が吸収する中性子の量が減少し、制御棒の「効き」が若干低下する傾向にあります。

しかしながら、制御棒の挿入位置に対するウラン燃料とMOX燃料の配置を考慮して制御棒の効きを確保するなど、MOX燃料の性質を把握した上で適切な対応を実施することにより、MOX燃料を使用した場合でも原子炉を安全に停止するための余裕を、ウラン燃料炉心と同様に確保することができます。

【伊方発電所3号機の対策】(図⑩-2-1)

このようなMOX燃料の特性を踏まえ、伊方発電所でプルサーマル運転を実施した際には、制御棒の効きを確保するようウラン燃料とMOX燃料を適切に配置※¹するとともに、同じくMOX燃料の特性によるほう酸水の「効き」の低下を補うため、燃料取替時や万一の事故時に使用する燃料取替用水(タンク)のほう素濃度も変更(3,400ppm以上→4,400ppm以上※²)し安全に運転しました。

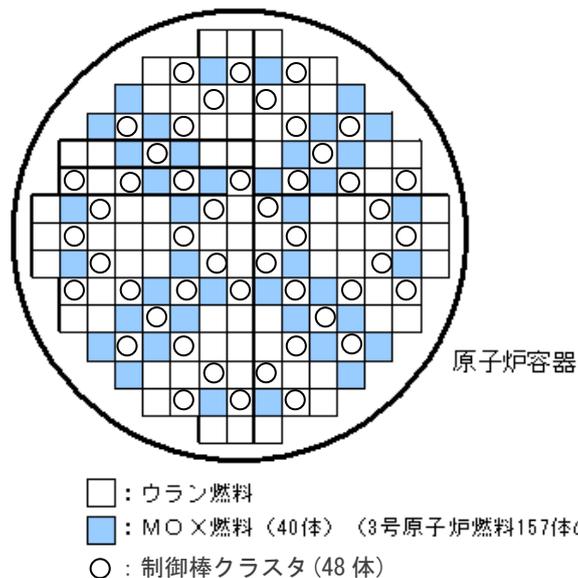
※¹MOX燃料は中性子を吸収しやすいため、MOX燃料の周りには中性子の数が少なくなり、そこへ制御棒を挿入しても吸収する中性子の数は相対的に少なくなります。

そのため、制御棒が挿入される位置に対するウラン燃料とMOX燃料の配置を考慮するなどして、制御棒の効きを確保します。

※²ppm (parts per million) : 100万分のいくらかを示す割合の単位。100万分率。

% (パーセント、ppc) = 100 分率

図⑩-2-1 MOX燃料の炉内配置例



[四国電力(株)提供資料]

【プルサーマル運転の実績等】

プルサーマル運転の安全性については、四国電力において、原子炉の制御性や事故時の影響等、様々な観点から問題ないことを確認するとともに、国の安全審査においても厳正な確認を受けたうえで、平成 22 年 3 月から平成 23 年 4 月の間で安全に実施しています。

プルサーマル運転は、これまでベルギー、フランス、ドイツ、スイス、米国など海外で約 40 年以上にわたり、57 基の原子力発電所で約 6,350 体の MOX 燃料が使用された豊富な実績（1963 年から 2008 年までの実績）があり、安全に運転しています。また、日本においても MOX 燃料の少数体実証計画として、日本原子力発電の敦賀発電所 1 号機（BWR※¹）で 1986 年 6 月から 1990 年 2 月まで 2 体が、関西電力の美浜発電所 1 号機（PWR※²）で 1988 年 3 月から 1991 年 12 月まで 4 体が使用され、ともに計画どおり安全に使用を終了しています。

2009 年 11 月の九州電力玄海原子力発電所 3 号機以降、四国電力や関西電力などで本格的にプルサーマル運転が実施されており、良好な運転実績を収めていることから、十分に確立した技術と考えています。

※¹ BWR：沸騰水型原子炉

※² PWR：加圧水型原子炉

【使用済 MOX 燃料】

使用済 MOX 燃料は、燃料を取り出した直後の発熱量は通常の使用済ウラン燃料とほとんど変わりませんが、半減期※の長い放射性核種が多く含まれているため、発熱量がなかなか低下しにくいといった傾向があります。

国の審査では、このような使用済 MOX 燃料の特性も考慮したうえで、使用済燃料プールにおいて安全に冷却できることが確認されています。

使用済燃料については、一定期間プールで冷却した後、再処理工場へ送ることになっていますが、使用済 MOX 燃料については、当面の間はプールで保管を続けることになっています。なお、使用済 MOX 燃料の再処理等の核燃料サイクルに関する諸課題については、エネルギー基本計画において「状況の進展に応じて戦略的柔軟性を持たせながら対応を進める」とされています。

使用済 MOX 燃料については、燃料の発熱量に応じた容器を設計することで、使用済ウラン燃料と同様に再処理工場への搬出や保管は可能だと考えていますが、当面の間、3 号機の使用済燃料プールで使用済ウラン燃料と同様に安全に保管することを予定しています。

※半減期：放射性物質が放射線を放出する能力が半分になるまでの期間。

問⑩-3 ステップ2燃料（高燃焼度ウラン燃料）と組み合わせたプルサーマル運転は、危険ではないですか。

【ステップ2燃料とは】

伊方発電所では、1号機と3号機では平成16年度から、2号機は平成17年度から順次ステップ2燃料を採用しています。

ステップ2燃料（高燃焼度ウラン燃料）とは、燃料に含まれる核分裂しやすいウラン235の濃度を、従来の4.1wt%※¹から4.8wt%に高めた燃料で、使用期間を従来の約3年から約4年に延長できます。このため、新燃料の使用数が減るとともに、使用済燃料の発生量と、使用済燃料の再処理に伴って発生する放射性廃棄物も、約2割削減することができます。また、長期間原子炉内で使用することから、核分裂しにくいウラン238も有効に利用することができます※²。

一方、核分裂しやすいウランの増加に伴い、燃料取替時や事故時に使用する燃料取替用水（タンク）のほう素濃度を3号機では2,700ppmから3,400ppmに上昇させるとともに、燃料使用期間の長期化に対応するため、燃料被覆管により耐食性の高い材料を採用するなど、安全性を確保しています。

※¹wt%：重量パーセント濃度。ウラン235の重量/ウラン燃料の重量。

※²ウラン238は核分裂しにくいですが、中性子を受けてプルトニウム239に変わります。

ステップ2燃料は長期間原子炉内で使用するため、従来の燃料に比べて多くのウラン238がプルトニウムに変わります。

よって、ステップ2燃料は従来の燃料と比べて多くのプルトニウムを燃やすことができます。

【伊方発電所3号機における実績】

伊方発電所3号機では、平成22年3月から平成23年4月にかけて、ステップ2燃料とMOX燃料を組み合わせたプルサーマル運転を実施しました。

実施に当たっては、事前に四国電力において十分な安全性を確認しており、また平成18年3月には国の安全審査においても許可を受けています。その後、フランスにおけるMOX燃料21体の製造、輸入、搬入を経て、平成22年3月からプルサーマル運転を実施しました。この時には、炉心に装荷する157体の燃料集合体のうち、約10分の1に当たる16体をMOX燃料に交換して運転しましたが、従来のウラン燃料のみの場合と同等の制御棒の効きを確保するなど、安全なプルサーマル運転を実施しました。

平成27年7月に許可となった新規規制基準への適合性審査では、炉心に装荷する157体の燃料集合体のうち、最大40体をMOX燃料に交換して運転することを前提として審査が行われ、許可されました。

実際の運転時には、この許可の範囲内でMOX燃料へ交換して運転を行うこととしており、再稼働時には、前サイクルからの継続使用となる16体のMOX燃料を使用して運転を行うこととしています。

【安全対策】

プルトニウムは、ウランに比べて中性子を吸収しやすいため、プルサーマル運転を実施すると、制御棒やほう酸（ほう素）が吸収する中性子の数が少なくなり、制御棒やほう酸（ほう素）の効きが若干悪くなるといった傾向があります。

このため、MOX燃料の導入に当たっては、燃料の配置を決める際にウラン燃料とMOX燃料の配置を考慮して制御棒の効きを確保したり、予め燃料取替時や万一の事故時に使用する燃料取替用水（タンク）のほう素濃度を変更（3,400ppm 以上→4,400ppm 以上）したりして、原子炉を安全に停止するために必要な能力を、従来のウラン燃料の炉心の場合と同等に確保しました。

また、従来どおり、燃焼能力の高い燃料（新しく、あまり燃えていない燃料）が集中しないように、適切に配置することにより、原子炉内の出力分布が平坦になるよう、配慮しました。

あわせて、運転に当たっては、従来どおり運転員による計器の監視や警報発信状態の確認およびパトロールなどにより、運転上の制限はもとより、原子炉の温度や圧力、放射線レベルなどについて、プラント状態に異常の無いことを確認しながら運転しました。

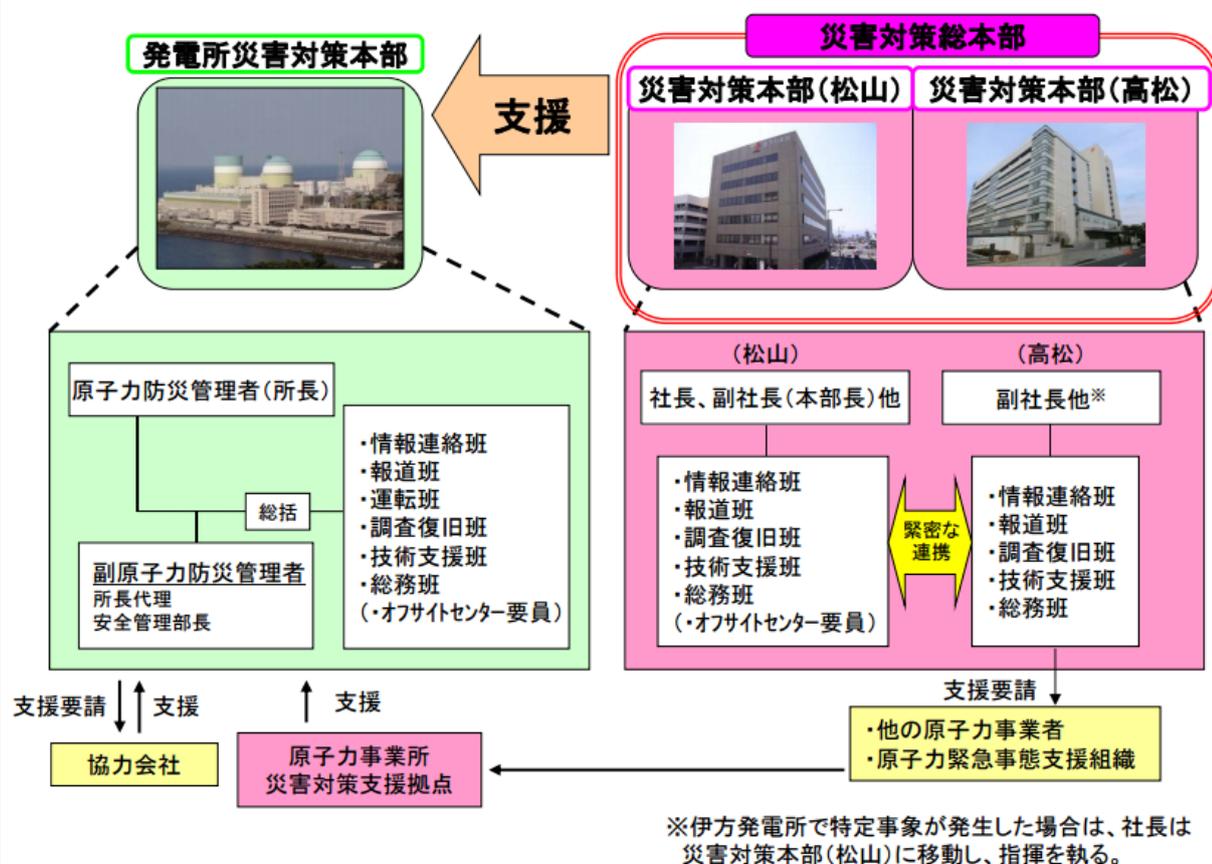
また、炉心の安全性についても、保安規定に基づき、

- ・ 毎月 1 回、炉心内の出力分布や炉心のほう素濃度の測定値と予測値の差を確認することにより、設計どおり燃料が燃焼していること
- ・ 1 週間に 1 回、一次冷却材中の放射性ヨウ素濃度を確認することにより、燃料棒が健全であることなどを確認しました。

「事故が起こった際の対応」に関する回答要旨

○伊方発電所においては、原子炉等規制法に基づき定めた「保安規定」により、異常事態の発生に対処するとともに、万一の備えとして原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」という。）に基づき「原子力事業者防災業務計画」を定め、緊急事態発生時の体制を整えています。

具体的には、災害の発生時もしくは発生のおそれがある時には、伊方発電所、原子力本部（松山）、本店（高松）に災害対策本部が設置され、松山及び高松の災害対策本部の設置により、災害対策総本部（本部長：社長、原災法で定める原子力施設事態即応センター）を立ち上げ、伊方発電所における災害対策の支援を全社的に行う体制を構築することとしています。（詳細は問⑩）



[四国電力(株)提供資料]

○平日昼間に発電所において、原災法で定める特定事象（原災法 10 条通報基準）が発生し、原子力防災管理者が非常体制を発令した場合は、災害対策本部要員 36 名および 2 交代勤務を行う災害対策要員 61※名を加えたメンバー計 97 名が対応することになっています。

※災害対策要員総数は 122 名

また、夜間、休日においても、運転員、連絡責任者、連絡当番者、放管当番者、水源班員、電源班員等初動対応要員が 32 名常駐することとしており、災害発生直後に必要な初動対応は、この要員で実施することができます。また、伊方町内の社員寮、社宅等からの要員の参集により、4 時間以内に約 80 名規模の発電所災害対策本部体制が立ち上げられます。（詳細は問⑩-1）

＜高知県の対応＞（本ページの記述は四国電力の回答をまとめたものではなく、高知県が作成したものです。）

○伊方発電所において事故が発生すれば、高知県においても県民生活や県内産業への大きな影響が予想されることから、高知県では、平成 26 年 9 月に「高知県原子力災害対策行動計画」を策定し、県が実施すべき具体的な対策を定めています。

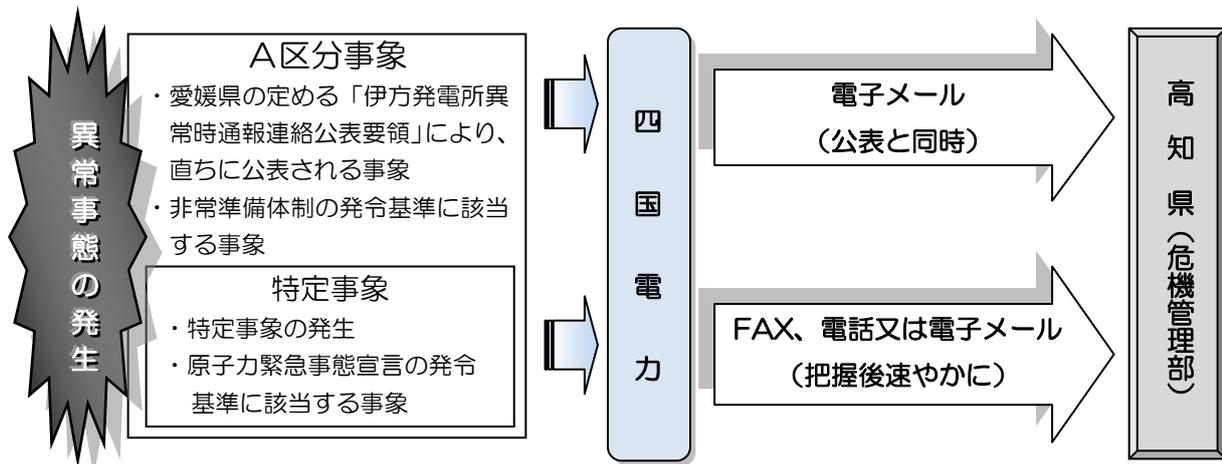
1 四国電力及び愛媛県との連携、県の対応体制

伊方発電所で事故が発生した時はもとより、事故につながる可能性のある事象が発生した場合にも、四国電力から本県に速やかに情報が入る連絡体制を整えており、県は、「情報収集」、「嚴重警戒」、「災害対策本部」など事態の状況に応じた体制を執ることとしています。

さらに、愛媛県と連携して相互に通報連絡を行い、愛媛県に災害対策本部が設置された場合は、本県から「情報連絡要員」を派遣することとしています。

※情報連絡要員の役割：事態の情報収集、愛媛県からの避難者の受け入れや支援等についての調整

（連絡イメージ）



2 県内における防護措置等

原子力災害対策重点区域※（以下「重点区域」という。）外における防護措置の実施方策については、屋内退避が基本とされていることから、本県は、屋内退避を防護措置の基本としています。

緊急時モニタリング結果等により、防護措置が必要な場合は、県から屋内退避、一時移転、避難の勧告又は指示を行うよう関係市町村に要請し、要請を受けた市町村は、住民等に屋内退避等をするよう周知することとしています。

※原子力災害対策重点区域：

国が原子力災害に特有な対策を講じることとしている原子力発電所から概ね半径 30km 以内の区域。伊方発電所から本県県境まで約 45km の距離があり、本県は、原子力災害重点対策区域の範囲外に位置しています。

問⑪ 万が一、事故が起こった際の対応はどのようになっているのですか。

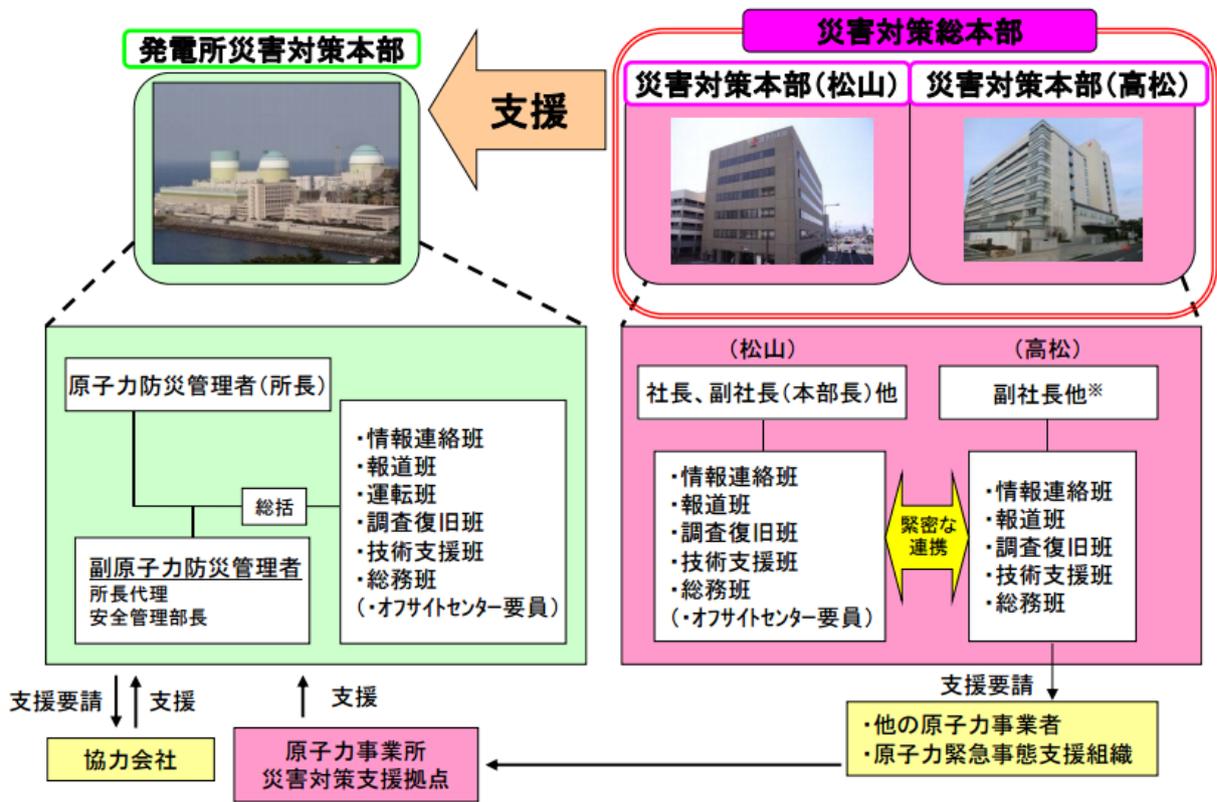
【四国電力の体制】

伊方発電所においては、原子炉等規制法に基づき定めた「保安規定」により、異常事態の発生に対処するとともに、万一の備えとして原子力災害対策特別措置法（以下、「原災法」という。）に基づき「原子力事業者防災業務計画」を定め、緊急事態発生時の体制を整えています。

災害発生時および発生のおそれがある時には、災害対策本部の設置、対策要員の動員、放射能の拡散防止、施設の復旧対策、社内外への通報連絡等、必要な措置が講じられることとしています。

具体的には、伊方発電所、原子力本部（松山）、本店（高松）に災害対策本部が設置され、松山および高松の災害対策本部の設置により、災害対策総本部（本部長：社長、原災法で定める原子力施設事態即応センター）を立ち上げ、伊方発電所における災害対策の支援を全社的に行う体制を構築することとしています。

図⑪-1 緊急事態発生時の体制



※伊方発電所で特定事象が発生した場合は、社長は災害対策本部(松山)に移動し、指揮を執る。

[四国電力（株）提供資料]

問⑪-1 発電所の災害対策活動に従事する要員は何人必要ですか。また、その人員は常駐しているのですか。

【災害時の人員体制】(図⑪-1-1)

発電所において、平日昼間に原災法で定める特定事象※¹が発生し、原子力防災管理者が非常体制を発令した場合は、災害対策本部要員 36 名および2交代勤務を行う災害対策要員 61 名※²を加えたメンバー計 97 名が対応することになっています。

※¹原災法第 10 条第 1 項に規定する基準または施設の異常発生事象のこと(原子炉の運転中に非常用炉心冷却装置の作動を必要とする原子炉冷却材の漏えいが発生したときなど)

※²災害対策要員総数は 122 名

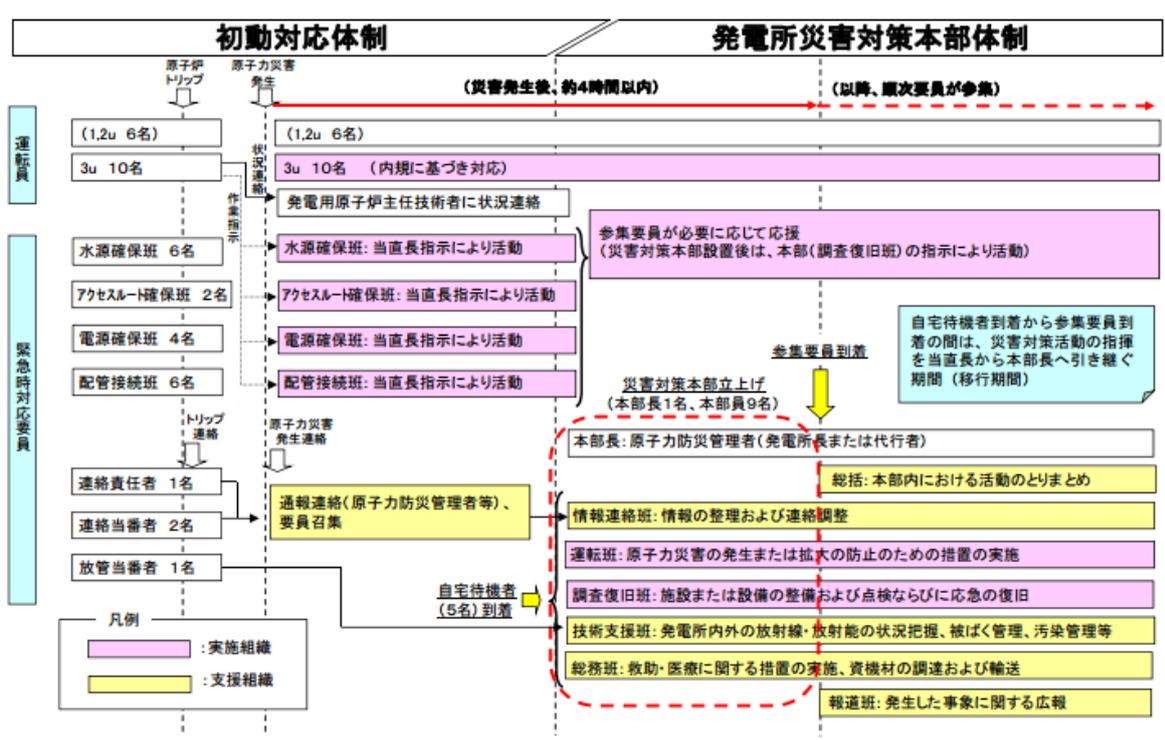
夜間、休日においては、下記体制のとおり、運転員、連絡責任者、連絡当番者、放管当番者、水源班員、電源班員等初動対応要員が 32 名常駐することとしており、災害発生直後に必要な初動対応は、この要員で実施することができます。また、伊方町内の社員寮、社宅等からの要員の参集により、4 時間以内※³に約 80 名規模の発電所災害対策本部体制が立ち上げられます。※⁴

※³伊方町内の要員が呼び出しを受けた時点から、一旦、伊方町内の拠点に集合し、点呼やルート確認の後出発して、発電所へ到着するまでの総時間

(集合・点呼等：1.5 時間、移動：2.5 時間)

※⁴伊方町内の社員寮・社宅等には、約 150 名の技術系職員が居住しており、災害時には必要な人員を確保することができます。

図⑪-1-1 災害発生時の人員体制



※原子炉トリップ：原子炉の緊急停止

[四国電力(株)提供資料]

なお、伊方発電所では、自然災害等により社宅等から発電所までの道路が寸断された場合を想定し、いろいろなルートや悪条件を想定し、実際に徒歩で参集する訓練を実施しており、夜間かつ雨天のケースでも伊方町内から2.5時間あれば参集できることを確認しています※。加えて、万々が一、発電所への陸路が完全に断たれるような場合であっても、海保、自衛隊および警察などへの協力要請等あらゆる手段を講じて、要員を輸送することとされています。

※通常時の主要経路である国道197号線が地震等による影響で利用できない場合を想定し、伊方町内の社員寮、社宅から徒歩により瀬戸内海側を迂回するコースや、山間部を縦走するコースなど、複数のルートを確保しており、この中から適用可能なルートを選択します。

また、発電所構内のアクセス道路については、地盤改良工事などを実施しており、地震発生時においても構内の移動に支障が出ないように対応するとともに、ホイールローダやバックホウなどの重機を配備し、アクセスルートの確保体制も整えられています。

< 関連情報 > 高知県の対応 (P110~114 の記述は四国電力の回答をまとめたものではなく、高知県が作成したものです。)

万が一、事故が起こった際の高知県の対応について

伊方発電所において事故が発生すれば、高知県においても県民生活や県内産業への大きな影響が予想されることから、国の「原子力災害対策指針」(以下「指針」という。参考1参照)を踏まえ、平成26年9月に「高知県原子力災害対策行動計画」(以下「行動計画」という。)を策定し、県が実施すべき具体的な対策を定めています。

県の主な対応は次のとおりです。

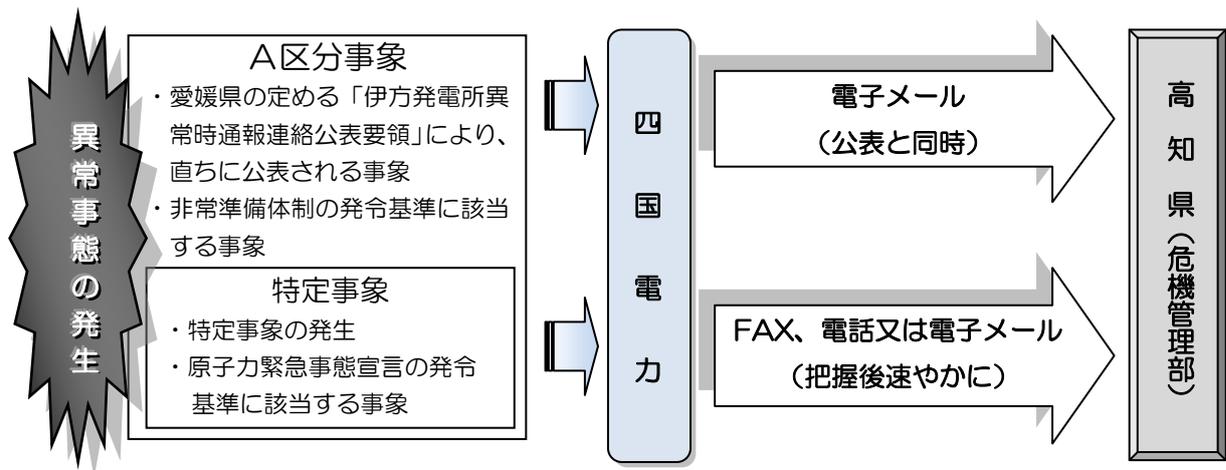
1 四国電力及び愛媛県との連携、県の対応体制 (参考2参照)

伊方発電所で事故が発生した時はもとより、事故につながる可能性のある事象が発生した場合にも、四国電力から本県に速やかに情報が入る連絡体制を整えており、県は、「情報収集」、「厳重警戒」、「災害対策本部」など事態の状況に応じた体制をとることとしています。

さらに、愛媛県と連携して相互に通報連絡を行い、愛媛県に災害対策本部が設置された場合は、本県から「情報連絡要員」を派遣することとしています。

※情報連絡要員の役割：事態の情報収集、愛媛県からの避難者の受け入れや支援等についての調整

(連絡イメージ)



2 県内における防護措置等 (参考3 参考4参照)

原子力災害対策重点区域※(以下「重点区域」という。)外における防護措置の実施方策については、屋内退避が基本とされていることから、本県は、屋内退避を防護措置の基本としています。

緊急時モニタリング結果等により、防護措置が必要な場合は、県から屋内退避、一時移転、避難の勧告又は指示を行うよう関係市町村に要請し、要請を受けた市町村は、住民等に屋内退避等をするよう周知することとしています。

※原子力災害対策重点区域：

国が原子力災害に特有な対策を講じることとしている原子力発電所から概ね半径30km以内の区域。伊方発電所から本県県境まで約45kmの距離があり、本県は、原子力災害重点対策区域の範囲外に位置しています。

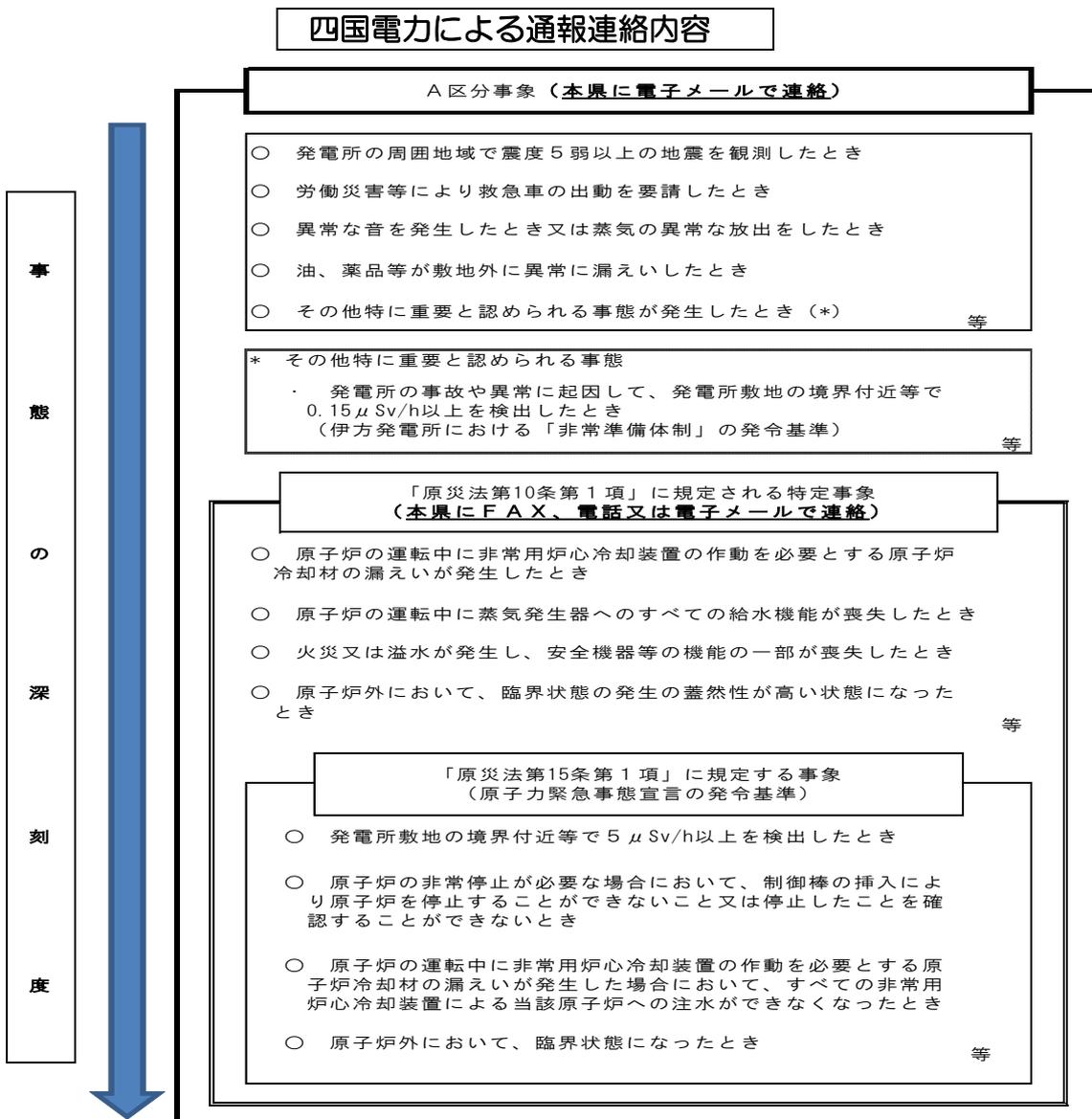
【参 考】

参考1 国の指針について

平成 23 年の東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故では、当時の原子力災害に対する防災指針（「原子力施設等の防災対策について」）で定められた防災対策を重点的に充実すべき地域の範囲（半径 8～10km）を超えた広範囲な地域に放射性物質が拡散しました。

放射性物質の拡散は、震災からの復旧の妨げとなるだけでなく住民生活や産業に甚大な影響を及ぼしたことから、国はこの防災指針を見直すこととし、緊急事態における原子力施設周辺の住民等に対する放射線の影響を最小限に抑える防護措置を確実なものとするため、平成 24 年 10 月に指針を策定しています。

参考2 四国電力との通報連絡内容について



参考3 原子力災害の防護措置（屋内待避、一時移転、避難）について

屋内待避	屋内待避は、住民等が比較的容易にとれる対策であり、放射性物質の吸入抑制や中性子線及びガンマ線を遮へいすることにより被ばくの低減を図るもの
一時移転	一時移転は、緊急の避難が必要な場合と比較して空間放射線量率等は低いものの、日常生活を継続した場合の無用の被ばくを低減するため、一定期間のうちに当該地域から離れるために実施するもの
避難	避難は、空間放射線量率等が高い又は高くなるおそれのある地点から速やかに離れるため緊急に実施するもの

○屋内待避、一時移転、避難の基準等について

屋内待避	<p>①「全面緊急事態」※に該当する事象を把握した時点で、県から市町村に対し、その後の状況によっては屋内退避を実施する可能性がある旨の注意喚起を行います。</p> <p>②緊急時モニタリング結果等により、プルーム（微細な放射性物質が大気中を雲のような塊となって流れる現象）の通過が予測される地域に対して、屋内退避の勧告又は指示を行うよう、県から対象市町村に要請し、対象市町村は住民等に屋内退避の勧告又は指示を行います。</p> <p>※全面緊急事態：原災法第15条に基づき内閣総理大臣への通報を要する事態（例：発電所敷地の境界付近等で$5\mu\text{Sv/h}$を検出したとき、原子炉の非常停止が必要な場合において、制御棒の挿入により原子炉を停止することができないこと等）</p>
一時移転	<p>空間放射線量率が継続して$20\mu\text{Sv}$（$\text{Sv}=\text{シーベルト}$※）/hを超える場合は、1日以内を目途に区域を特定し、国の指示又は県独自の判断により、関係市町村に対して、1週間程度内に一時移転を実施するよう要請し、関係市町村は住民等に一時移転の勧告又は指示を行います。</p> <p>なお、測定値が一時移転の基準値を超えない場合でも、必要に応じて、県独自の判断により一時移転の実施を関係市町村に対して要請します。</p> <p>※シーベルト：人体が放射線を受けた時、その影響の程度を測るものさしとして使われる単位（$1\text{Sv}=1,000\text{mSv}$（ミリシーベルト）、$1\text{mSv}=1,000\mu\text{Sv}$（マイクロシーベルト））</p>
避難	<p>モニタリングの結果等により、空間放射線量率が$500\mu\text{Sv/h}$を超える場合は、数時間内を目途に区域を特定し、国の指示又は県独自の判断により、関係市町村に対して、避難を実施するよう要請し、関係市町村は住民等に避難の勧告又は指示を行います。</p> <p>本県においては、空間放射線量率が$500\mu\text{Sv/h}$を超える可能性は低いと考えられますが、測定値が避難の基準値を超えない場合でも、必要に応じて、県独自の判断により避難の実施を関係市町村に対して要請します。</p>

（参考：屋内退避時の行動）

屋内退避の指示を受けた場合の住民等のとるべき対応は、次のとおりとします。

- ①屋外にいる人は、速やかに住宅や職場、近くの公共施設などの屋内に入る。
- ②原則として外出は控える。

- ③すべての窓、扉を閉めるとともにすべての空調設備、換気扇等を止め、屋内への外気の流入を防ぐ。
- ④テレビ、ラジオ、防災行政無線等による行政機関からの指示等に注意する。
- ⑤扉や窓など外気の流入する場所を離れて、屋内の中央に留まる。
- ⑥食料品の容器には、すべて蓋やラップをする。特に指示がなければ、屋内に保管してあるものを飲食することは差し支えない。
- ⑦やむを得ず自主避難する場合は、自治会長等に避難先を伝えてから避難する。
- ⑧住所地でない方は、自宅へ帰るか現在いる地域の市町村へ相談し、最寄りの公共施設等へ退避する。

参考4 避難対策について

(1) 平常時のモニタリング体制について

原子力災害発生後に、放射性物質又は放射線の放出による環境への影響を評価するため、平常時から環境放射線のモニタリングを実施し、データの収集を行っています。愛媛県内では104か所の固定型モニタリングポスト（国5か所、県78か所、事業者21か所）が、高知県内では6か所に固定型モニタリングポストが設置されています。（平成28年度中に、県で新たに2基を設置予定。）

(2) 緊急時のモニタリング体制について

本県は重点区域に含まれていないが、愛媛県境に接した一部地域が原子力施設から50km以内（国の指針の中間とりまとめの段階でプルーム通過時の被ばくを避けるための防護措置を実施する地域の目安として示されていた範囲）にあることから、正しく状況を伝えるための緊急時モニタリングを実施することとし、そのためのモニタリング計画を策定することとしています。

(3) 避難計画の策定について

市町村から住民等への防護措置に係る周知方法や、屋内退避時の退避場所、一時移転及び避難の際の避難場所等の選定、退避・避難場所等への住民等の輸送手段、要配慮者対策などを定める避難計画については、平成28年7月現在、伊方発電所から半径50kmに一部の地域が入る梶原町及び四万十市が策定しています。

また、県においても、平成28年8月に、両市町からの広域の避難にも対応した高知県原子力災害避難等実施計画を策定いたしました。

○国の指針及び「防災基本計画」の見直しについて

国の指針が平成27年4月、防災基本計画が同年7月に修正されています。主な改定内容は次のとおり。他方、全国知事会から国に対し、「防護対策の実施に当たっては何らかの放射性物質の拡散を予測する手法が必要である」旨の要望を行っており、本県はそうした状況も踏まえ、行動計画の改定を検討する予定です。

【指針等の主な改定内容】

・SPEEDI※等の予測的手法を活用しないこと

国が、福島第一原子力発電所事故の教訓として、原子力災害発生時に、緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム（SPEEDI）による計算結果に基づいて防護措置の判断を行うことは被ばくのリスクを高めかねないとの判断により、防護措置の判断に当たってはSPEEDI等の予測的手法は活用しないとされました。

なお、SPEEDI等の予測的手法を活用しないこととした場合の対応としては、専門的知見を有する原子力規制委員会が原子力施設の状況や放射性物質の放出状況等を踏まえ、重点区域以外の地域

における屋内退避の必要性を判断する方針が示されています。

※SPEEDI（緊急時迅速放射能影響予測ネットワークシステム）：

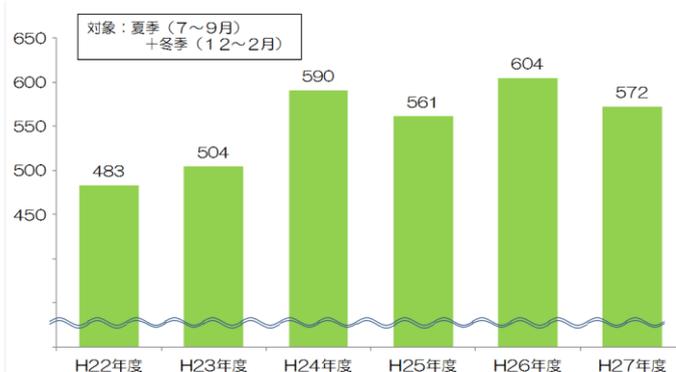
原子力施設から大量の放射性物質が放出されたり、あるいはそのおそれがあるという緊急時に、周辺環境における放射性物質の大気中濃度及び周辺住民の被ばく線量などを、放出源情報、気象条件及び地形データをもとに迅速に予測するシステム。

・ **重点区域外において安定ヨウ素剤を使用しないこと**

安定ヨウ素剤の使用について、緊急時にプルーム通過時の防護措置が必要な範囲や実施すべきタイミングを正確に把握することはできず、プルームの到達を観測してから安定ヨウ素剤の服用を指示しても十分な効果が得られないおそれがあり、効果的に実施可能な防護措置とは言えないため、重点区域外においては、安定ヨウ素剤の服用が求められないこととともに、備蓄の必要がないとされたこと

こうした緊急避難的な措置により電力供給を確保していますが、本来実施すべき検査を先送りして運転を継続していることから、従前よりも不測のトラブルが起こるリスクは高まっており、計画していなかった発電所の停止（計画外停止）は増加傾向にあります。過去には、火力発電所でのトラブルや気象要因による電力需要の急増などにより厳しい需給状況となった事例もあります。

（計画外停止件数：全国）



（計画外停止件数：当社）

年度	H22年度	H23年度	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
計画外停止件数	19	23	20	30	13	11

【四国電力(株)提供資料】

このように、現在、老朽化している火力発電所を総動員して、何とか供給力を確保している状況であり、火力発電所に不測の事態が発生した場合には電力の供給力不足が生じ、大規模な停電となって、様々な深刻な影響を及ぼす可能性があることから、伊方発電所の再稼働が必要です。（詳細は問⑫-1【**発電電力量の構成**】）

○実際に、夏季・冬季の電力需要ピーク時における予備力（供給力－最大需要）は、平成24年冬季から平成27年の夏季までは、28万kW～47万kWの間で推移しており、経過年数40年程度の老朽化した火力発電所（阿南3、4号機・坂出3号機（各45万kW）、坂出2、4号機（各35万kW））のうち1機がトラブルなどで停止すると供給力不足が懸念される状況となる可能性がありました。（詳細は問⑫-1【**夏季・冬季の電力需要ピーク時における需給状況**】）

夏季冬季の電力需要ピーク時における電力需給

【夏季・冬季の電力需要ピーク時における需給状況】

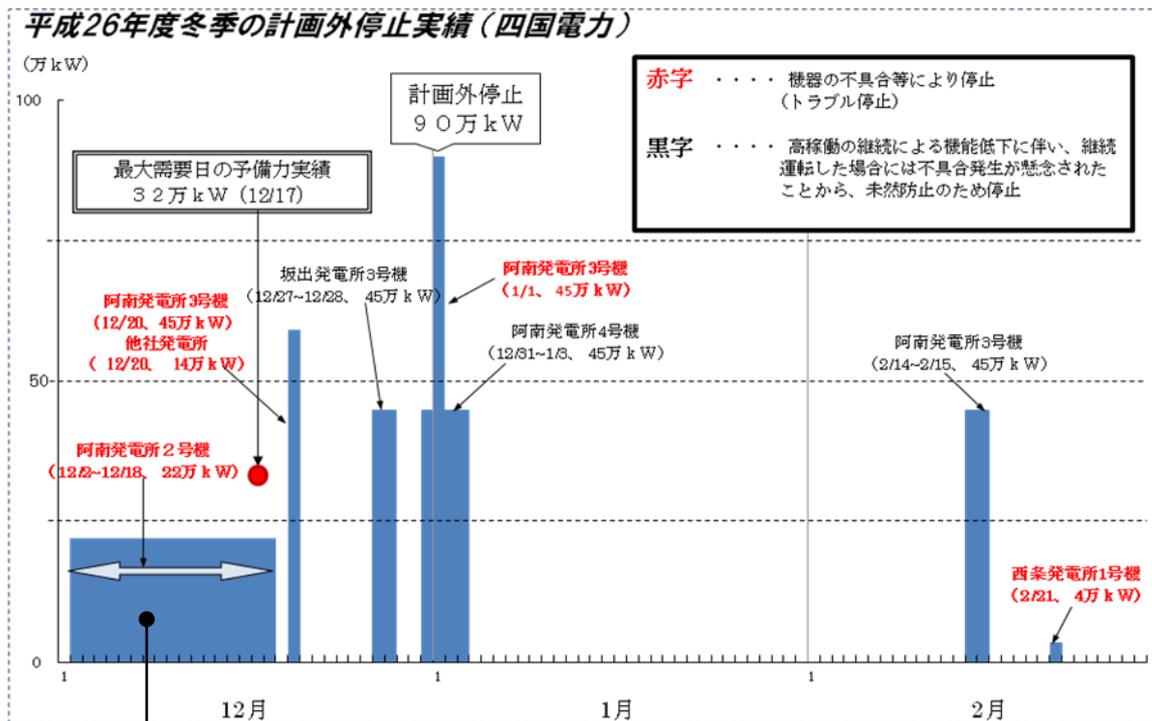
（単位：万kW）

	H24年度		H25年度		H26年度		H27年度	
	夏	冬	夏	冬	夏	冬	夏	冬
供給力 (万kW)	603	524	577	529	572	535	553	539
最大需要 (万kW)	526	477	549	487	526	503	511	481
予備力 (万kW)	77	<u>47</u>	<u>28</u>	<u>42</u>	<u>46</u>	<u>32</u>	<u>42</u>	58

【出典：資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会及び国家戦略室需給検証委員会データより作成】

○平成26年度冬季の電力需要が最も大きかった12月17日の予備力は、阿南発電所2号機が停止していた影響もあり32万kWとなっており、この日に更なる計画外停止※が発生していれば、安定した電力供給に支障が出ていた可能性があります。

※例えば、3日後の12月20日には、阿南発電所3号機（45万kW）と他社発電所（14万kW）がトラブル停止したほか、15日後の1月1日にも阿南3号機（45万kW）がトラブル停止しました。



※青色の棒グラフの高さは、計画外停止により減少した供給力（万kW）を表す

〔四国電力（株）提供資料に加筆〕

○伊方発電所が停止してからは、その供給力を火力発電所によって賄っているため、火力発電所の燃料費が大幅に増加しており、その結果、平成25年には電気料金の値上げを実施しました。

値上げ率は、規制部門（家庭や商店など）で7.80%（+1.59円/kWh）※、自由化部門（工場やビルなど）で14.72%（+1.93円/kWh）となり、全体では11.15%となっていますが、この値上げは、伊方発電所3号機が再稼働していることを前提として料金原価を算定しています。

※家庭用の従量電灯A加入で、平均的な使用料（月間300kWh）の場合の値上げ幅：月額349円

なお、料金値上げ申請時点での試算では、伊方3号機の再稼働を織り込んだ申請原価の14%の値上げに対し、再稼働させなかった場合は、火力発電所の燃料費の増加により追加で650億円程度のコストが増加し29%の値上げとなり、値上げ幅は2倍程度になるとの試算結果となりました。※（詳細は問⑫-9）

※この試算結果は、あくまで平成25年6月時点に一定の前提を置いて試算したものであり、燃料原価価格や為替レートなどが現在の水準とは異なることから、絶対的な水準ではありません。

○地球温暖化対策として、CO₂（二酸化炭素）の排出量を削減することが世界的に求められています。

原子力発電は、発電時に燃料燃焼によるCO₂を排出しませんが、現在は、伊方発電所の停止に伴う火力発電の稼働増加により、CO₂の排出量は2010年度以前に比べ2倍程度まで上昇しています。（詳細は問⑫-10）

○日本は、エネルギー消費大国である一方、エネルギー資源に恵まれず、エネルギー自給率はわずか5%程度にとどまっており、大半を海外からの輸入に依存しています。

このため、特定のエネルギー源に過度に依存することなく、『S+3E』※の観点から、多様なエネルギーをバランス良く組み合わせ活用するエネルギーミックスを実現していく必要があります。

※Sは安全性（Safety）、3つのEは、エネルギーの安定供給確保（Energy Security）、経済性（Economy）、環境保全（Environmental conservation）を指す。

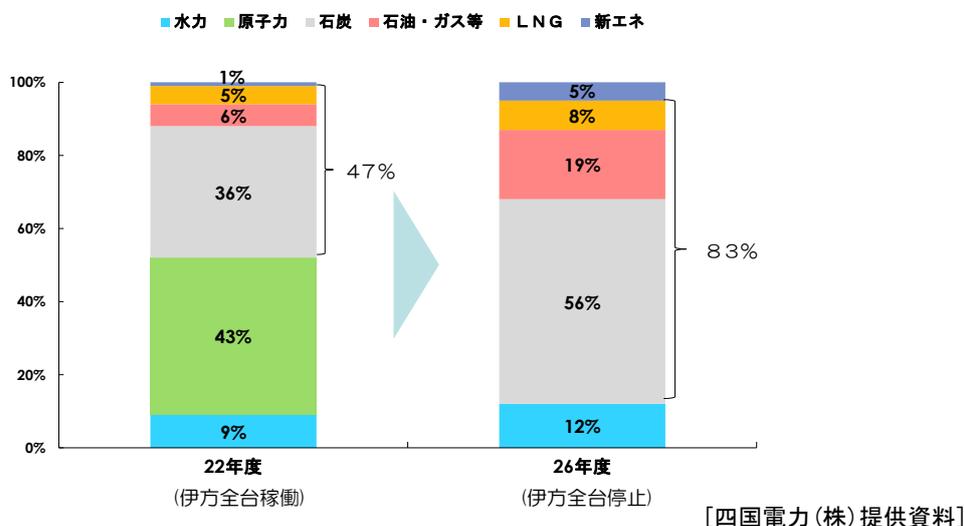
問⑫ なぜ原子力発電所の再稼働が必要なのか。

【エネルギーの安定供給】（図⑫-1、図⑫-2）

伊方発電所が3基とも通常稼働していた平成22年度は、原子力が約4割、火力（石炭、石油・ガス等、LNG）が約5割となっていたものの、伊方発電所全台停止後は、石炭・石油火力が急増し、火力発電は8割を上回る水準まで高まっています。

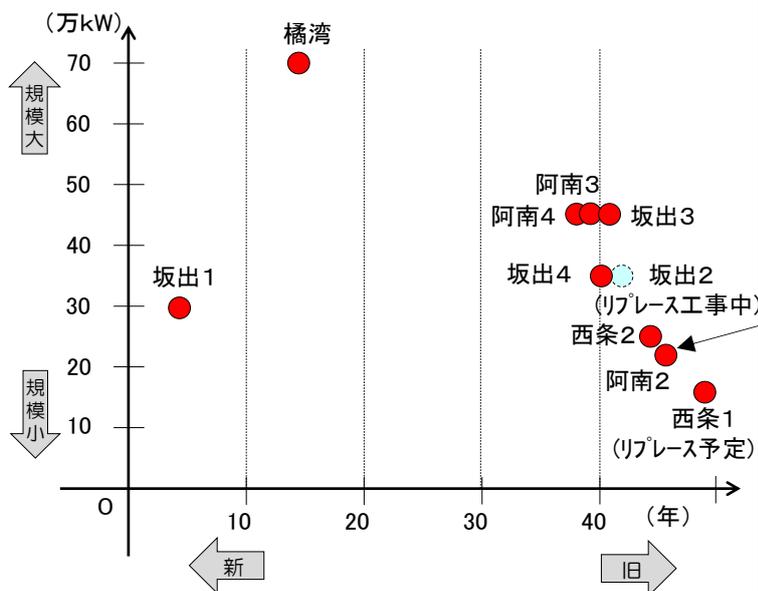
発電量の大部分は老朽化した火力発電所で賄っていることから、不測のトラブルにより安定的な電力供給ができなくなるおそれがあり、安定的な供給力として原子力発電の再稼働が必要です。

図⑫-1 四国電力の電源別発電電力量構成比



図⑫-2 四国電力の火力発電設備の状況

◇ 当社火力設備の経過年数と設備容量



[四国電力(株)提供資料]

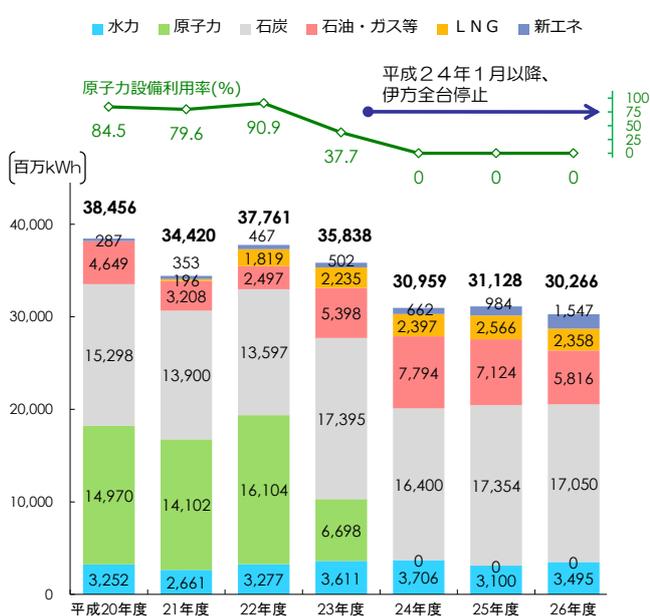
【経済性】(図⑫-2、表⑫-1)

伊方発電所が停止してからは、その供給力を火力発電所によって賄っているため、火力発電所の燃料費が大幅に増加し、四国電力の業績・財務状況は著しく悪化しました。その状況が継続した場合には、資金調達が困難になるなど、電力の安定供給に支障をきたしかねない事態を招くおそれがあったことから、やむを得ず、平成25年に電気料金の値上げを実施することとなりました。

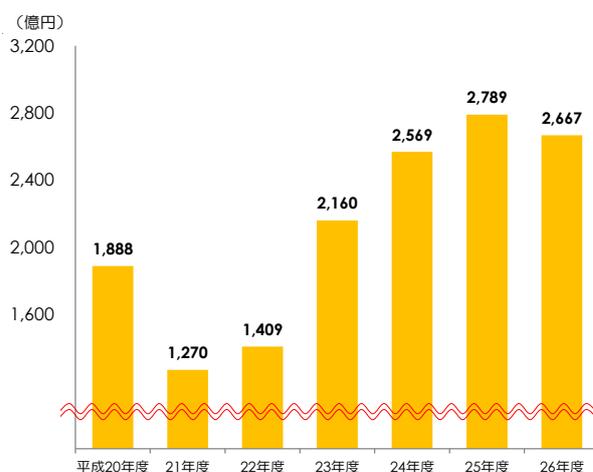
電気料金原価の算定にあたっては、料金の値上げを少しでも軽減する観点から、平成25年7月から伊方発電所3号機が再稼働していることを前提とし、原価コストの削減に努めています。

図⑫-2 伊方発電所停止に伴う燃料費等への影響

◇ 発電電力量の推移



◇ 需給関連費(燃料費+購入電力料)の推移



原油通関 CIF(\$/b)	91	69	84	114	114	110	90
石炭通関 CIF(\$/t)	134	98	113	144	127	108	93
LNG通関 CIF(\$/t)	655	465	587	825	863	836	800
為替レート (円/\$)	101	93	86	79	83	100	110

[四国電力(株)提供資料]

表⑫-1 四国電力の電気料金値上げ(平成25年)

	値上げ率	値上げ幅	実施日
規制部門	+7.80%	+1.59円/kWh	平成25年9月1日
自由化部門	+14.72%	+1.93円/kWh	平成25年7月1日
合計	+11.15%	+1.80円/kWh	

※規制部門：家庭や商店など

※自由化部門：工場やビルなど

[四国電力(株)提供資料]

【環境への適合】(図⑫-3)

地球温暖化対策として、CO₂ (二酸化炭素) の排出量を削減することが世界的に求められています。原子力発電は、太陽光発電などと同様に、発電時に燃料燃焼によるCO₂を排出しません。

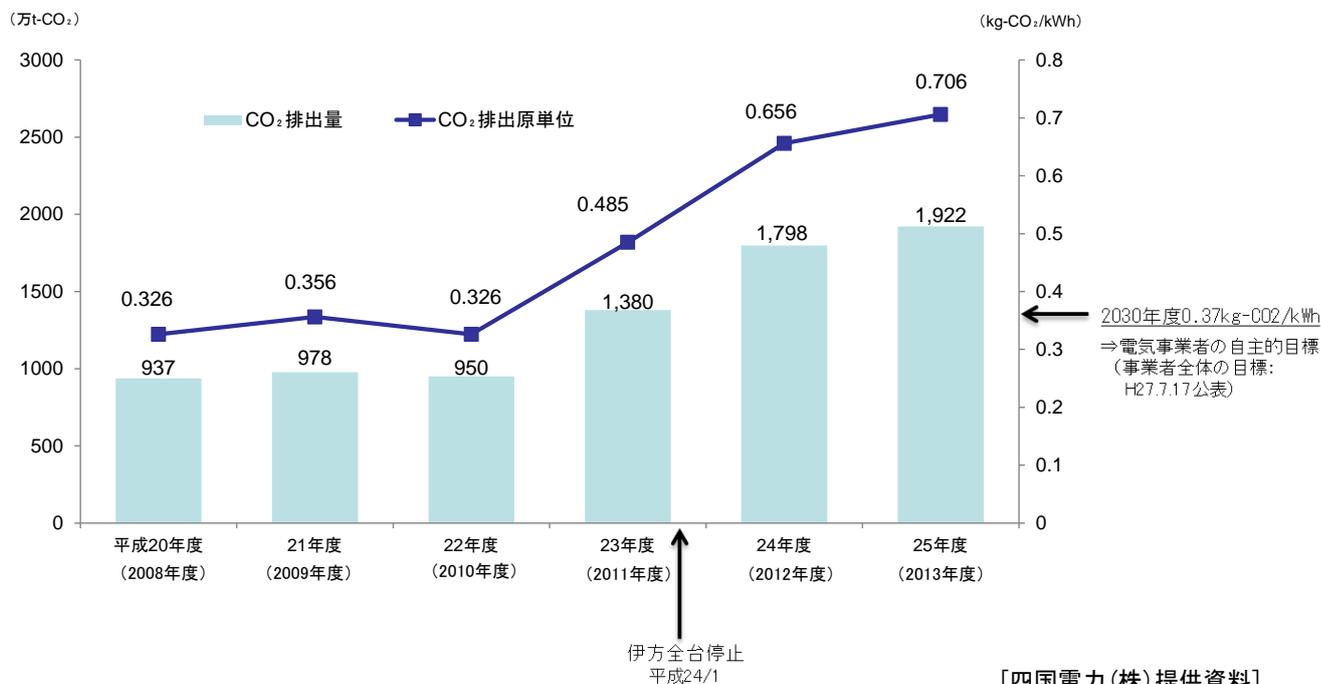
しかしながら、四国電力においては、伊方発電所の停止に伴う火力発電の稼働増加により、CO₂の排出量は2010年度以前に比べ2倍程度まで上昇しています。

一方、国が2030年時点の温室効果ガス排出量を2013年度比で26%削減する目標を決定したことを受け、電気事業者は共同で、「2030年度に排出係数※0.37kg-CO₂/kWhを目指す(排出係数0.37kg-CO₂/kWhは、2013年度比▲35%程度相当)」旨の目標を公表しました。

目標達成のためには、原子力も含めて各電源をバランス良く組み合わせて活用することが必要です。

※CO₂排出係数：1 kWhの電気を発電する際に発生するCO₂排出量

図⑫-3 四国電力のCO₂排出量の推移



[四国電力(株)提供資料]

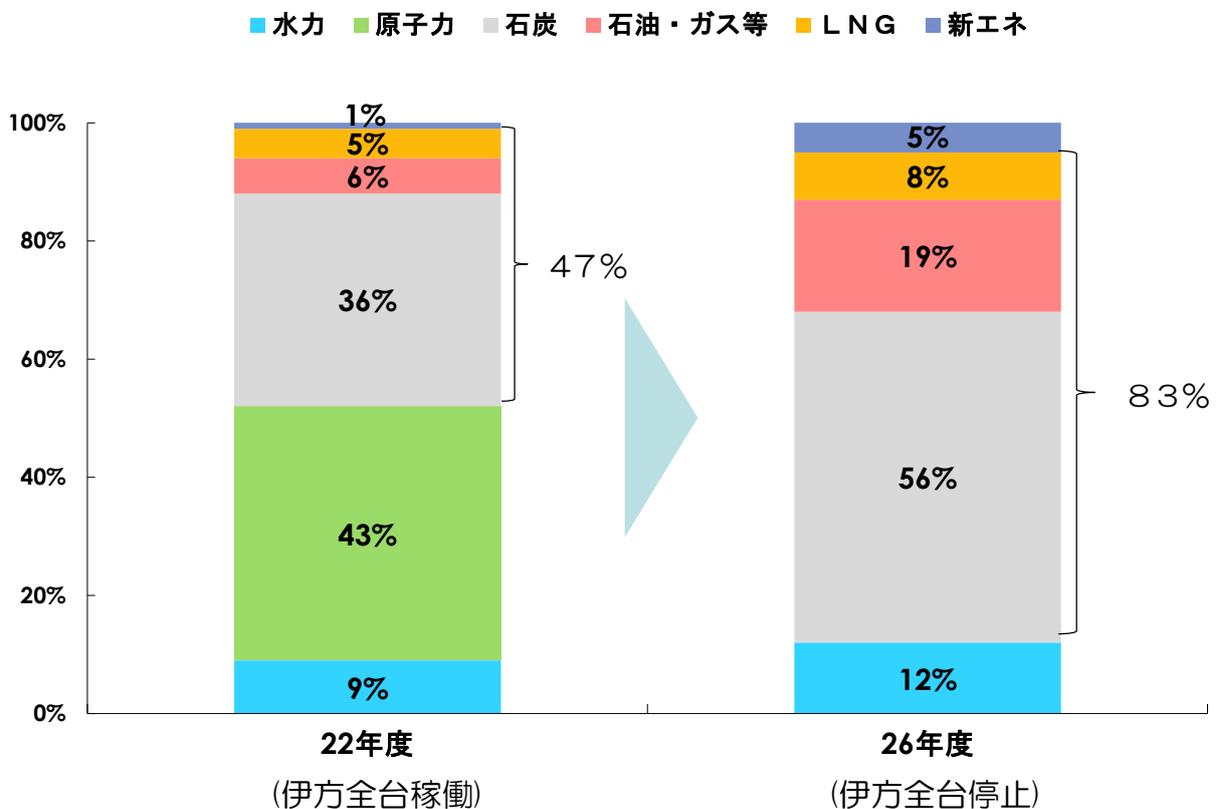
問⑫-1 電力は足りているのではないですか。なぜ、今、再稼働が必要なのですか。
電力供給面から詳しく教えてください。

【発電電力量の構成】（図⑫-1-1）

四国電力では、エネルギーミックスの実現に向けて、長期的な観点から水力、火力、原子力、新エネルギーをバランスよく組み合わせ、計画的に設備を形成し、活用してきています。

こうしたなか、福島第一原子力発電所の重大事故に伴う伊方発電所の全台停止により、発電電力量の構成は様変わりし、石炭・石油を中心とする火力発電（石炭、石油・ガス等、LNG）に大きく依存した状況となっています。

図⑫-1-1 四国電力の発電電力量構成比



[四国電力(株)提供資料]

【火力発電所の状況】（表⑫-1-1、図⑫-1-2）

電力供給力の大部分を担っている火力発電所は、長期計画停止中の阿南発電所1号機を除くと10基となりますが、そのうちの6基（平成26年度末時点）は運転開始から40年以上経過するなど老朽化が進んでいます。

とりわけ、阿南発電所2号機は、経年劣化により長期計画停止中であったものを、伊方発電所の停止に伴い、修繕を行って、運転を再開させており、こうした老朽化した火力発電所を総動員してなんとか供給力を確保している状況です。

表⑫-1-1 四国電力の火力発電所一覧

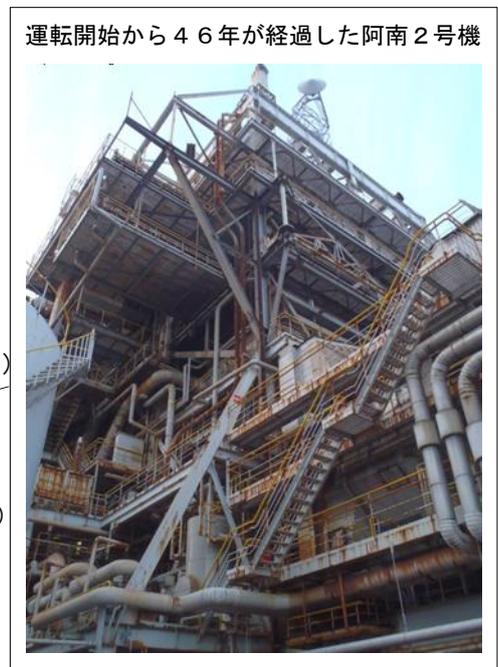
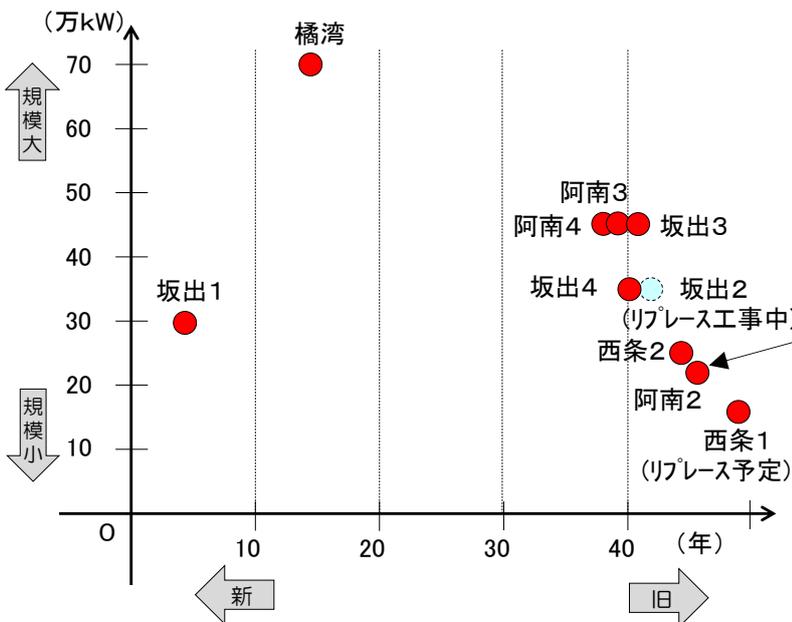
名称	号機	出力 (万kW)	主な 燃料	運転開始 年月	経過年数 (H26年度末)	備考
阿南	1	12.5	石油	S38.7	51	長期計画停止中 (H14.4~)
	2	22	石油	S44.1	46	長期計画停止から 運転再開 (H23.9)
	3	45	石油	S50.8	39	
	4	45	石油	S51.12	38	
橘湾		70	石炭	H12.6	14	
西条	1	15.6	石炭	S40.11	49	高効率石炭に転換予定 (H34)
	2	25	石炭	S45.6	44	ボイラ更新 (S59.1)
坂出	1	29.6	LNGCC	H22.8	4	
	2	35	石油	S47.5	42	LNGCCに転換予定 (H28.8)
	3	45	石油	S48.4	41	
	4	35	LNG	S49.5	40	

※LNGCC：LNG コンバインドサイクル

[四国電力(株)提供データより作成]

図⑫-1-2 四国電力の火力発電設備の状況

◇ 当社火力設備の経過年数と設備容量



[四国電力(株)提供資料]

【夏季・冬季の電力需要ピーク時における需給状況】(表⑫-1-2)

夏季・冬季の電力需要ピーク時における予備力(供給力-最大需要)は、平成24年冬季から平成27年の夏季までは、28万kW~47万kWの間で推移しました。

予備力が28万kW~47万kWですので、この需要ピーク時に、経過年数40年程度の老朽化した火力発電所(阿南3、4号機・坂出3号機(各45万kW)、坂出2、4号機(各35万kW))のうち1機がトラブルなどで停止すると供給力不足が懸念される状況となる可能性があります。

実際に、需要ピーク時ではありませんが、トラブルによる火力発電所の停止は、平成26年度は以下のような事例がありました。

- ・H26.4.10 坂出2号機(35万kW) 停止 ・H26.12.20 阿南3号機(45万kW) 停止
- ・H26.12.2 阿南2号機(22万kW) 停止 ・H27.1.1 阿南3号機(45万kW) 停止

なお、平成27年夏季は、猛暑気温なら8月の予備力は62万kWとなる見込みでしたが、万一、出力70万kWの橋湾発電所が不測の事態により運転停止となれば供給力不足が懸念される状況となる可能性があります。

このように、夏・冬の電力需要ピーク時には、トラブル停止などの不測の事態が生じた場合、安定的な電力供給体制が確保されているとはいえない状況です。

また、今後さらに火力発電所の老朽化が進んでいくことも考えれば、長期にわたって持続可能な需給状況ではありません。

表⑫-1-2 夏季・冬季の電力需給状況(四国電力)

【夏季・冬季の電力需要ピーク時における需給状況】

(単位：万kW)

	H24年度		H25年度		H26年度		H27年度	
	夏	冬	夏	冬	夏	冬	夏	冬
供給力(万kW)	603	524	577	529	572	535	553	539
最大需要(万kW)	526	477	549	487	526	503	511	481
予備力(万kW)	77	<u>47</u>	<u>28</u>	<u>42</u>	<u>46</u>	<u>32</u>	<u>42</u>	58

[出典：資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会及び国家戦略室需給検証委員会データより作成]

(供給力内訳)

	H24年度		H25年度		H26年度		H27年度		
	夏	冬	夏	冬	夏	冬	夏	冬	
供給力(万kW)	603	524	577	529	572	535	553	539	
内訳	水力	120	99	100	85	106	90	110	91
	火力	489	426	478	457	437	452	419	432
	自社火力	363	300	358	330	341	349	296	310
	電発火力	75	76	76	78	41	61	75	76
	IPP	21	22	20	22	22	21	20	23
	自家発電	30	28	25	28	32	21	27	23
	原子力	0	0	0	0	0	0	0	0
新工等	7	10	17	4	41	5	40	6	
その他	▲13	▲11	▲18	▲17	▲11	▲11	▲16	10	

※ 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

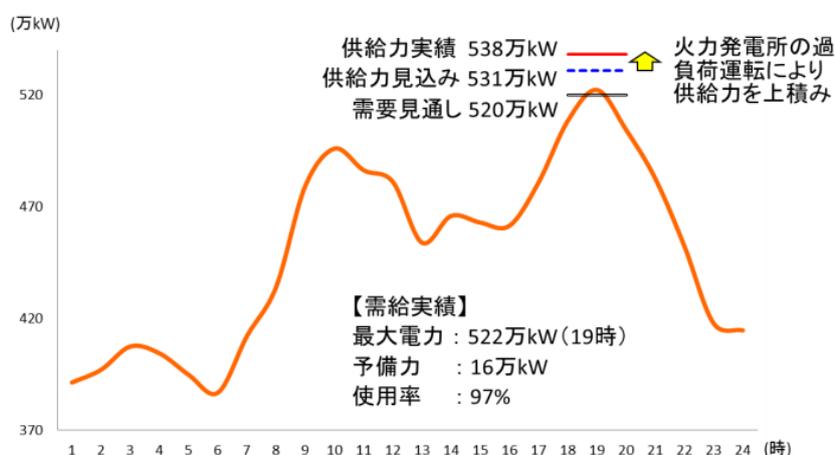
[四国電力(株)提供資料]

【電力需給がひっ迫した事例】（図⑫-1-5、図⑫-1-6、図⑫-1-7）

四国電力では、火力発電所の定期検査の繰り延べや、需給ひっ迫時の発電所の過負荷運転（出力向上運転）の実施などにより、電力需給の安定の確保に努めていますが、過去には火力発電所でのトラブルや気象要因による電力需要の急増などにより厳しい需給状況となった事例もあります。

例えば、平成 24 年 2 月 2 日には、気温の低下に伴い、暖房需要が増加したことなどから、冬季の過去最大電力を記録し、想定していた需要量を上回りました。その際には、需要の急増を受けて、火力発電所の過負荷運転などの供給力対策を講じ、何とか電力需給の安定性を確保しました。（予備力の最小値 16 万 kW）

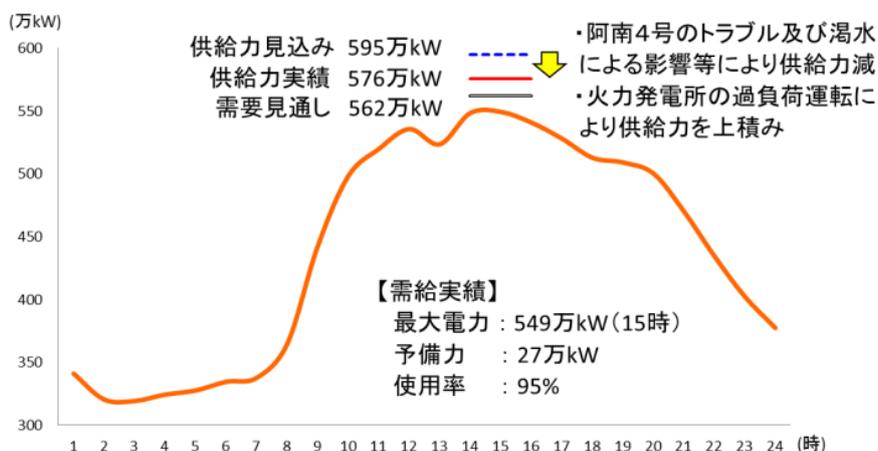
図⑫-1-5 平成 24 年 2 月 2 日の電力需給状況



[四国電力(株)提供資料]

また、平成 25 年 8 月 22 日には、火力発電所の高稼働が続く中、阿南発電所 4 号機のトラブルによる停止や濁水による水力発電量の減少などの影響により、供給力が想定していた水準を下回る事態が生じましたが、自家発電からの電力調達や火力発電所の過負荷運転などの対策を講じ、何とか電力需給の安定性を確保しました。（予備力の最小値 27 万 kW）

図⑫-1-6 平成 25 年 8 月 22 日の電力需給状況



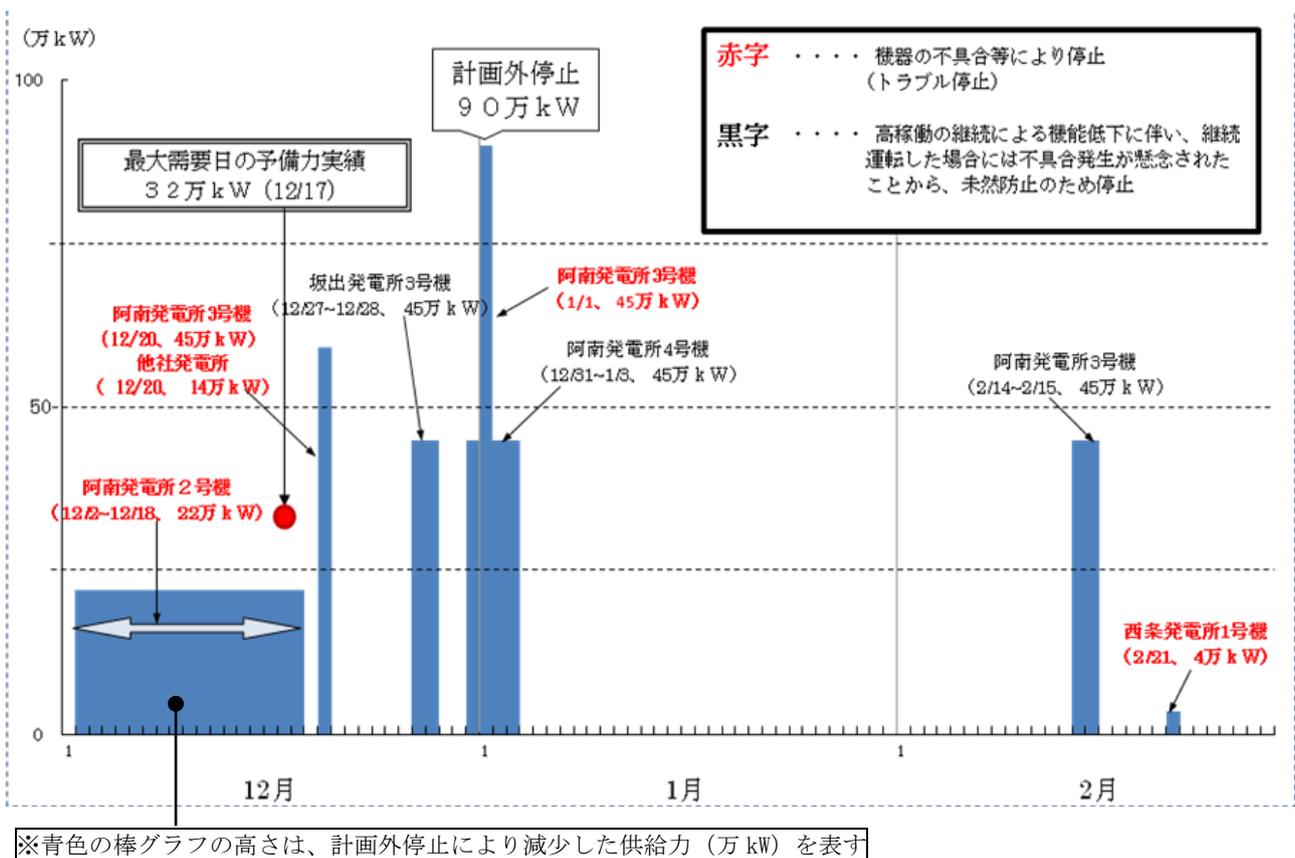
[四国電力(株)提供資料]

このほか、平成 26 年の 12 月に阿南発電所 2 号機において、腐食により減肉していた補助蒸気配管が破損したため、発電所を緊急停止したことがあります。

平成 26 年度冬季の電力需要が最も大きかった 12 月 17 日の予備力（供給力－需要）は、阿南発電所 2 号機が停止していた影響もあり 32 万 kW となっており、この日に更なる計画外停止が発生していれば、安定した電力供給に支障が出ていた可能性もあるなど、電力需給は綱渡りの状況が続いています。

※例えば、12 月 17 日の 3 日後の 12 月 20 日には、阿南発電所 3 号機（45 万 kW）と他社発電所（14 万 kW）がトラブル停止となったほか、15 日後の 1 月 1 日にも阿南 3 号機（45 万 kW）がトラブル停止となっています。

図⑫-1-7 四国電力の計画外停止実績（平成 26 年度冬季）



[四国電力(株)提供資料に加筆]

<参考>他の電力会社において電力需給がひっ迫した事例

○九州電力における事例

平成24年2月3日の午前3時55分から4時19分にかけて、新大分発電所1～3号系列(LNG、229.5万kW)が燃料供給設備の不具合により全号順次停止しました。

これを受け、九州電力では他の電力会社からの電力融通240万kWを確保するとともに、緊急時の需要調整を予め契約している需要家46社(37万kW)に需要抑制を要請しました。

その後、不具合の生じた箇所の修復を行い、午前6時6分以降、1号機系列第6軸から順次復旧し、16時34分までに全13軸が復旧しました。

[出典：資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力システム改革専門委員会 地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会第1回(H24.2.16)からの情報より作成]

なお、この前日(平成24年2月2日)は気温低下により四国電力の電力需要が増加しており、冬季の最大電力の過去最高記録となりました(522.2万kW、19時)。

上記の対応で、四国電力からも九州電力に対して緊急の電力融通を行いました。この時期は四国電力も厳しい需給状況でした。

○東京電力における事例(表⑫-1-3)

平成27年4月8日、気温の低下による暖房需要の増加などから厳しい電力需給状況となり、自社の供給力だけでは予備率3.1%が見込まれたため、他の電力会社へ電力融通を要請しました。

電力会社2社から合計100万kWの受電を行い、需要ピーク時の予備率は5.6%となりました。

表⑫-1-3 東京電力の電力需給見通し(H27.4.8) (単位：万kW)

	応援融通前	応援融通後
予想最大電力(A)	4,030	4,030
供給力(B)	4,157	4,257
予備力(C=B-A)	127	227
予備率(C/A*100)	3.1%	5.6%

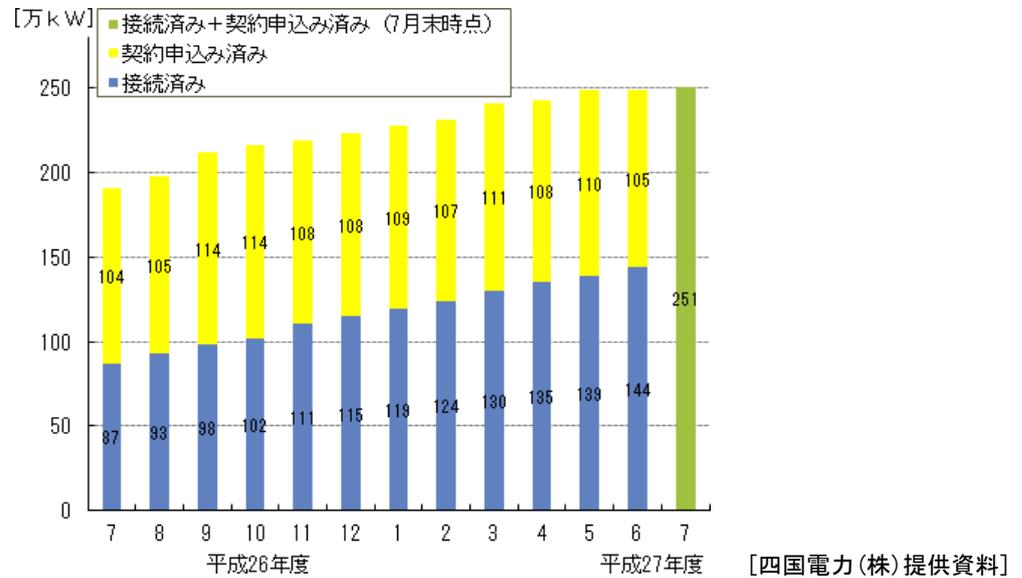
[東京電力(株)プレスリリース(H27.4.8)より作成]

【再生可能エネルギーの活用】(図⑫-1-8)

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーは、高い環境性を有していることに加え、エネルギー自給率の向上にもつながることから、最大限活用していく方針です。また、国の固定価格買取制度により、特に太陽光発電の導入量は着実に拡大しています。

しかし、再生可能エネルギーは、例えば太陽光発電では夜間や雨天時に発電ができないなど、気象条件により時々刻々と発電出力が変動しますので、単独では安定した電力供給が果たせません。その影響を抑えるために、火力発電など既存の発電設備により、再生可能エネルギーの出力が低い時間帯の供給力を調整する必要があります。

図⑫-1-8 四国エリアにおける太陽光発電の導入量



【供給面からの再稼働の必要性】

以上のように、現在、老朽化している火力発電所を総動員して、何とか供給力を確保している状況であり、火力発電所に不測の事態が発生した場合には供給力不足となる可能性もあるため、伊方発電所の再稼働による電力供給が必要です。

問⑫-2 火力発電施設のトラブルとはどのようなトラブルなのでしょうか。

【火力発電所の計画外停止事例】（図⑫-2-1、図⑫-2-2、図⑫-2-3）

四国電力の火力発電所においては、過去に以下のような突発的に起こったトラブルがあります。

○補助蒸気配管の破損（平成 26 年 12 月 阿南発電所 2 号機）

発電所を起動した際、腐食により減肉していた補助蒸気配管が破損したため、ユニットを緊急停止し、配管の修理を行い、復旧には 2 週間程度を要しました。



図⑫-2-1 蒸気配管の破損

[四国電力(株)提供資料]

○すす吹き装置噴破による蒸気漏れ（平成 26 年 1 月 阿南発電所 3 号機）

空気予熱器（排ガスで燃焼用空気を予熱する）に付着する“すす”を清掃する装置のチューブが噴破し、清掃ができなくなることにより空気予熱器内にすすが堆積し、燃焼空気が十分に供給できなくなるなど、空気系統に悪影響が生じるため、ユニットを停止して修理を行いました。



図⑫-2-2 チューブの噴破

○一次通風機軸受点検（平成 25 年 7 月 西条発電所 1 号機）

微粉炭をボイラーへ送り込むファン（一次通風機）の軸受に剥離傷（及びこれを原因とするファンの振動）が発生しました。

そのままの状態での運転を継続すると、ファンが損傷し、長期にわたって微粉炭の供給量が減少することによる出力低下のおそれがあったことから、ユニットの出力を抑制し、該当のファンを停止して、分解点検を実施しました。



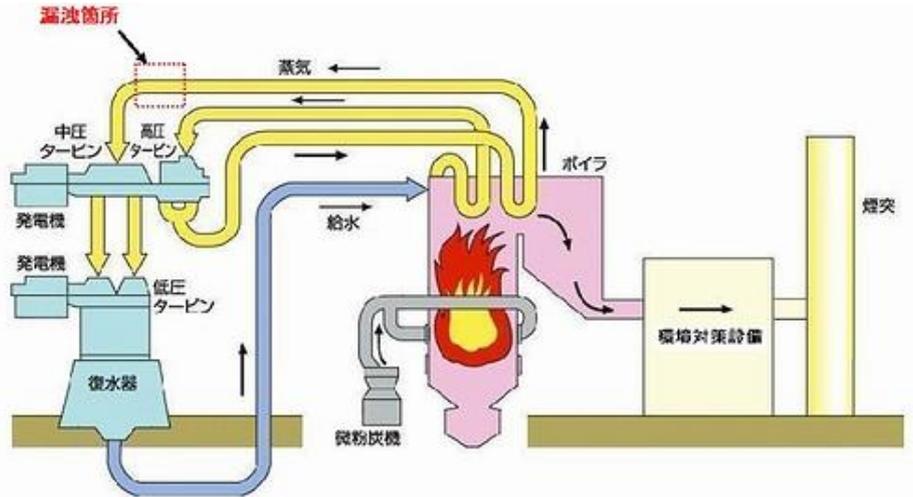
図⑫-2-3 軸受の剥離

[四国電力(株)提供資料]

<参考>他の電力会社の火力発電所における計画外停止実績

○中国電力（株） 三隅発電所 1号機

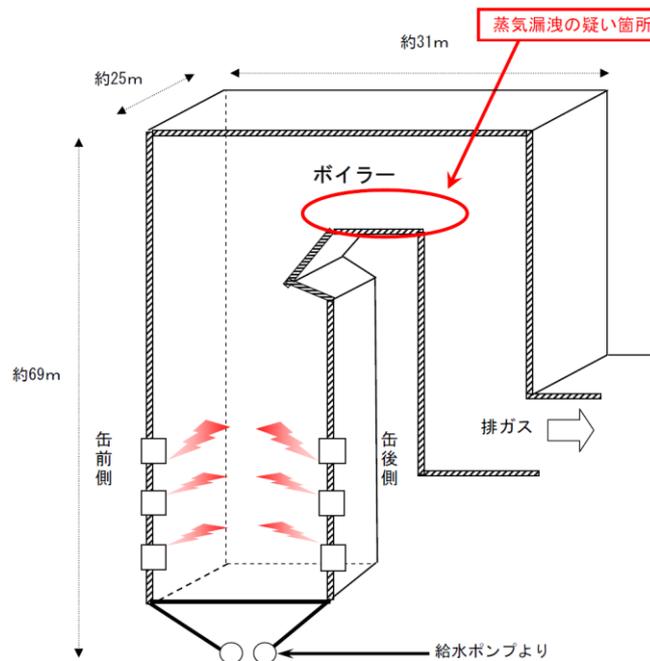
- ・石炭火力、定格出力 100 万 kW
- ・停止期間：平成 25 年 10 月 23 日～12 月 15 日
- ・内容：ボイラーで発生した蒸気をタービンへ送る配管が損傷したため、運転を停止し、当該配管を取替。



[出典：中国電力（株）ホームページ]

○九州電力（株） 峯北発電所 1号機

- ・石炭火力、定格出力 70 万 kW
- ・停止期間：平成 27 年 6 月 18 日～7 月 6 日
- ・内容：ボイラーの蒸気漏えいのため、運転を停止し点検修理を実施。



[出典：九州電力（株）ホームページ]

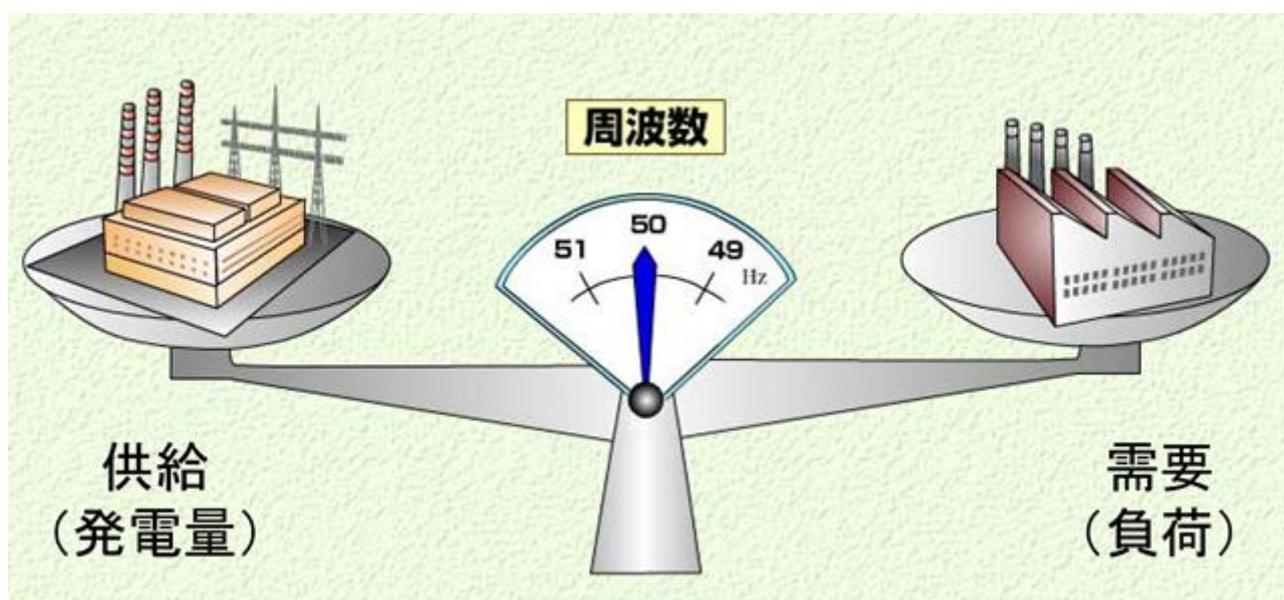
問⑫-3 停電が起こった場合、どういう深刻な影響が想定されるのですか。

【電力需給バランス】(図⑫-3-1)

四国電力では、適正な予備力を持った上で、周波数を監視しながら発電機の出力を制御することで、電力需給のバランスを保っています。

需給のバランスが維持できなかつた場合、周波数に乱れが生じ、お客さまの機器に影響を与えると同時に、周波数変動が大きくなり数%を超えると、発電機を停止せざるを得なくなることもあります。

図⑫-3-1 電力需給バランスのイメージ



[出典：資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 基本問題小委員会 系統利用制度ワーキンググループ第1回 (H14.10.22) 関西電力提出資料]

【停電の影響】(図⑫-3-2)

四国電力では、電力を安定して供給できるよう、最大限の努力をしており、発電所のトラブル等により、電力需要が供給力を上回ると、周波数は低下するものの、自社の発電機の出力を上げることに加えて、他社からの応援によりなんとか需給バランスを維持することとなります。しかしながら、他社との連系線の事故や発電所単位の大規模な電源脱落が重なり、周波数が大きく低下し、周波数が許容範囲を超えると、他の電源も発電機の継続運転が困難となり系統から次々と切り離され、最悪の場合、大規模な停電となる可能性があります。

マレーシアでは、わずか16秒の間に複数の発電機が次々と脱落するようなトラブルが発生し、全停電に至った事例があります。この時の全停電の規模は、四国全体とほぼ同じ規模である576万kWでした。

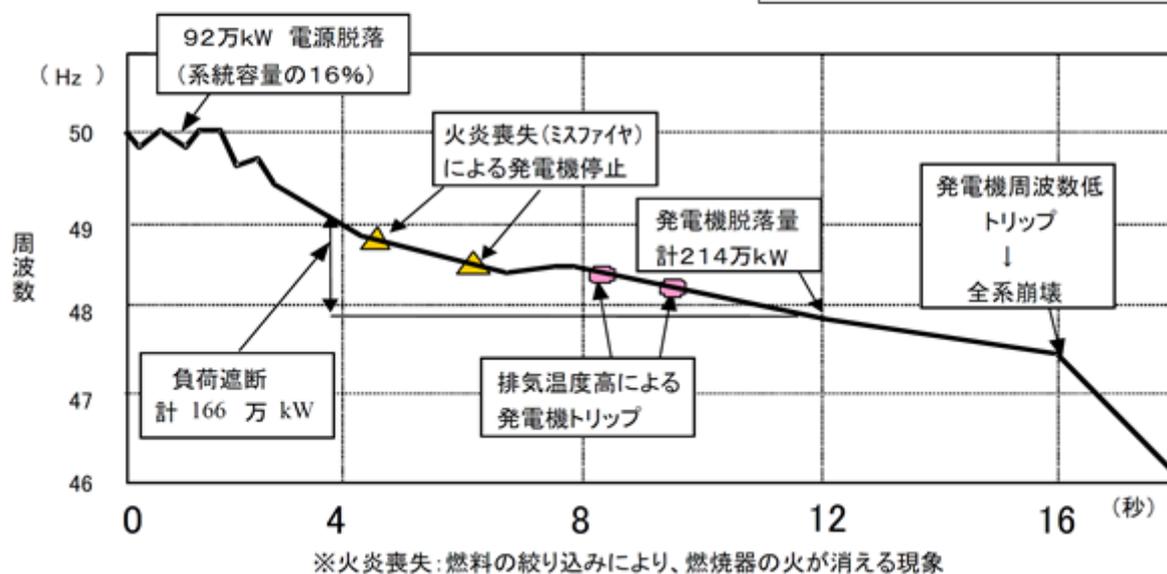
図⑫-3-2 マレーシアでの停電事故

日 時: 1996年8月3日

供給支障: 576万kW(全停電)

原因: ①変電所事故による電源脱落
②周波数低下による連鎖的電源脱落

周波数が維持されなければ、
発電機の連鎖トリップによる
系統崩壊の恐れあり



[出典: 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 基本問題小委員会 系統利用制度ワーキンググループ第1回 (H14.10.22) 関西電力提出資料]

停電が発生すると、様々な影響が想定されます。

例えば、東日本大震災後の東京電力管内で行われた計画停電の際には、

- ・ 交通機関や信号機が使えるなくなるおそれ
- ・ 浄水場に影響が出て水道が使えるなくなるおそれ
- ・ 家電製品が使えるなくなるおそれ
- ・ エレベーターが使用できなくなるおそれ
- ・ 人工呼吸器や人工透析などが使用できなくなることで、在宅患者の命に関わるおそれ

などが想定されました。

このような事態を避けるため、電気事業者としては、万が一にも供給力を不足させてはいけな
と考えています。

問⑫-4 電力供給面に問題があるのなら、火力発電所の更新を進めていけばいいのではないですか。あるいは他の電力会社からの購入量の追加や融通で対応できるのではないですか。

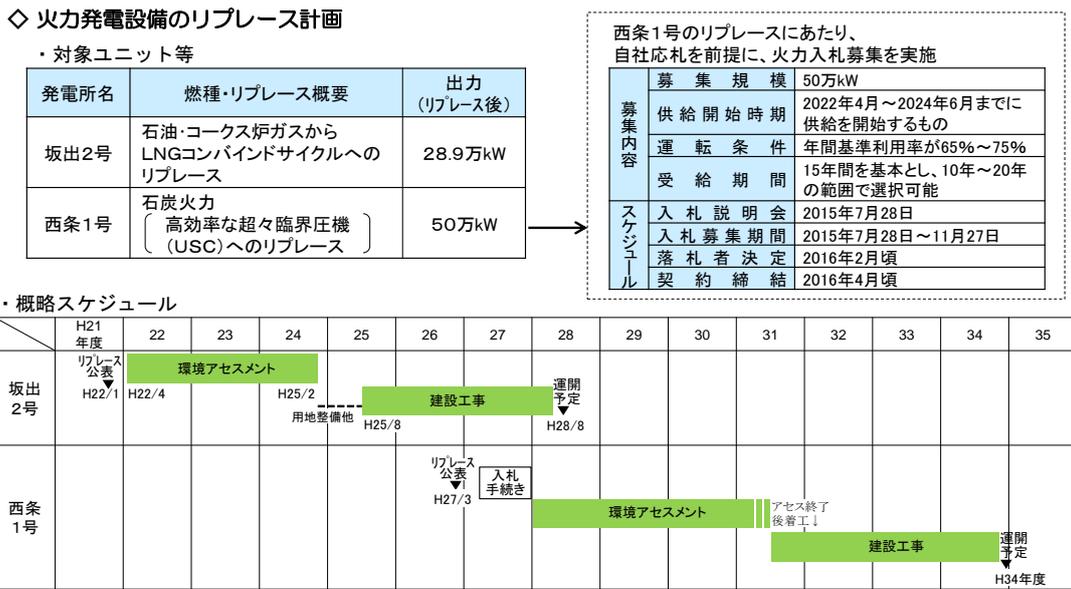
【火力発電設備のリプレース計画】(図⑫-4-1)

四国電力では、経年化の進んだ火力発電設備を対象に、計画的に設備の更新(リプレース)を進めています。

坂出發電所1号機は、平成22年8月にLNGコンバインドサイクルへ転換を行い、坂出發電所2号機については、平成28年8月にLNGコンバインドサイクルへ転換すべく、工事を進めています。また、西条發電所1号機については、平成34年度に高効率な超々臨界圧機の石炭火力へリプレースする計画となっています。

しかし、リプレースにあたっては、環境アセスメントや建設工事などの工程に時間を要することから、計画公表から営業運転の開始までには7～8年程度の期間が必要であり、急激に火力発電所の供給力を増強することは困難です。また、新規地点での新設の場合は、土地の取得や送電設備の整備なども必要となることから、15年以上の期間を要することが見込まれます。

図⑫-4-1 四国電力の火力発電リプレース計画



【他の電力事業者からの購入量の追加について】

[四国電力(株)提供資料]

需要ピーク時への対応策として、他の発電事業者等から事前の契約により追加的に受電することについては、例えば、四国内には大規模電源として、電源開発の橘湾火力発電所(210万kW)がありますが、複数の電力会社が契約し受電しているものであり、各社が既に供給力に織り込んでいることから、四国電力が同発電所から追加的に受電することはできません。

このように、発電事業者等からの電力購入については、各社ともに、既に供給力として確保(契約)済みであり、余力は残っておらず、購入量の上積みは難しい状況です。

【トラブル発生時の他の電力会社からの融通】

トラブルの発生時期、およびその影響量については予期できるものではなく、そうした事象が発生した場合に、必要な融通を他のエリアから常に確実に受電できるとは限りません。このため、自エリアの需給に関しては極力自エリアで対応することを基本として、各電力会社が予備力を確保して備えることとしております。

万が一、不測の事態により自社だけで電力需要を賄えない場合には、他の電力会社から応援融通を受けて供給力を確保することもあります。他社の需給状況によっては、十分に応援融通が受けられる保証はありません。また、現在、電力需給状況が厳しいのは四国電力だけでなく、全国的に厳しい状況にあります。

安定的な電力供給のため、四国電力管内の電力需要は四国内の供給力で確保する必要があります。

問⑫-5 さらに節電を行えば、原子力発電所の再稼働は必要ないのではないですか。

【四国電力管内の節電による影響】

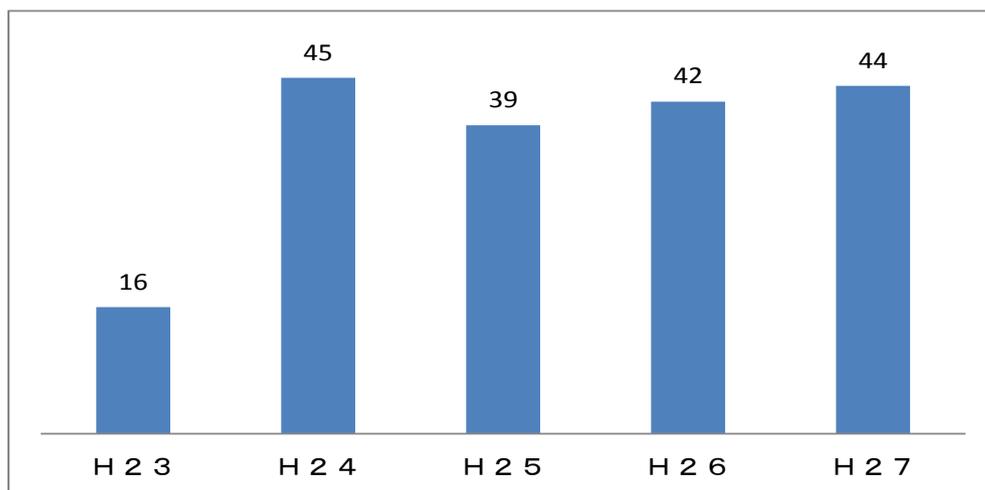
四国電力では、毎年の電力需給実績に関して、気温や経済の状況を考慮して、節電による影響がどの程度であったかを分析しています。

例えば、需要の多い夏季の最大需要時における節電による影響を比較すると平成 27 年度は前年度に比べて+2 万 kW の節電効果があり、東日本大震災前の平成 22 年度との比較では 44 万 kW の節電効果があったと分析しています。

近年の夏季の最大需要時における節電効果は、平成 22 年度と比較すると 40 万 kW 程度で推移しており、これは、家庭での省エネ機器の普及拡大など、節電意識が定着してきている結果によるものと認識しています。

図⑫-5-1 四国電力管内における夏季の節電による影響の推移
(平成 22 年度と比較した数字)

(単位：万 kW)



[四国電力（株）提供データより作成]

【原子力発電所の再稼働の必要性】

以上のとおり、震災以降の節電の取り組みにより、40 万 kW 程度の節電が定着しておりますが、一方で、伊方発電所の停止により、供給力が大幅に減少しており、老朽化した火力発電所の運転再開（阿南 2 号）、火力の定期検査の実施時期の特例的な繰り延べ等、火力設備に負担がかかる運用をすることで、なんとか供給力を確保している状況です。

こうした供給力の不安を、節電だけで解消しようとする、お客さまに過度な負担が生じ、社会活動や経済活動に支障を及ぼす可能性があることから、節電だけでなく、原子力の再稼働等も組み合わせ対応していく必要があると考えております。

問⑫-6 電力需要に関するデマンドレスポンスとはどのようなものですか。

【デマンドレスポンス】

デマンドレスポンスとは、電力の供給状況に応じて、電力需要を制御する方法のことです。「電気料金型デマンドレスポンス」と「ネガワット取引」の大きく二つの種類に分けられます。

「電気料金型デマンドレスポンス」は、電気料金設定によって需要家の電力需要を制御しようとする方法です。例えば、1日の時間帯の中で、電力需要が大きくなる昼間の時間帯の電気料金を電力需要が小さくなる夜間の時間帯の電気料金より高く設定するといった方法があります。

「ネガワット取引」は、電力会社と需要家があらかじめ契約を交わし、その契約に基づき、電力会社からの要請に応じて需要家の電力需要を制御する方法で、次のような事例があります。

(ネガワットとは、負の消費電力という意味で、需要家の電力需要抑制を発電したことと同等とみなす考え方です。)

○需給調整契約

電力需要の平準化を促進する契約のことで、計画調整契約と随時調整契約があります。

①計画調整契約

需要家が夏季や冬季の電力需要のピーク期間中、電気の使用を、平日の昼間から夜間や休日などに計画的に振り替える契約のことで、需要家は、調整した電力実績に基づき、電気料金が割り引かれます。

②随時調整契約

電力需給のひっ迫時に、電力会社からの事前通告（即時、1～3時間前、前日等）によって需要家が電力の使用を抑制する契約のことで、需要家は、「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割り引かれます。

○節電アグリゲーターの活用

多数の需要家の電力使用状況を管理し、電力会社からの節電要請に応じ、一括して負荷調整の管理ができる事業者（アグリゲーター）を活用する方法です。

問⑫-7 火力発電所のトラブル停止等の突発的な電力不足の時には、随時調整契約を活用すれば電力需要が抑えられるのではないですか。

【随時調整契約の活用】

随時調整契約は、電力会社と需要家があらかじめ契約を交わし、その契約に基づき、電力需給のひっ迫時に、電力会社からの通告（即時、数時間前、前日等）によって需要家の電力の使用を抑制する契約です。

随時調整契約は、電力需要の大きな大口需要家との間で行っており、四国電力が締結している契約の合計値は、約 40 万 kW 程度となります。（平成 28 年 4 月時点、需給検証小委員会資料を引用。）

具体的には、電力需給のひっ迫時に四国電力が通告した場合に送電を抑制することとなりますが、常に 40 万 kW 程度調整できるわけではなく、調整できる量は変わります。

例えば、電力需給のひっ迫する時が夜間であった場合、夜間に操業していない契約者の電力使用は抑制できませんし、昼間の場合でも同様です。

このように、調整できる量は契約者の操業状態等によって変わってくるため、電力需給のひっ迫時に必ずしも必要な需要量を抑制できるとは限りません。

また、随時調整契約により契約できる量は、契約対象が大口需要家に限られてくることや、定期的に、契約が更新され、その際には大口需要家の操業状況等により契約量も変わってくることから、確実に契約量を増やせるわけではないと考えております。

なお、電力需給のひっ迫時に期待できる調整量については、これまでに電力の安定供給に最大限に取り組んできた結果、随時調整契約による電力需要の抑制を行った実績はなく、また、実際の電力需給のひっ迫時に調整を求める段階になった時点で契約者の協力もいただきながら調整量を見込むことから、過去において調整可能な電力量を見込んだ実績もありません。このため、契約量約 40 万 kW のうち、どれぐらい調整できるかについては、電力需給がひっ迫して調整が必要な段階にならなければ分かりませんが、そうした段階になれば、電力の安定供給のために可能な限りの調整を求めることとしております。

問⑫-8 電力の小売が全面自由化されましたが、電力需給にどのような影響が出ていますか。

【電力の小売全面自由化の影響】

電力の小売自由化は、工場などの大口消費者については既に実現していましたが、平成 28 年 4 月 1 日から、家庭や商店などの小口消費者も電力会社が選べるようになり、電力の小売の全面自由化がスタートしました。

四国内でも新電力の参入が進んでおり、四国域内における四国電力から他の電力へ切り替えた小口消費者の件数は、平成 28 年 6 月 30 日時点で 5800 件（四国電力の小口契約口数（250 万件程度）に占める割合は 0.2 パーセント）程度となっています。

一方、四国電力も首都圏や関西圏といった四国域外への小口消費者への電力の販売を開始していますが、その販売件数は上記の件数（5800 件）より少ない状況です。加えて、こうした域外への電力供給については発電事業者の余剰電力などが取引されている卸電力取引所からの調達等を前提としており、必ずしも自社の供給力で賄うわけではありません。

こうしたことから、現時点において電力小売りの全面自由化は、四国域内の電力供給に大きな影響を与えるとは考えておりません。

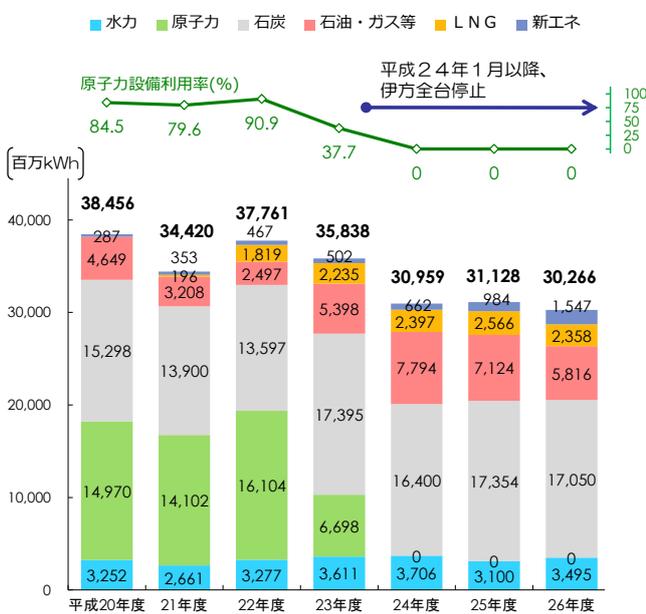
問⑫-9 現在の電気料金は、伊方発電所3号機の再稼働が前提になっていると聞いていますが、再稼働しない場合、電気料金はどうなるのですか。

【燃料費の増加】(図⑫-9-1、図⑫-9-2)

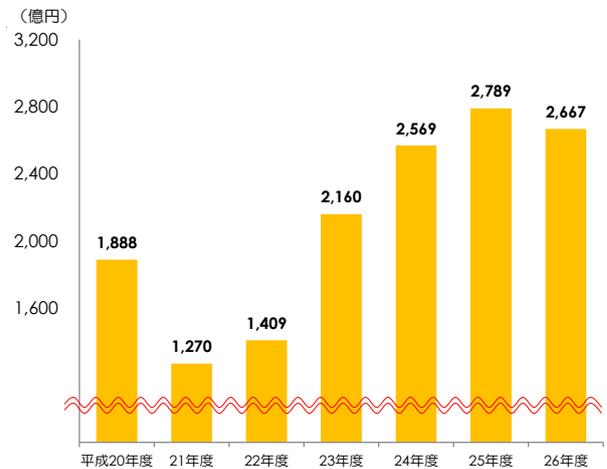
原子力発電所が停止してからは、その分の供給力を火力発電所によって賅っているため、火力発電所の燃料費が増加しています。

その結果、四国電力の需給関連費(燃料費+購入電力量)は大幅に増加しており、平成22年度には1,409億円であった需給関連費は、原子力発電所が全台停止した平成24年度以降は2,500億円以上となっており、1,000億円以上も費用が増加している状況が続いています。

図⑫-9-1 四国電力の発電電力量の推移



図⑫-9-2 四国電力の需給関連費の推移



原油通関CIF(\$/b)	91	69	84	114	114	110	90
石炭通関CIF(\$/t)	134	98	113	144	127	108	93
LNG通関CIF(\$/t)	655	465	587	825	863	836	800
為替レート(円/\$)	101	93	86	79	83	100	110

[四国電力(株)提供資料]

【電気料金の値上げ】（図⑫-9-3）

伊方発電所の長期停止により火力発電の燃料費などが大幅に増加し、業績・財務状況は著しく悪化しました。その状況が継続した場合は、資金調達が困難になるなど、電力の安定供給に支障をきたしかねない事態を招くおそれがあったことから、四国電力では、やむを得ず、平成25年に電気料金の値上げを実施しました。

値上げ率は、規制部門（家庭や商店など）で7.80%、自由化部門（工場やビルなど）で14.72%の値上げとなり、全体では11.15%の値上げとなっています。電気料金原価の算定にあたっては、料金の値上げを少しでも軽減する観点から、「伊方発電所3号機がH25年7月から稼働している」ことを前提としています。

図⑫-9-3 四国電力の電気料金値上げ（平成25年）

	値上げ率	値上げ幅	実施日
規制部門	+7.80% *	+1.59円/kWh	平成25年9月1日
自由化部門	+14.72% **	+1.93円/kWh	平成25年7月1日
合計	+11.15%	+1.80円/kWh	

* 規制部門のうち家庭用の従量電灯Aにご加入のお客さまで、平均的なご使用量（月間300kWh）の場合の値上げ幅 …… 月額 349円

** 自由化部門のうち

- ・中規模施設等、法人のお客さまの値上げ幅 …… 月額 約 54万円（業務用電力：契約電力 900kW、使用量 261,000kWh）
- ・中規模工場等、法人のお客さまの値上げ幅 …… 月額 約 67万円（高圧電力A：契約電力1,060kW、使用量 329,000kWh）

[四国電力（株）提供資料]

<参考> 電気料金値上げ時の四国内産業界等の声

◇ 当社料金値上げ申請（H25.2）後の各種業界団体様の声（値上げの影響関係）

電力多消費産業の業界団体①	○電気料金値上げにより、利益がほぼなくなる。 ○雇用機会の喪失、国内産業の空洞化に拍車をかけ、我が国のものづくり体制が受ける影響は致命的になることは必至。 ○現に電力コスト上昇の緩和のための減産や、従業員の削減等を余儀なくされる企業もでてきており、国内で事業活動を維持していくことは極めて困難となる。 ○国際価格で取引される製品については価格転嫁が出来ないことに加え、海外勢との厳しい競争環境下でのコスト上昇は完全に国際競争力を失うことに等しい。 ○産業によっては中小企業が大多数を占めており、その多くが赤字に陥ることが予想されることから、転廃業につながるなど厳しい状況が予想される。
電力多消費産業の業界団体②	○中小企業の中でもとりわけ製造業の電力購入費は原材料コストに占める割合が総じて高く、価格転嫁が容易でない中小企業の収益を大きく悪化させるため、事業の縮小や廃業の増加が大いに懸念される。
電力多消費産業の業界団体③	○値上げについて原価に占める割合は小さいものではなく、企業収益を著しく悪化させる。 ○各用途とも国内外の競争が激しいために価格転嫁が難しく、仮に価格転嫁できたとしても川下製品への影響は甚大であり、長期化した場合には、日本国内産業の消失にもつながりかねない。
小売業の業界団体	○家庭用電気料金の値上げは、家計への過重な負担が個人消費をさらに冷え込ませる可能性がある。
農業関係団体	○他熱源を比べ省エネ効果が高い電気機器の導入を推奨している中、電気料金の値上げは既導入農家の経営を圧迫するほか、さらなる普及に水を差すことになる。

（H25.2～4月 各種業界団体様から当社への申し入れ内容より）

◇ 当社料金値上げについての四国内の経済団体意見

- 当面のエネルギー政策における最優先課題は、安価な電力の安定供給。
- 商工会議所等の調査では、今後、電気料金が上昇した場合の影響について、四国では、回答した企業の内、大口需要家の68%、小口需要家の40%が「販売価格に転嫁できないため利益が減少」、それぞれ15%、7%の企業が「給与や人員を削減」と回答している。大変厳しい経営環境の中、電気料金が値上げされ、負担が増えれば、特に、経営体力が弱い中小企業にとっては大きな負担で、事業の存続すら危うくなる状況である。
- 再稼働の手続きを早急に明らかに。停止中の伊方原子力発電所の安全性評価を早急に進め、安全性の確保を前提に、政府の責任のもと、早期の再稼働をしていただきたい。
- 大企業、中小企業を問わず、多くの経営者は、自社経営・従業員のことだけでなく、地域経済や日本経済の行く末を真剣に案じている。

（H25.3.5 総合資源エネルギー調査会 総合部会 第20回電気料金審査専門委員会資料（団体提出意見文書）より抜粋）

[四国電力（株）提供資料]

【伊方発電所3号機の再稼働を織り込まなかった場合の電気料金】(図⑫-9-4)

平成25年の電気料金値上げの際には、仮に、“伊方発電所3号機の稼働を電気料金原価に全く織り込まず、その分の発電を自社の火力発電の稼働により補うこととした場合”の試算も行いました。

試算では、伊方発電所3号機の再稼働を織り込んだ申請原価の14%の値上げに対し、再稼働させなかった場合は、火力発電の燃料費の増加により追加で650億円程度のコストが増加し29%の値上げとなり、値上げ幅は2倍程度になるとの結果となりました。

この数字は、あくまで平成25年6月時点に一定の前提を置いて試算した結果であり、燃料価格や為替レートなどが現在の水準とは異なることから、絶対的な水準ではなく、現在、伊方発電所3号機の再稼働がなければ同程度の値上げが必要になるというわけではありませんが、原子力発電所の停止が経済に与える影響の大きさを認識できると思います。

図⑫-9-4 伊方発電所の再稼働を織り込まない場合の電気料金原価への影響

- 今回の料金原価の算定にあたっては、値上げ率を抑制し、お客さまのご負担を少しでも軽減する観点から、伊方発電所3台のうち、旧原子力安全・保安院におけるストレステストにおいて、妥当との評価を受け、かつ、新規制基準への早期対応が可能と考えられる3号機について、原価算定上、平成25年7月からの再稼働を織り込んでいる。
- なお、仮に、伊方の再稼働を全く織り込まない場合、今回申請原価から更に650億円程度のコスト増となり、収入不足額はほぼ倍増する。

【原価織り込みとした原子力運転計画】

	H25年度 (利用率 30.8%)	H26年度 (利用率 30.7%)	H27年度 (利用率 39.7%)
伊方1号機	原価算定期間中に再稼働を織り込んでいない		
伊方2号機			
伊方3号機	H25/7 H26/9	H26/12 H28/2	

(注) H25/7 H26/9 は運転期間を示す。

【再稼働を織り込まない場合】

原子力発電分を自社火力の稼働増で補うとの前提で試算した場合、申請原価と比べ、

- ・火力燃料費：+750億円程度 ※1
- ・原子燃料費：▲50億円程度
- ・原子力バックエンド費用等：▲50億円程度

となり、収入不足額は倍増する。

(億円)			
	申請原価 (A)	再稼働なし (B)	差 (B-A)
収入不足額	625	1,275	+650
改定率	14% ※2	29%	+15%

※1 火力燃料費については、燃料価格の変動影響を大きく受ける ※2 認可原価の改定率は11%

問⑫-10 温室効果ガスの削減目標は、再稼働がなくても達成できるのではないですか。

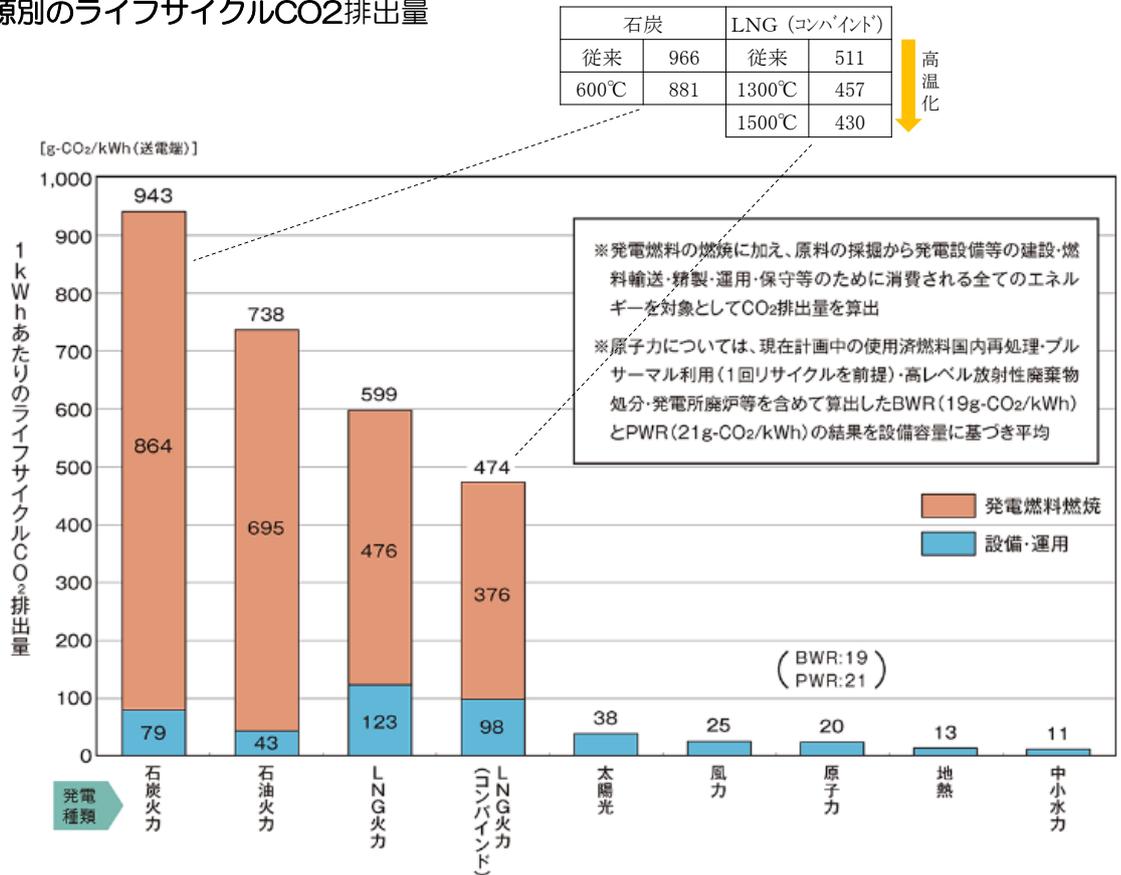
【環境への適合】(図⑫-10-1)

地球温暖化対策として、CO₂ (二酸化炭素) の排出量を削減することが世界的に求められています。原子力発電は発電過程においてCO₂が発生せず、ライフサイクルCO₂排出量を見ても、太陽光発電などの再生可能エネルギーと同様にCO₂をほとんど排出しません。

最もCO₂の排出量が多いのは石炭火力発電であり、石油火力、LNG火力と続きます。火力発電はCO₂の排出量が多く、比較的排出量の少ないLNG火力でも石炭火力の半分程度の排出量があります。CO₂排出量を減らした高効率の石炭火力発電や、LNGコンバインドサイクル発電もありますが、原子力発電などと比べると桁違いに排出量が多くなっています。

図⑫-10-1 各電源別のライフサイクルCO₂排出量

◇ 各種電源別のライフサイクルCO₂排出量



出所：数値データは、一般財団法人 電力中央研究所「日本の発電技術のライフサイクルCO₂排出量評価」(2010.7)より (グラフは電気事業連合会HPより、上部の表は当社作成)

[四国電力(株)提供資料]

【日本全体の温室効果ガス排出量】（図⑫-10-2）

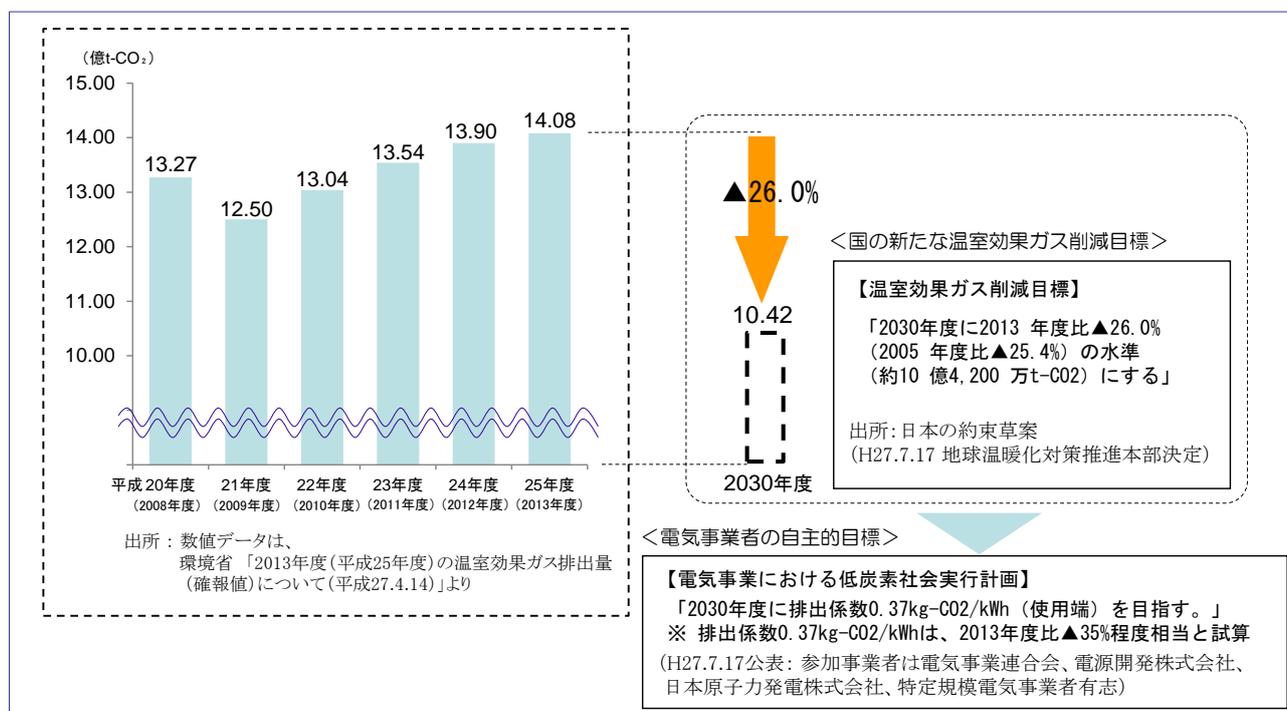
福島第一原子力発電所事故以降、日本全体で原子力発電所の停止により火力発電所の稼働が増加したことから、日本のCO₂排出量は増加しています。

国は、日本の温室効果ガス排出量を2030年度に2013年度比で26%削減する目標を決定しました。これは、原子力発電所が稼働していた2010年度よりも排出量を抑えた水準となっています。

国の目標決定を受け、電気事業連合会をはじめとする国内の電気事業者は、共同で業界の自主的な目標を公表しました。目標は「2030年度に排出係数0.37kg-CO₂/kWhを目指す※」ものであり、これは2013年度比で35%相当の削減幅となります。

※排出係数：1kWhの電力を発電した時のCO₂排出量

図⑫-10-2 日本全体の温室効果ガス排出量の推移と国の新たな削減目標



[四国電力(株)提供資料]

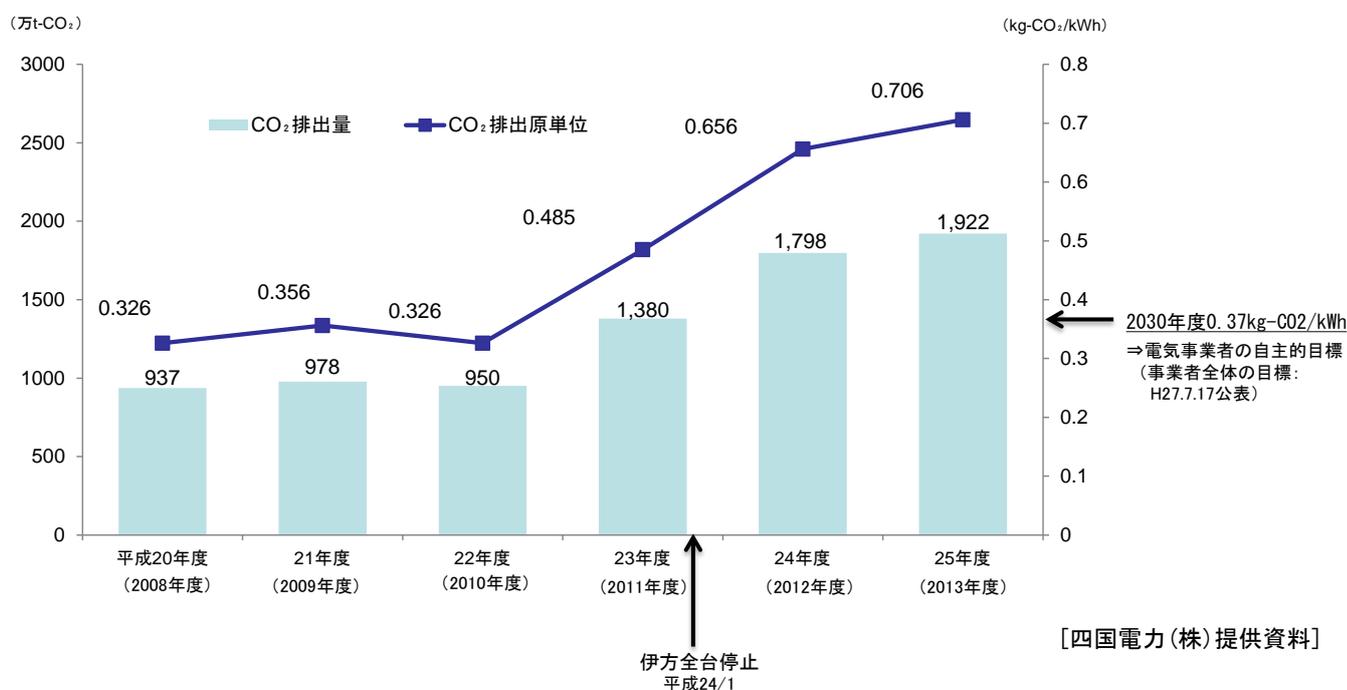
【四国電力のCO₂排出量】（図⑫-10-3）

四国電力においても、伊方発電所の停止に伴う火力発電の稼働増によりCO₂の排出量および排出係数（排出原単位）は、平成22年度以前と比べて2倍程度まで上昇しています。

仮に、伊方発電所が全く稼働しない前提で、排出量の多い石炭火力や石油火力をすべてLNG火力に変え、再生可能エネルギーを最大限活用したとしても、CO₂排出量の削減は650万トンにとどまります。これを2013年度の排出量（1,922万トン）から差し引いても1,272万トンとなることから、震災前の2010年度の水準（950万トン）には届かないと試算しており、電気事業者の共同目標である「排出係数0.37kg-CO₂/kWh」を達成するには原子力発電の活用が必要と考えています。

なお、既存の火力発電設備をすべてLNGに転換するのは、経済性の面から影響が大きく、また、設備の更新には長期間が必要であることから、現実的には困難と考えています。

図⑫-10-3 四国電力のCO₂排出量の推移



※CO₂排出原単位：1 kWh の電力を発電した時のCO₂排出量（＝排出係数）

問⑫-11 仮に、今、再稼働が必要だとしても、いつまで必要なのですか。

国のエネルギー基本計画でも、原発依存度を可能な限り低減させると明記していますが、どんな具体的努力をしていくのですか。

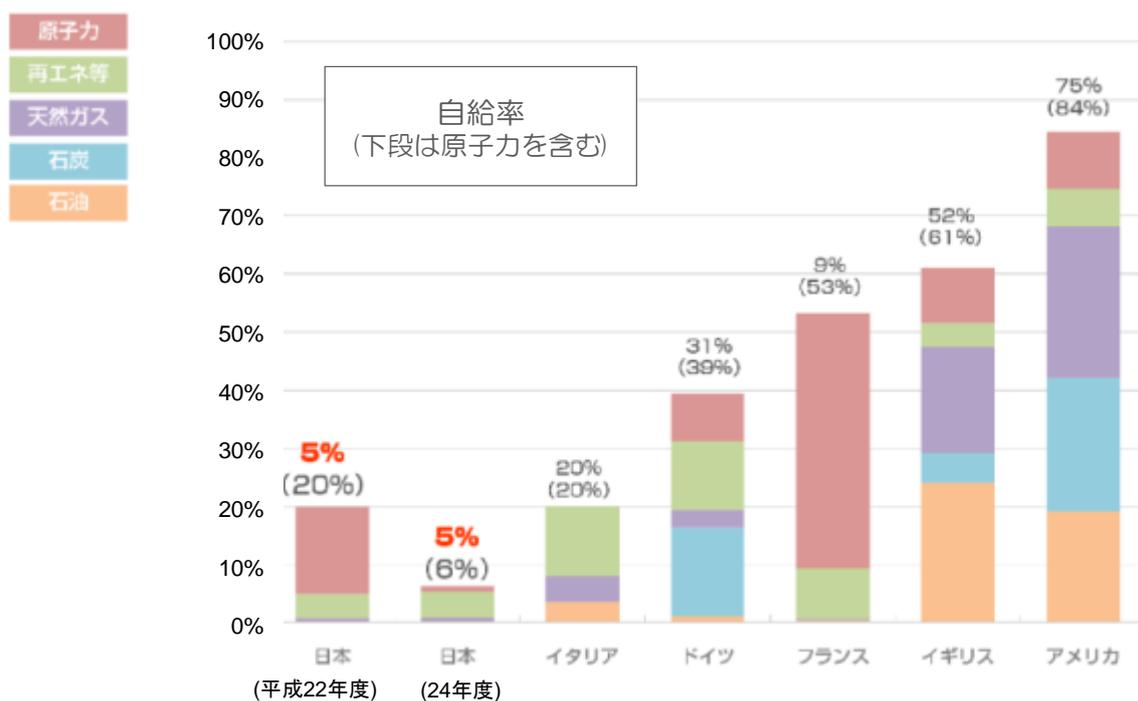
【エネルギーミックス】(図⑫-11-1)

日本はエネルギー資源に恵まれず、エネルギーの自給率はわずか5%程度しかないため、その大半を海外からの輸入に依存しています。

このため、特定のエネルギー源に過度に依存することなく、「S+3E」※の観点から、多様なエネルギーをバランス良く組み合わせて活用する、エネルギーミックスを実現していく必要があります。

※Sは安全性 (Safety)、3つのEは、エネルギーの安定供給確保 (Energy Security)、経済性 (Economy)、環境保全 (Environmental conservation) を指す。

図⑫-11-1 エネルギー自給率の各国比較



出所：「電気事業連合会HP資料」を当社にて一部加工

[四国電力(株)提供資料]

【将来の見通し】

原子力発電を将来的にどう活用していくかは、国のエネルギーミックスなどの政策と密接に関わっているため、現時点で明確なものはありません。

エネルギーを考える際には「S + 3 E」が基本であり、安全性を大前提に、いかに3 Eをバランス良くできるかが重要となりますので、再生可能エネルギー、火力、原子力などを組み合わせた電源構成を考えていかなければなりません。

また、現在の状況だけを見て判断するのではなく、10年、20年後など将来的にも持続可能な供給力を確保できるかといった、長期的な視点が必要となります。

今後も、安定供給の確保と経済性、環境適合性を勘案しながら、既存電源の活用と新規投資を総合的に判断していくこととなります。

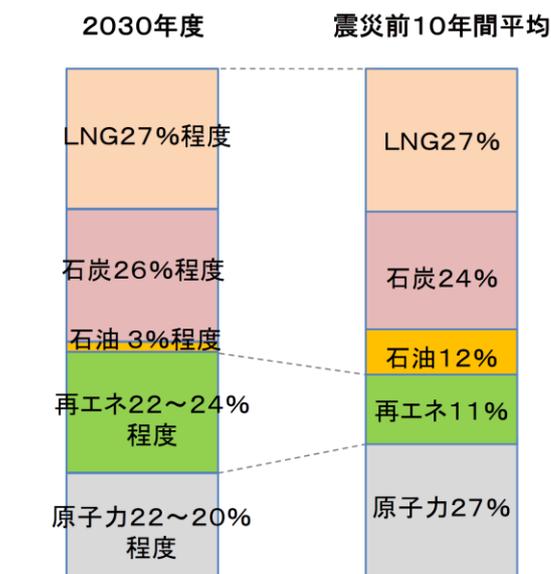
<参考>2030年度の電源構成（日本全体）

電源構成・発電電力量(億kWh)

	2030年度	
石油	315	3%
石炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
原子力	2,317~2,168	22~20%
再エネ	2,366~2,515	22~24%
合計	10,650	100%

	2030年度	
太陽光	749	7.0%
風力	182	1.7%
地熱	102~113	1.0~1.1%
水力	939~981	8.8~9.2%
バイオマス	394~490	3.7~4.6%

※各数値はいずれも概数。



[出典：資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会（H27.7.16）]