

# 1. これまでに取られた知見の整理と主な安全対策

## 主な安全対策

- 緊急安全対策**
- ・電源対策(電源車等)
  - ・冷却注水対策(ポンプ車等)
  - ・中長期対策(防潮堤等)
- シビアアクシデント対策**
- ・通信・管理機能確保(事故時)
  - ・放射線防護体制の強化
- 外部電源対策等**
- ・複数ルート回線の確保
  - ・開閉所の耐震性確保

## 安全性評価

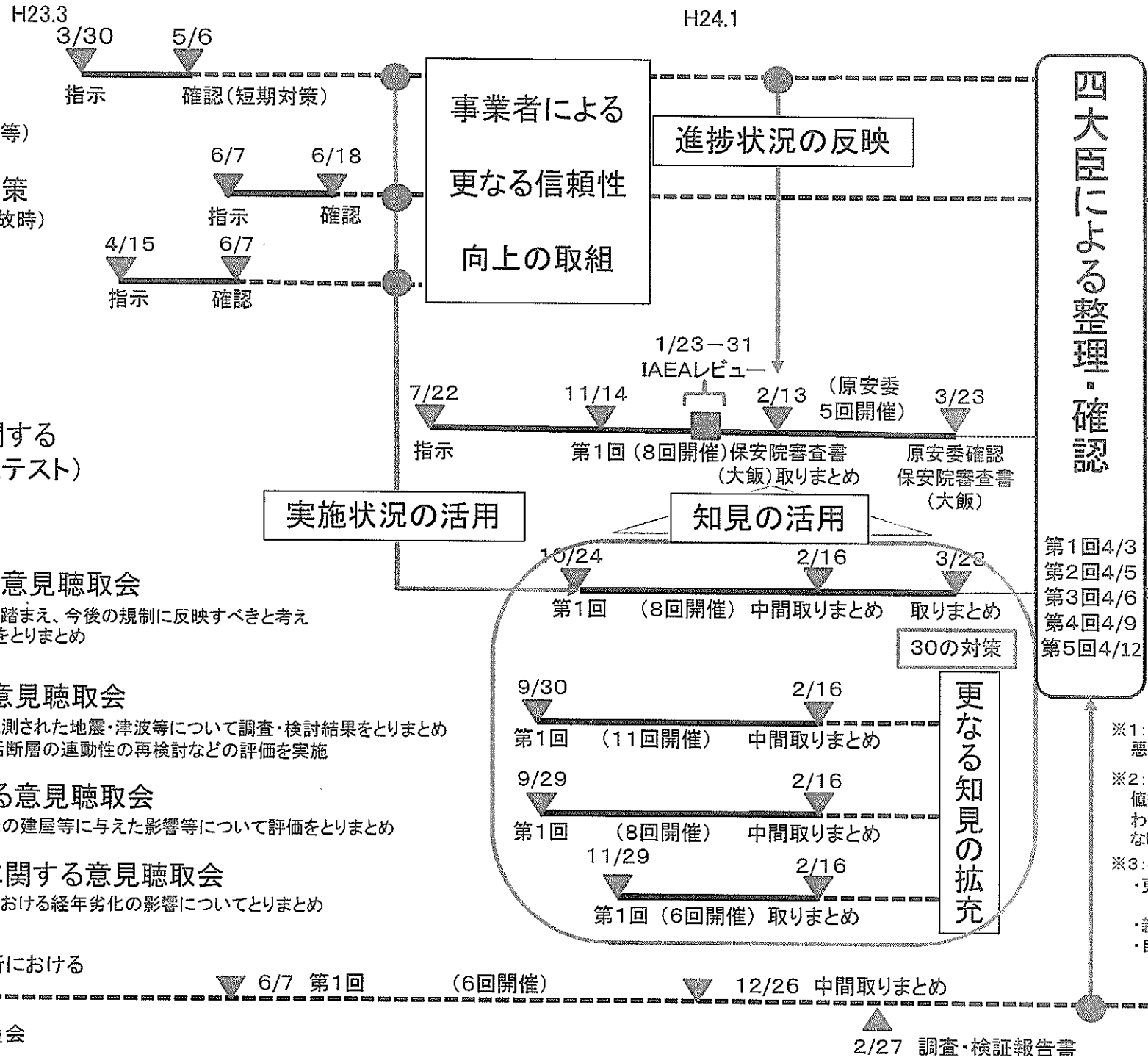
総合的安全評価に関する  
意見聴取会(ストレステスト)

## 知見の整理

- 技術的知見に関する意見聴取会**  
東京電力福島第一原発事故を踏まえ、今後の規制に反映すべきと考えられる事項として「30の対策」をとりまとめ
- 地震・津波に関する意見聴取会**  
東京電力福島第一原発等で観測された地震・津波等について調査・検討結果をとりまとめ耐震バックチェックにおいて、活断層の連動性の再検討などの評価を実施
- 建築物・構造に関する意見聴取会**  
地震が東京電力福島第一原発の建屋等に与えた影響等について評価をとりまとめ
- 高経年化技術評価に関する意見聴取会**  
東京電力福島第一原発事故における経年劣化の影響についてとりまとめ

東京電力福島原子力発電所における  
事故調査・検証委員会

福島原発事故独立検証委員会



※1: 電源を喪失しても事態の悪化を防ぐ安全対策の実施

※2: 今回の事故並みに、想定値を超えた地震・津波に襲われても、燃料損傷に至らないことの確認

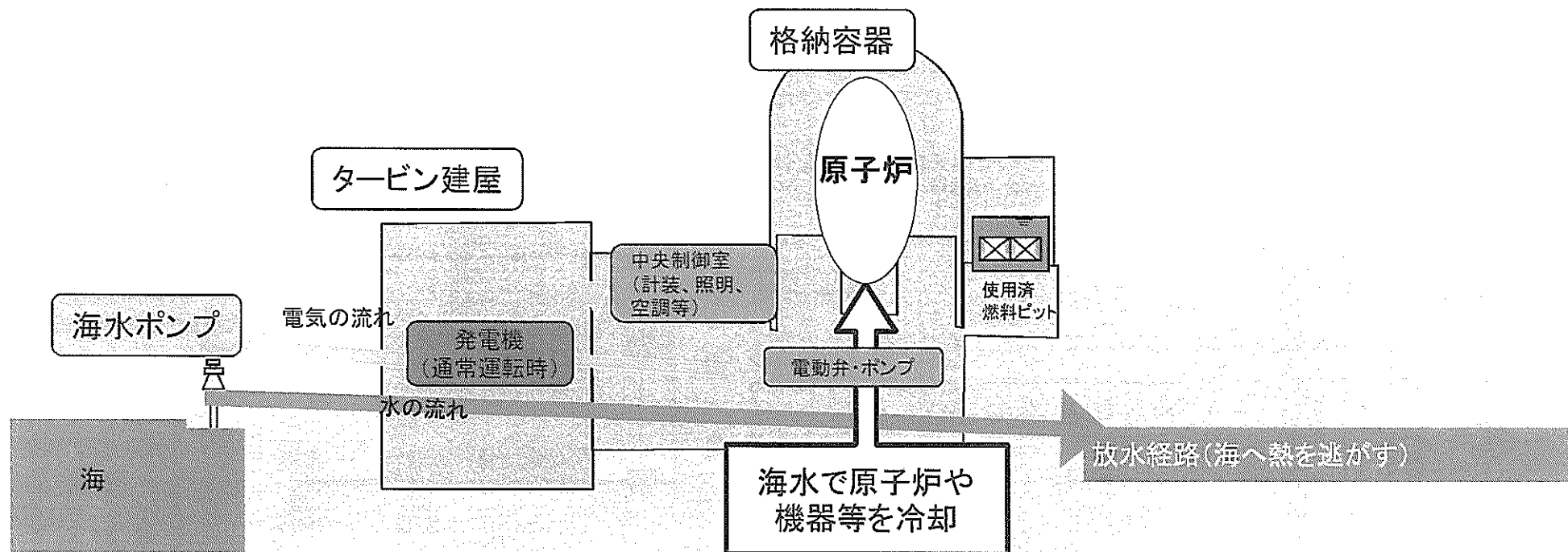
※3: 事業者による  
・更なる安全向上策の期限付き実施計画  
・新規制への迅速な対応  
・自主的な安全確保の姿勢

## 2. 原子炉等の冷却対策の確認(電気・冷却機能・水の確保)

- ◎原子力発電所の安全確保のためには、原子炉や使用済み燃料プールの冷却が重要。
- ◎冷却のためには、地震や津波があっても、継続的に、(1)電気などの動力源を確保し、(2)給水・冷却設備を動かし、(3)水を送り込むことが不可欠。そのための二重・三重の対策を講じる。
- ◎大飯3/4号機につき、上記の対策が講じられているか確認。

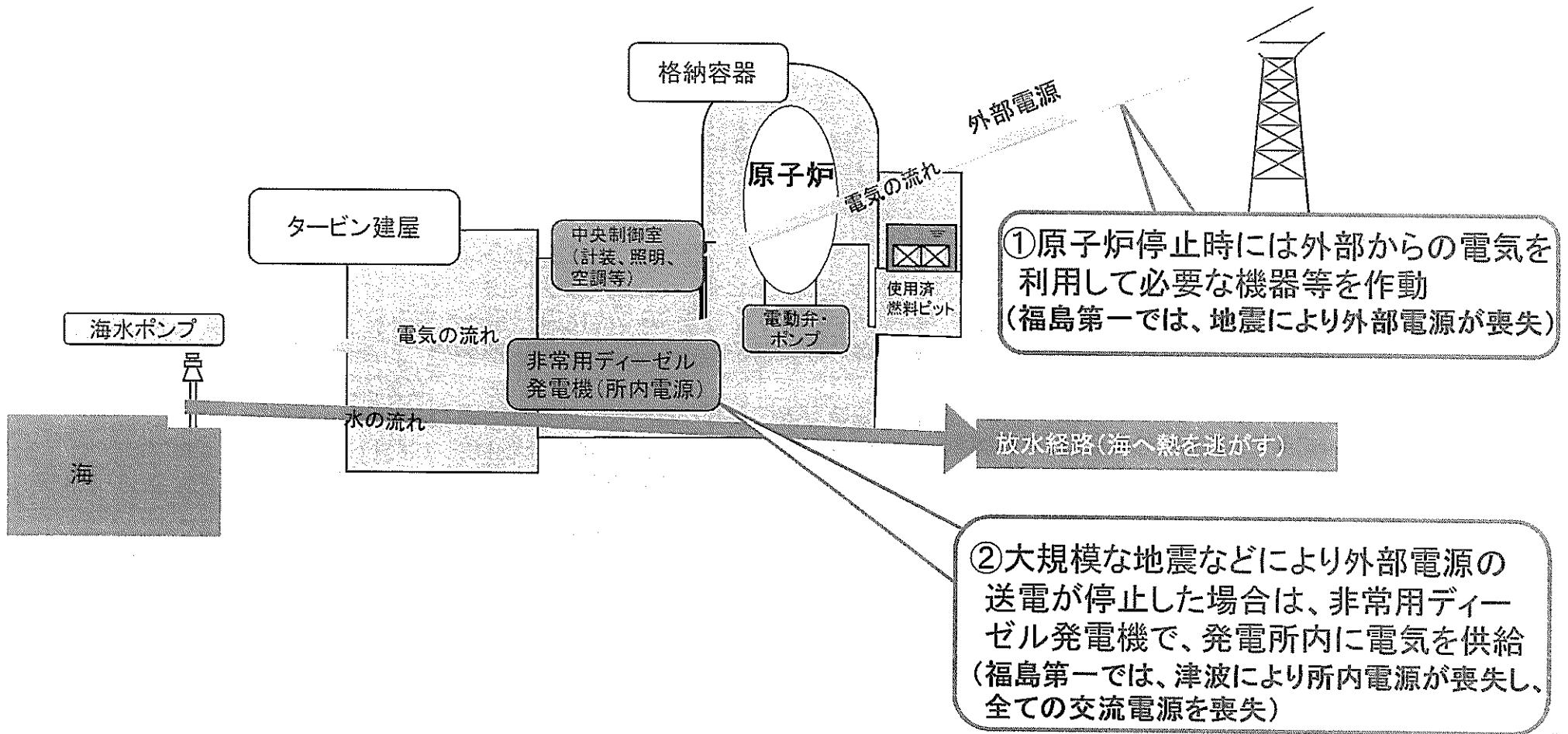
### 通常運転時の冷却

通常運転時は、①自ら発電した電気で、②海水ポンプ等を動かし、③海水を取り込んで、機器等を冷却。



# (1) 電気の確保

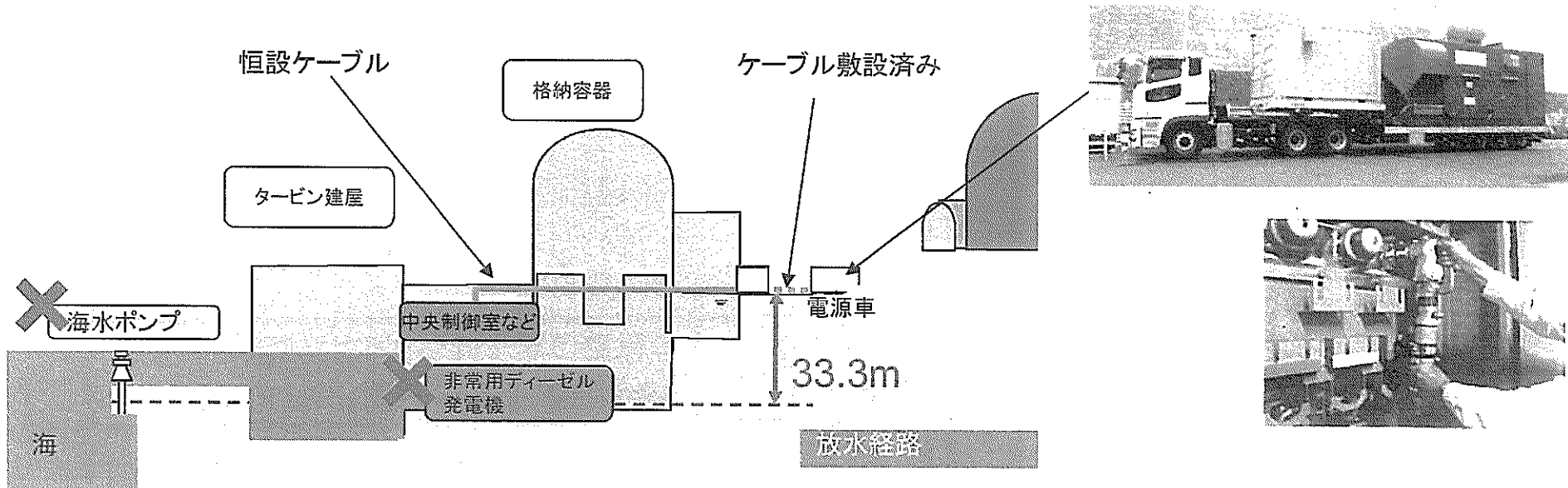
- ①点検やトラブルにより原子炉が停止した場合 → 外部電源を利用
- ②大規模な地震などにより外部電源の送電が停止した場合 → 非常用ディーゼル発電機で発電所内に電気を供給



# (1) 電気の確保(大飯発電所3/4号における対策)

③津波により非常用ディーゼル発電機が稼働できず、発電所内の全ての交流電源が失われた場合  
→ 海拔33.3mの高台に配備した空冷式非常用発電装置(電源車)で電気を供給

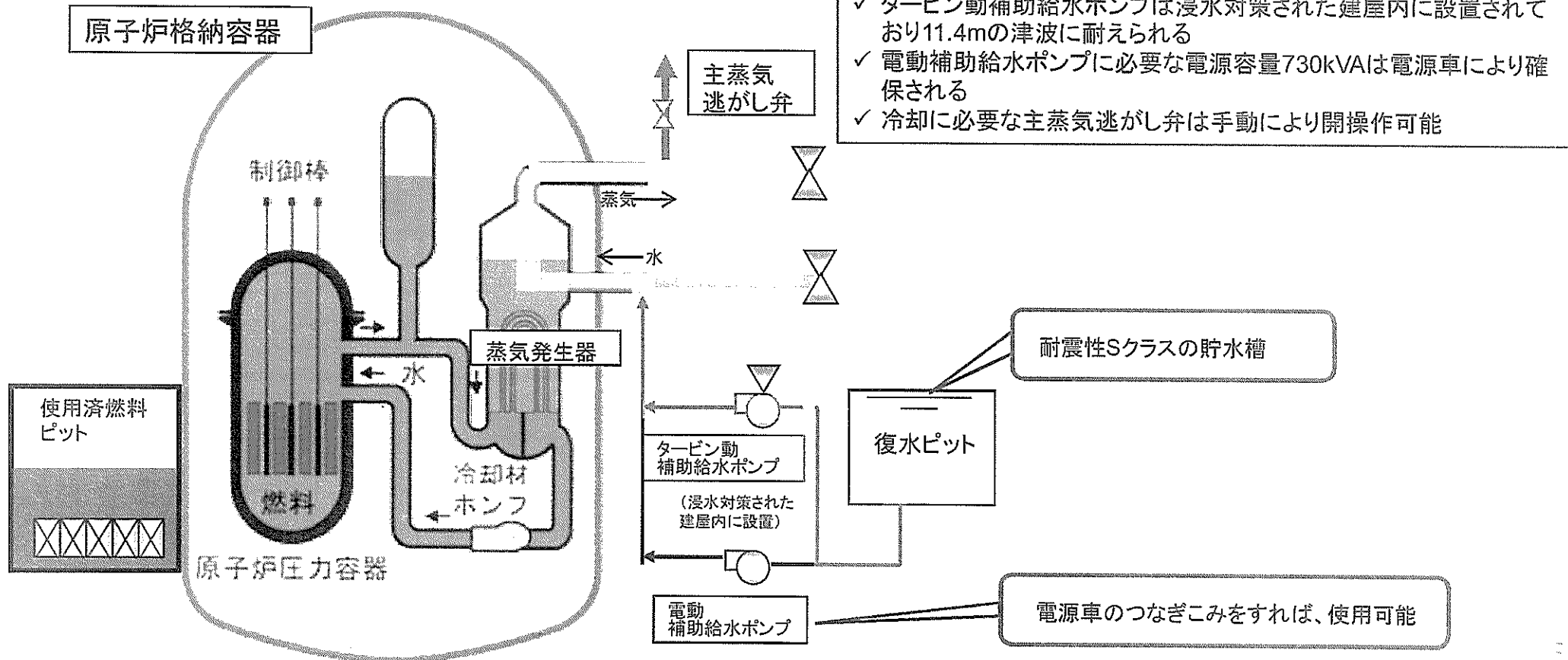
- ✓ 空冷式非常用発電装置(電源車)を1基あたり1,825kVA※×2台、津波の影響を受けない高台(33.3m)に配備。  
※必要となる電源容量は1基あたり316kVA(電動補助給水ポンプ(後述)を使う場合1,046kVA)
- ✓ 電源車は、基準地震動の1.84倍の地震が起きても転倒しない。設置場所は基準地震動の2倍の地震が起きても崩れない。
- ✓ 必要なケーブルは予め敷設済み。
- ✓ 電源車の稼働に必要な重油は、耐震性があり、津波の影響を受けない地下タンクに約59日分備蓄。
- ✓ 手順等が整備され、訓練も繰り返し実施。震災時にも、蓄電池が枯渇する時間(5時間)内の約1.3時間で給電可能。



## (2) 冷却機能の確保(大飯発電所3/4号における対策)

◎津波により海水ポンプが損傷した場合に、蒸気発生器につながる配管(二次系)に水を供給し大気に蒸気を逃すことで冷却を継続

- 蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプにより給水
- 水位監視等のための電源は確保
- タービン動補助給水ポンプのバックアップとして電動補助給水ポンプを利用可能

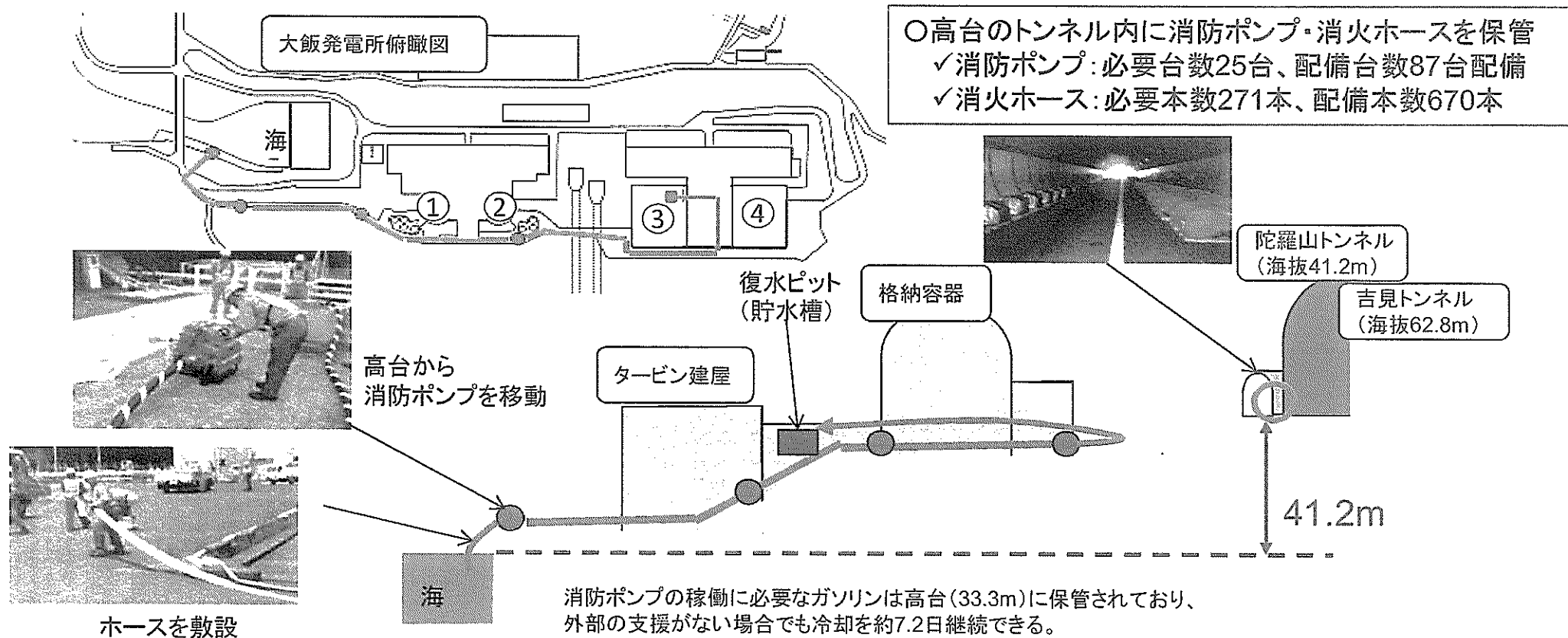


- ✓ 必要な設備(復水ピットを含む)は基準地震動の1.8倍まで機能喪失しない
- ✓ タービン動補助給水ポンプは浸水対策された建屋内に設置されており11.4mの津波に耐えられる
- ✓ 電動補助給水ポンプに必要な電源容量730kVAは電源車により確保される
- ✓ 冷却に必要な主蒸気逃がし弁は手動により開操作可能

### (3) 冷却に必要な水の確保(大飯発電所3/4号における対策)

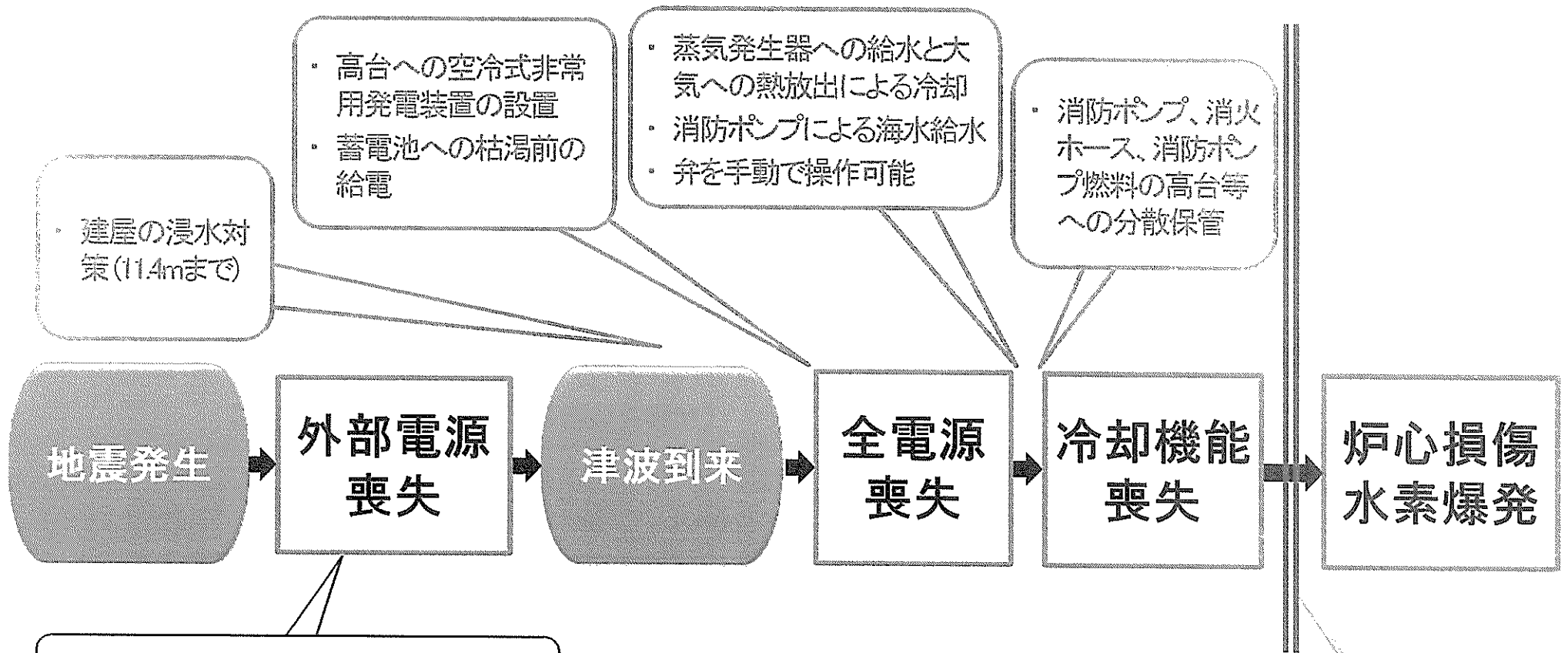
◎補助給水ポンプによる冷却を確保するために、水源を確保することが必要。

- 復水ピットに約18.7時間分の水を予め貯蔵
- それ以上に水が必要な場合は、高台に配備した消防ポンプ・消火ホースを用いて、海水を復水ピットに供給
- 震災等でガレキが散乱していても約11.5時間で実施することが可能(訓練実績から算定)



これらの対策により、地震については1,260ガル、津波については11.4mまでは、電源・冷却水の確保を通じ、燃料損傷に至らない対策が講じられていることを確認。

### 3. ストレステスト一次評価による確認(大飯発電所3/4号)



ストレステストでは、外部電源が喪失し、復旧しないというより厳しい前提で評価

実際には外部電源喪失に対しても複数ルート(2ルート4回線)からの外部電源を確保するなど信頼性向上対策を実施

「東京電力・福島第一原子力発電所を襲ったような地震・津波が来襲しても、同原発のような炉心損傷には至らないこと」

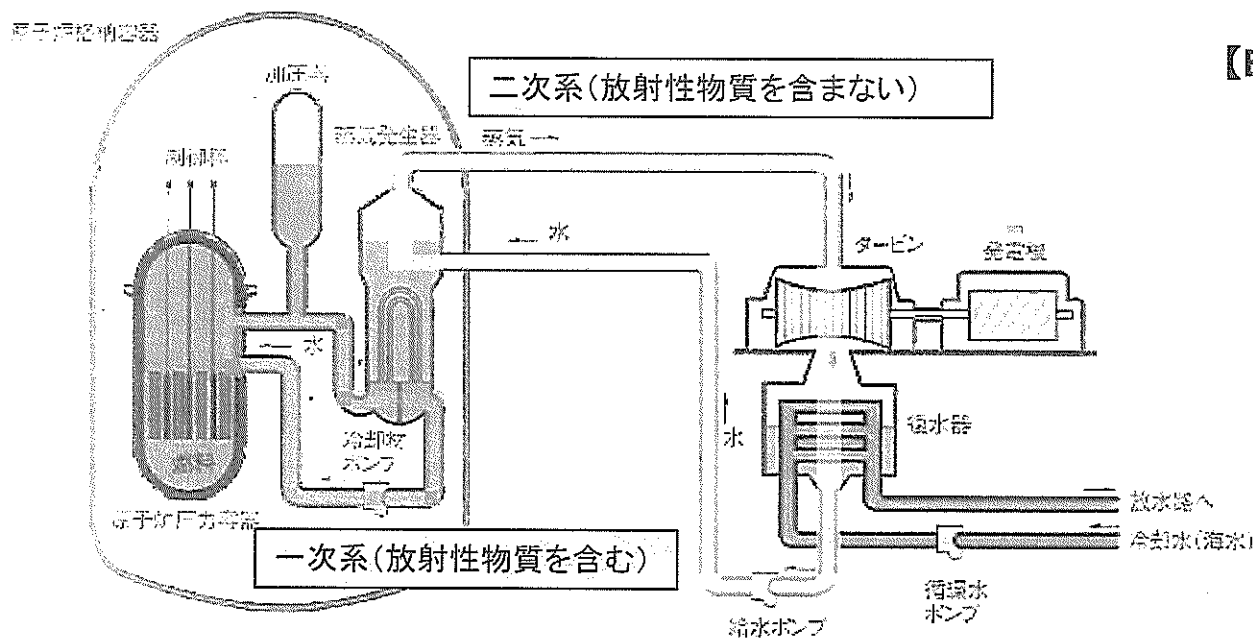
をストレステスト一次評価で確認。



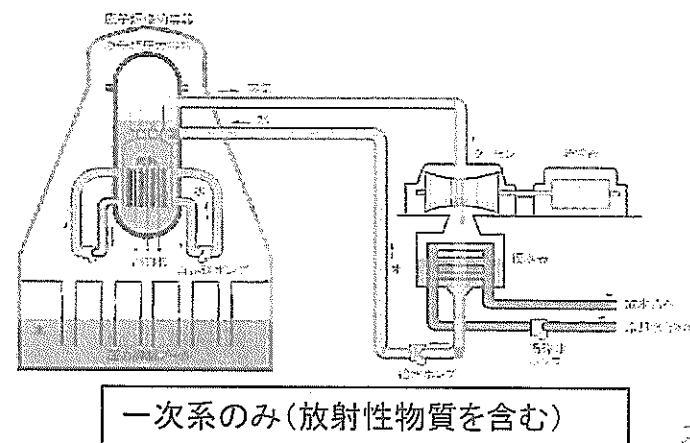
# (参考) PWR(加圧水型原子炉)の特徴

- ①大飯3/4号機のようなPWR(加圧水型原子炉)で非常時の冷却に用いる蒸気発生器につながる配管(二次系)には放射性物質は含まれない。
- ②したがって、二次系による冷却時に配管から蒸気を逃がしても放射性物質は放出されない。(ストレステストではこの冷却方式の耐性を評価)。
- ③また、PWRは格納容器に原子炉や蒸気発生器を格納するため、BWRに比べ、格納容器の容量が大きい(110万kWクラスで比較すると約5倍)。

【PWR(加圧水型)原子力発電の仕組み】



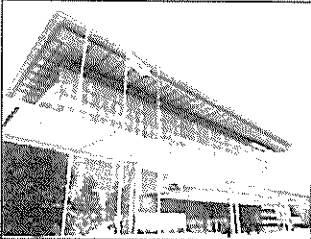
【BWR(沸騰水型)原子力発電の仕組み】





# 4. 原子力防災に関する改善事項について



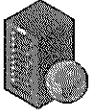
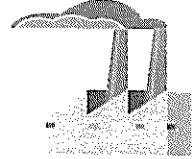


※赤字は施設・設備・資機材に関する措置

項目	従前の体制と問題点	現在の体制(改善済)	今後の改善
<b>1. 指揮命令系統</b> (原子力災害対策本部の改善)	→ <u>官邸に上がる情報が不足し、迅速な意思決定に課題</u>	→ <u>官邸内における原子力災害対策本部事務局の情報収集・分析能力を強化</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>事務局体制強化のため、院長、保安院専門スタッフは官邸に参集</li> <li>保安院緊急時対応センターは、事故進展の分析、自治体との連絡調整等の活動によりバックオフィスとして官邸を支援</li> <li>PAZ(予防的防護措置を準備する区域)の考え方を踏まえ避難を指示</li> </ul>	→ <u>官邸内における原子力災害対策本部事務局の情報収集・分析能力を更に強化</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>事務局体制強化のため、長官、規制庁の専門スタッフは官邸に参集(改正法施行後)</li> <li>(左内容のうち規制庁発足後は、規制庁緊急時対応センターが官邸を支援)</li> <li>PAZに加え、UPZ(緊急防護措置を準備する区域)の考え方も含め、防護措置の基準と手順を整備</li> <li>経産大臣を副本部長に任命し、被災者支援を環境大臣と分担(改正法施行後)</li> </ul>
	<b>2. 情報収集・対策立案</b> (情報収集機能等の改善)	→ <u>情報の入手・伝達ルートが機能せず、保安院が情報収集・把握のハブとしての役割を果たせず</u>	→ <u>官邸(原子力災害対策本部)の意思決定を支える情報分析・現地対策本部のバックアップ</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>官邸や現地の参集者のための資料を整備(プラント系統図面、サイト周辺地図、人口等のデータやそれらをまとめたファイルを準備)</li> <li>発電所・電力本店等とのTV会議システムを整備(保安院緊急時対応センターに導入済、官邸には導入に向け準備中)</li> <li>現地対策本部は参集に一定の時間を要するため、その間、保安院緊急時対応センターが現地対策本部をバックアップ</li> </ul>
<b>3. 情報発信</b> (官邸に一元化)	→ <u>広報が官邸と保安院で二元化したことによる混乱</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>SPEEDIの情報公開遅れ</li> </ul>	→ <u>原災本部事務局の広報担当は、閣僚の会見に同席。専門的説明を補佐</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>モニタリング情報や、ERSS、SPEEDIの結果等は原災本部として迅速に公開</li> </ul>	→ <u>官邸(原子力災害対策本部)の意思決定を支える情報分析・現地対策本部のバックアップ</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>官邸にERSS、SPEEDIの端末装置を整備。伝送システム・回線を多重化・多様化</li> <li>発電所・電力本店等とのTV会議システムに専用回線、衛星回線を導入し、情報収集機能を強化</li> <li>(左内容のうち規制庁発足後は、規制庁緊急時対応センターが現地対策本部をバックアップ)</li> </ul>
		→ <u>原災本部事務局の広報担当は、閣僚の会見に同席。専門的説明を補佐(同左)</u>	→ <u>原災本部事務局の広報担当は、閣僚の会見に同席。専門的説明を補佐(同左)</u>

項目	従前の体制と問題点	現在の体制(改善済)	今後の改善
<p><b>4. 現地対応</b> (オフサイト(住民避難等の対応)の改善)</p> 	<p>→ <b>オフサイトセンターの事故収束対応拠点としての機能不全</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 事業者からの情報の遅れ、情報の不足</li> <li>・ 通信インフラの麻痺、高い放射線量による移転</li> </ul>	<p>→ <b>オンサイトとオフサイトの拠点を分担</b></p> <p>＜オンサイト対応(統合対策室)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電力本店等に政府と事業者との連絡調整拠点を確保。保安院審議官等(必要に応じ経産省の政務)を派遣して、官邸からの指示を迅速に実施</li> <li>・ 統合対策室等の体制を整備</li> <li>・ 各発電所・電力本店・保安院緊急時対応センターを結ぶTV会議システムを整備</li> </ul> <p>＜オフサイト対応(現地対策本部)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ オフサイト対応のため、経産省の政務、保安院審議官等を派遣。</li> <li>・ 通信途絶に備えモバイルネットワーク(持ち運び式の中継局による移動体通信)を配備</li> <li>・ 防護服・マスクの充実、飲食料の備蓄拡充</li> <li>・ 代替オフサイトセンター用の可搬型通信資機材を整備</li> </ul> <p>＜地域防災計画＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 複合災害の想定、PAZ・UPZの導入等による新たな防災体制構築に向け、関係道府県に対する説明会を実施</li> </ul> <p>＜訓練＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ シビアアクシデントを想定した訓練を事業者が自ら実施(大飯)</li> <li>・ 福島事故を踏まえた訓練を各道府県が実施 <ul style="list-style-type: none"> <li>－PAZの住民避難(福井県)</li> <li>－代替オフサイトセンターへの移転(北海道)</li> </ul> </li> </ul>	<p>→ <b>オンサイトとオフサイトの拠点を分担</b></p> <p>＜オンサイト対応(事態即応センター)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電力本店等に政府と事業者との連絡調整拠点を常設。緊急事態対策監等(必要に応じ環境省の政務)を派遣して、官邸からの指示を迅速に実施(改正法施行後)</li> </ul> <p>＜オフサイト対応(現地対策本部)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ オフサイト対応のため、環境省の政務、原子力地域安全統括官等を派遣(改正法施行後)</li> <li>・ 衛星回線、衛星電話の拡充等で自治体と確実に連絡</li> <li>・ オフサイトセンターの放射線対策</li> <li>・ 24年度の緊急時交付金により、UPZの防災資機材(自治体向け)を拡充</li> </ul> <p>＜地域防災計画＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 改正法施行後、半年以内に地域防災計画策定</li> <li>・ PAZとUPZの設定や、避難シミュレーションの実施支援等により地域防災計画策定を支援</li> </ul> <p>＜訓練＞</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ シビアアクシデントを想定した事業者訓練を規制庁が評価(改正法施行後)</li> <li>・ 改正法施行後、新たな防災計画に基づく総合防災訓練を実施</li> </ul>
<p><b>5. 事後対策</b> (当初から想定)</p>	<p>→ <b>膨大な被災者支援対応業務に対応できず</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大規模事故に伴う被災者支援業務への事前の体制整備不足</li> </ul>	<p>→ <b>被災者支援業務は原子力被災者支援チームが実施</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 避難後の住民の支援は被災者支援チームが行う</li> <li>・ オフサイトの被災者支援業務には保安院のみならず経産省等から広く要員を配置し対応</li> </ul>	<p>→ <b>被災者支援業務は原子力利用官庁も職員派遣等で協力</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 規制庁はモニタリング結果のとりまとめや避難区域見直しなどにより住民の安全を確保</li> <li>・ 経産省等は規制庁緊急時対応センターに併置される原子力被災者支援チームに職員を派遣し、住民支援を担当(改正法施行後)</li> </ul>

# 5. 20%の節電に必要な対応

平成22年8月19日(14:00-15:00) 関西電力の最大ピーク需要 3095万kW (kWの内訳は、契約電力等から推計)

<p><b>大口需要家</b> 1,150万kW (約0.7万口)</p>	<div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <b>節電の対応が困難</b> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <p>生命・身体の安全確保に不可欠な施設 医療施設(救急救命、診察、手術) 老人介護 上下水道 等</p>  </div> <div style="width: 30%;"> <p>安定的な経済活動・社会生活に不可欠な施設 交通、航空(管制) 倉庫・市場(食品流通) 等</p>  </div> <div style="width: 30%;"> <p>常に一定の電力が必要な施設 データセンター 半導体クリーンルーム</p>  </div> </div> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <b>それ以外の各需要家で負担する必要</b> </div> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <b>産業活動・経済活動</b> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>生産が電力使用と密接に関係する産業で減産対応が必要 昨夏、東京・東北では、15%の節電(使用制限)による減産を回避するため、以下の対応を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①自動車: 業界全体で休日シフトを実施</li> <li>②鉄 鋼: 自家発電増設・増出力、設備の稼働時間をシフト</li> <li>③電 子: 生産ライン一部停止、自家発</li> <li>④化 学: 7-9月分の生産を、6月に前倒し</li> </ul>  </div>
<p><b>小口需要家</b> 1,150万kW (約11万口)</p>	<p>昨夏15%の節電を要請した東京・東北を踏まえると、以下のような対応が必要</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①取引先大手の休日シフトに合わせた操業変更や勤務時間の変更によるコスト増、従業員の負担増</li> <li>②自家発の導入による負担増</li> <li>③上記の対応が困難な業種(鋳物業、金属加工業等)は減産対応が必要</li> </ul> 
<p><b>家庭</b> 800万kW (約1000万口)</p>	<p>平日のピーク時間帯に、以下のような対応が必要 ただし、平日の日中に在宅している家庭は限られていることもあり、昨夏の家庭の節電結果は、関西4%(10%要請)、東京11%(15%要請)</p> <p>平日のピーク時間帯(14:00頃)に在宅の場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①エアコン(1台)の代わりに扇風機を使用する[50%節電]</li> <li>②エアコンを2部屋でそれぞれ使用している場合、1部屋(1台)に減らす[35%節電]</li> <li>③エアコンの設定温度を2℃上げ28℃にするとともに、以下から10%分を実施 [20%節電]</li> </ul> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <ul style="list-style-type: none"> <li>・日中は照明を消す[5%]</li> <li>・テレビの輝度を下げる[2%]</li> <li>・冷蔵庫の設定(強→中)[2%]</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・温水洗浄便座のスイッチを切る[1%]</li> <li>・テレビ等のプラグをコンセントから抜く[1%]</li> <li>・ジャー炊飯器は早朝にまとめて炊き、冷蔵庫に保存[2%]</li> </ul> </div> 

## 6. 今夏における供給力の更なる積み上げの可能性について

【精査結果： 合計36万kW(予備率で1.2%)の増 (2010年猛暑並み需要の場合)】

### (1) 関西電力の設備

- ①火力： 積み増し困難。  
 a) 今夏、定期検査中の設備はなし。  
 b) 長期停止火力(多奈川第二、宮津エネルギー研究所)は、立ち上げに相当程度の時間が必要。
- ②緊急設置電源： 積み増し困難。  
 a) 今夏に間に合うものは調達済。  
 b) インフラ制約(電力系統、敷地、燃料設備)  
 ※なお、東北・東京電力による緊急設置電源は、災害復旧のため環境影響評価法を免除された。
- ③一般水力： 11万kW増。  
 今夏に補修を予定していた水力(11万kW)について、補修の時期を先延ばし。この結果、全ての水力が稼働。
- ④揚水： 21万kW増(2010年猛暑並み需要の場合)  
 夜間の電力融通の積み増し、水力発電の増等により積み上げが可能となった。  
 ※夜間の電力融通については、従来の195万kW(中部電力から105万kW、北陸電力から13万kW、中国電力から77万kW)から45万kW(中部電力から)増えて240万kW。

### (2) 他電力からの融通： 現時点で昼間は積み増し困難。

- ①原子力発電比率の高い九州、四国電力は、需給バランスが厳しいことが想定され、関西電力への融通は行えない。
- ②他電力は、火力等の電源脱落や気温急上昇等による需要増のリスクがあるため、安定的に必要とされる予備率7~8%を下回ることとなる融通を現時点では約束できない。  
 (より需要が見通せる将来時点であれば上積みはあり得る。)

### (3) 自家発からの調達： 5万kWの積み上げ

- ①昨年7月に資源エネルギー庁が行った調査によれば、関西電力管内の自家発は、約680万kW(1,000kW以上のもの)。このうち、調達見込みのあるものは約130万kW。
- ②関西電力は、これらのほぼ全ての自家発設置事業者を訪問し、増出力・再稼働を依頼。また、政府としても設備導入等の補助を実施。5万kWの積み上げにより、今夏は89万kWまで積み上げ。
- <下図参照>
- ③なお、他電力管内に存在する自家発についても、中部電力管内の自家発から中部電力を通じて10万kW調達(上記89万kWの外数)。

	設備容量 (万kW)
関電管内の自家発(1000kW以上)の設備容量	684
アンケート調査で回収されたもの	655 (カバー率 96%)
自家消費	260
卸供給	194
新電力向け売電	26
電力会社向け売電	64
余剰電力有り(売電可)	16
余剰電力有り(売電不可)	50
休廃止設備	14

調達見込みのある自家発  
(130万kW)

今夏の自家発調達見直し  
89万kW (約7割に目処)

残りについては、電力供給に不安がある現状においては、万が一の際のバックアップ電源として備えるなどそもそも需要家側の事情により活用が困難なものが含まれているとみられる。

※夏季の火力の出力減などにより届出出力と実出力との差分があり、合計は一致しない。  
 (出所：「自家発電設備の活用状況について」 資源エネルギー庁)

卸電力取引市場への参加要件緩和等により、市場を通じた調達増加を図る。  
 (ただし、現時点では数値としては見込めない。)

# 7. 原子力発電所を再起動しない場合の関西電力管内の電力需給見通し

(1) 今夏のピーク時(8月)における関西電力の需給見通し  
(昨夏ピーク時実績との比較)

平成24年4月13日

	①2011年 夏実績	2012年夏見通し(8月)			差分 (②-①)	備考
		②2011年夏並み 需要 (▲10%節電要 請で▲8%の節 電実績)	③2010年猛暑 並み需要	④過去5年平均 需要 (2006~10年 平均需要)		
供給力-需要 (予備率)	163 (5.9%)	▲153 (▲5.5%)	▲570 (▲18.4%)	▲483 (▲16.0%)		7月に夏のピーク需要が生じた場合には、 ②のケースで▲9.3%、③のケースで ▲21.3%、④のケースで▲18.9%の可能性 あり。
需要	2,784	2,784	3,095	3,023		
供給力(合計)	2,947	2,631	2,525	2,540	▲316	
原子力	337	0	0	0	▲337	・昨夏の全国での節電要請開始時 は原発が6基、 ・ピーク時は原発が4基稼働
火力	1,754	1,923	1,923	1,923	169	・長期停止火力の再稼働、吸気冷 却装置の設置、緊急設置電源の 導入等 59 ・H23電源トラブル・停止(電源開発 橋湾2号、電源開発高砂1号等)、 自家発トラブル 110
水力	273	254	254	254	▲19	・昨夏は出水状況に恵まれ平年を 上回る出力あり
揚水	465	328	222	237	▲137	・ベース供給力減に伴う揚水汲み上 げ電力不足
地熱等	0	5	5	5	5	・太陽光の供給力を評価して計上
融通等	118	121	121	121	3	・二者間融通受電増

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(2) 昨夏の火力等の計画外停止リスク(平均▲63)を考慮に入れた場合

供給力-需要 (予備率)	163 (5.9%)	▲216 (▲7.8%)	▲633 (▲20.5%)	▲546 (▲18.1%)		7月に夏のピーク需要が生じた場合には、 ②のケースで▲11.6%、③のケースで ▲23.3%、④のケースで▲20.9%の可能性 あり。
-----------------	---------------	-----------------	------------------	------------------	--	--

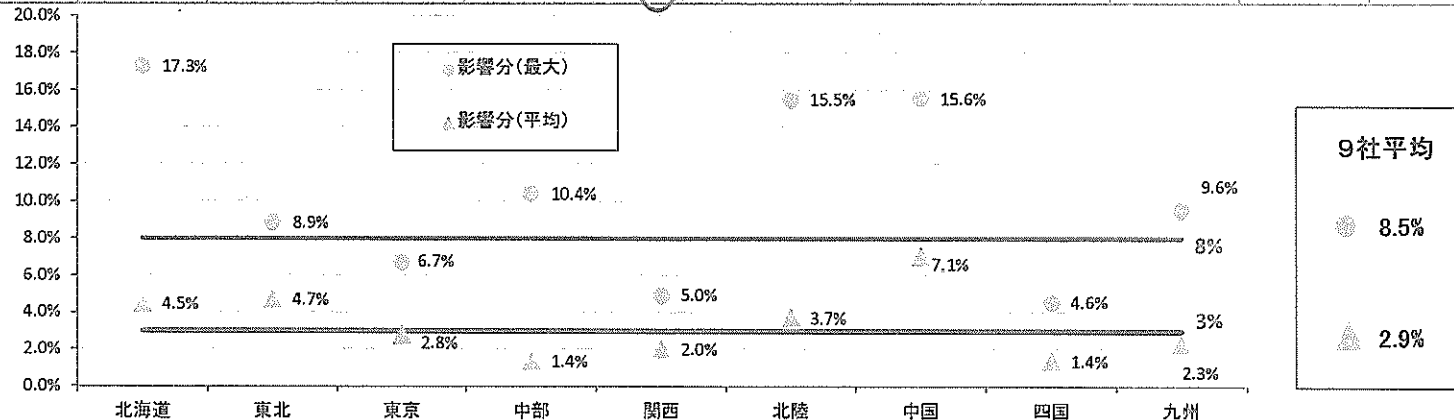
(1) 全ての原発の再起動がないまま夏を迎える場合、  
● **平年並の暑さ(過去5年平均需要)の場合.....**  
**15%以上の電力不足**  
● **一昨年並の猛暑下での最大電力需要の場合.....**  
**2割程度の電力不足** となる可能性。

(2) 火力は、昨夏からの供給力アップ分を算入。  
一方、常に**ある火力等の電源トラブル**のリスク分を  
考慮(左下の表(2))。  
※関西地区では昨夏、平均2%程度の火力発電  
等が計画外停止(全国平均は3%)  
なお、**気温が1℃上昇すると約2~3%(70~80万  
kW程度)の需要増**となる。

## (参考)火力等の計画外停止状況

昨夏、火力・水力発電所の計画外停止がしばしばみられた。7,8月の計画外停止分(平均)は、▲1～▲7%(9社平均▲3%)。

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	88 (7/17~23)	132 (8/17)	404 (7/29)	283 (7/20)	155 (8/30)	89 (7/8)	187 (8/13)	27 (8/18)	168 (8/27)	623	909	1,532
[主な計画外停止発電所] ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫東厚真 4号機(70)	秋田火力 2号機(35)	鹿島火力 1・4・5号機 (100)	尾鷲三田火力 3号機(50)	堺港火力 2号機(40)	敦賀火力 2号機(70)	三隅火力 1号機(100)	坂出火力 1号機(30)	新小倉火力 4号機(60)	-	-	-
	奈井江火力 1号機	新潟・福島 集中豪雨による 水力発電所 停止28基 (他社含む)	広野火力 1・2号機	奥矢作第 一 第二(揚水)	奥多々良木 (揚水)	牧・新猪谷 水力発電所 等	玉島火力 2号機	他社受電 (水力)	荻田火力 新1号機	-	-	-
			五井火力 6号機	平岡水力 発電所等			下関火力 1・2号機		他社受電 (火力)	豊前火力 1号機	-	-
他社受電 (火力)	他社受電 (火力)	他社受電 (火力)	他社受電 (揚水)	他社受電 (火力)	他社受電 (火力)	新大分3号 系列第2軸	-	-	-	-	-	
②7、8月の計画外停止分の平均	23	70	167	37	63	21	85	8	40	259	255	514
昨夏の想定需要	506	1,480	6,000	2,709	3,138	573	1,201	597	1,750	7,986	9,968	17,954
仮に想定需要発生日に①が発生した時の予備力への影響	▲17.3%	▲8.9%	▲6.7%	▲10.4%	▲5.0%	▲15.5%	▲15.6%	▲4.6%	▲9.6%	▲7.8%	▲9.1%	▲8.5%
仮に想定需要発生日に②が発生した時の予備力への影響	▲4.5%	▲4.7%	▲2.8%	▲1.4%	▲2.0%	▲3.7%	▲7.1%	▲1.4%	▲2.3%	▲3.2%	▲2.6%	▲2.9%



## 8. 今後の更なる取組

### 1. 需要抑制のための更なる取組

(1) 現在、ピークカットが可能な全ての需要家に対し、以下のとおり、需給調整契約への加入の徹底を図る。

- ① きめ細かい需給調整契約のメニューの設定。
- ② 関西電力から、大口顧客全てを個別訪問し、需給調整契約への加入を依頼。
- ③ 政府(経済産業省)から、産業界に対し、電力会社からの需給調整契約の提案を踏まえ、対応を検討頂くよう呼び掛け。

需給調整契約とは;

- ・ピーク時間帯の使用電力(kW)を削減する代わりに、基本料金を割り引く契約。
- ・契約時点(春～初夏)に削減期間を合意する「計画調整契約」と、直前に電力会社の判断で削減される「随時調整契約」の二種類。

需給調整契約の拡大;

(1) 計画調整契約

① 対象ユーザー: 大口需要家(500kW以上)〔震災前〕 → 小口需要家(50kW以上500kW未満)向けの月間使用電力の削減契約を新設。〔昨夏から〕

② ピークシフトを促すメニューの多様化:

(例) 1週間以上連続して設備を止めて使用電力を削減する契約〔震災前〕 → 3日間以上でも対象。〔昨夏から〕

(例) 平日を1日以上休日にする契約〔震災前〕 → 10日以上平日を休日にすれば割引率を引上げ。〔今夏から〕

(2) 随時調整契約 ※大口需要家(500kW以上)が対象

① ピークシフトを促すメニューの多様化:

電力会社が(事前の通告なくとも)一方的に削減。〔震災前〕 → 前日に通告した上で需要家が削減する契約を創設。〔昨夏から〕

(2) 更なる需給調整契約の積み上げのため、以下について指示。

- ① 新たな需給調整契約の設定。
- ② きめ細かい個別対応により、特に需要抑制量が不足する日の抑制量を徹底的に積み上げ。
- ③ 上記を踏まえてもなお需給ギャップが残る日について、例えば、随時調整契約を需給ギャップが解消されるレベルまで広く公募するなどの手法を活用して積み上げ。等

### 2. 供給力積み増しのための更なる取組

(1) 電力各社から更なる融通の確保

(2) 自家発電事業者への更なる稼働要請

(インバランス料金は正や、自家発電補給契約の見直し(新電力によるバックアップを可能に)等の自家発電コスト引下げにつながる規制緩和措置の実施)

(3) 卸電力取引市場への自家発電事業者の参加促進



9. 発電所を再起動しない場合の関西電力管内の電力需給見通し

平成24年4月現在

電源	種別等	発電所	出力(万kW)	2011年夏実績	2011年夏 並み需要 (2,784万kW)	2010年夏季 並み需要 (3,095万kW)	過去5年平均 (3,023万kW)	
原子力	①自社							
	美浜	1号機	34.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		2号機	50.0	50.0	0.0	0.0	0.0	
		3号機	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
	高浜	1号機	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	
		2号機	82.6	82.6	0.0	0.0	0.0	
		3号機	87.0	87.0	0.0	0.0	0.0	
	大飯	4号機	87.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		1号機	117.5	0.0	0.0	0.0	0.0	
		2号機	117.5	117.5	0.0	0.0	0.0	
		3号機	118.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		小計		977	337	0	0	0
	②他社							
	原電敦賀	1号機	35.7(注1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2号機		116(注1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	小計		56	0	0	0	0	
	合計		1033	337	0	0	0	
火力	①自社							
	石炭	舞鶴	1号機	90.0	90.0	90.0	90.0	
			2号機	90.0	90.0	90.0	90.0	
	LNG	姫路第二	4号機	45.0	45.0	45.0	45.0	
			5号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			6号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
		姫路第一	5号機	72.9	62.0	64.0	64.0	
			6号機	71.3	62.0	63.5	63.5	
			1号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
	南港	南港	2号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			3号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			1号機	40.0	35.7	36.4	36.4	
			2号機	40.0	35.7	36.4	36.4	
			3号機	40.0	35.7	36.4	36.4	
	堺港	堺港	4号機	40.0	35.7	36.3	36.3	
			5号機	40.0	35.7	36.4	36.4	
			1号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			2号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			3号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
	石油	赤穂	1号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			2号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
		相生	1号機	37.5	37.5	37.5	37.5	
			2号機	37.5	37.5	37.5	37.5	
			3号機	37.5	37.5	37.5	37.5	
		宮津エネルギー研究所	1号機	37.5	0.0	0.0	0.0	
			2号機	37.5	0.0	0.0	0.0	
		多奈川第二	1号機	60.0	0.0	0.0	0.0	
			2号機	60.0	0.0	0.0	0.0	
		海南	海南	1号機	45.0	45.0	45.0	45.0
				2号機	45.0	0.0	45.0	45.0
				3号機	60.0	60.0	60.0	60.0
				4号機	60.0	60.0	60.0	60.0
	御坊	御坊	1号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			2号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
			3号機	60.0	60.0	60.0	60.0	
	ガスタービン	関空エネルギーセンター	1号機	2.0	0.0	1.6	1.6	
			2号機	2.0	0.0	1.6	1.6	
			GT1号機	3.3	0.0	1.4	1.4	
		姫路第一	GT2号機	3.3	0.0	0.8	0.8	
	その他	火力増出力		—	10.0	10.0	10.0	
		小計		1697	1415	1472	1472	
	②他社							
	卸電気	電源開発	高砂1号、2号	50(注1)	11.7	23.3	23.3	
			橘湾1号、2号	210(注1)	66.1	132.2	132.2	
	IPP 共同火力	(株)神戸製鋼所	広畑	13(注1)	13.3	13.3	13.3	
			神鋼神戸発電1号	67(注1)	65.9	65.9	65.9	
神鋼神戸発電2号			67(注1)	65.9	65.9	65.9		
西島			15(注1)	14.0	14.0	14.0		
船町			14(注1)	14.0	13.6	13.6		
1号、2号、3号			30.6(注1)	14.5	14.5	14.5		
麻里布			13(注1)	13.2	13.2	13.2		
自家発電	(株)神戸製鋼所	神鋼加古川	6(注1)	5.4	5.5	5.5		
			—	55.3	89.1	89.1		
	小計		452	339	451	451		
	合計		2149	1754	1923	1923		

電源	種別等	発電所	出力(万kW)	2011年夏実績	2011年夏 並み需要 (2,784万kW)	2010年夏季 並み需要 (3,095万kW)	過去5年平均 (3,023万kW)	
水力	(1)自社							
	一般 (自流式)	天ヶ瀬	1~2号機	9.2	173.5	150.3	150.3	150.3
		宇治	1~5号機	3.3				
		大滝	1号機	1.1				
		長殿	1~3号機	1.5				
		川原瀬川	1~2号機	1.1				
		岩倉	1~2号機	1.1				
		美山	1~2号機	1.1				
		殿山	1号機	1.5				
		新高津尾	1号機	1.5				
		矢田川	1号機	1.1				
		寝覚	1~2号機	3.5				
		桃山	1~2号機	2.6				
		須原	1~2号機	1.1				
		木曾	1号機	11.6				
		大桑	1~3号機	1.3				
		続書	1~4号機	11.7				
		陵母	1~4号機	1.6				
		山口	1号機	4.2				
		落合	1~2号機	1.5				
		新落合	1号機	1.9				
		伊奈川	1号機	4.1				
		伊奈川第二	1号機	2.2				
		御岳	1~3号機	6.9				
		常盤	1~2号機	1.5				
		大井	1~4号機	5.2				
		笠置	1~3号機	4.2				
		新丸山	1号機	6.3				
		丸山	1~2号機	12.5				
		兼山	1~3号機	3.9				
		今渡	1~4号機	2.0				
		新大井	1号機	3.2				
		美濃川合	1号機	2.3				
		新瀬河原	1号機	4.1				
		愛本	1~2号機	3.1				
		黒部川第二	1~3号機	7.2				
		新黒部川第二	1~2号機	7.4				
		新黒部川第三	1~2号機	10.7				
		黒部川第三	1~3号機	8.1				
		音沢	1号機	12.4				
		宇奈月	1号機	2.0				
		平瀬	1~3号機	1.1				
		鳩谷	1号機	4.0				
		椿原	1号機	3.9				
		成出	1~2号機	3.5				
		小原	1~3号機	4.6				
	新椿原	1号機	6.3					
新成出	1号機	5.8						
赤尾	1号機	3.3						
新小原	1号機	4.5						
境川	1号機	2.4						
荒谷	1号機	1.1						
小牧	1~4号機	8.6						
雄神	1号機	1.4						
利賀川第一	1号機	1.5						
利賀川第二	1号機	3.2						
祖山	1~3号機	5.4						
新祖山	1号機	6.8						
大牧	1~2号機	1.6						
市荒川	1~2号機	4.7						
角川	1~2号機	2.3						
打保	1号機	2.5						
盤寺	1~2号機	5.1						
万波	1号機	1.2						
	その他(1万kW未満計)		19.1					
	一般 (貯水池 式)	三浦・滝越	1号機、1~2号機	3.7	3.2	3.4	3.4	
		三尾	1号機	3.6	3.4	3.4	3.4	
		黒部川第四	1~4号機	33.5	31.8	32.8	32.8	
		下小島	1号機	14.2	13.1	13.4	13.4	
		小計		331	225	203	203	
	(2)他社							
	卸電気	電源開発	尾上郷	2.0	2.0	2.0	2.0	
			御母衣第二	5.9	5.8	5.9	5.9	
			御母衣	21.5	19.9	19.7	19.7	
			七色	4.1	4.0	4.1	4.1	
			小森	1.5	1.4	1.5	1.5	
			十津川第一	7.5	7.3	7.5	7.5	
			十津川第二	5.8	5.5	5.8	5.8	
			西百野第一	3.3	1.2	3.3	3.3	
	公営	京都府	西百野第二	1.3	0.4	0.6	0.6	
			公営大野	1.1	0.3	0.3	0.3	
		小計		54	48	51	51	
		合計		385	273	254	254	

電源	種別等	発電所	出力(万kW)	2011年夏実績	2011年夏 並み需要 (2,784万kW)	2010年夏季 並み需要 (3,095万kW)	過去5年平均 (3,023万kW)	
揚水	①自社							
	喜撰山	1号機	23.3	15.0	10.8	7.1	7.7	
		2号機	23.3	15.0	10.8	7.1	7.7	
	奥多々良木	1号機	30.3	28.4	19.5	12.9	13.8	
		2号機	30.3	28.4	19.5	12.9	13.8	
		3号機	30.3	28.4	19.5	12.9	13.8	
		4号機	30.3	28.4	19.5	12.9	13.8	
		5号機	36.0	33.9	23.1	15.2	16.4	
		6号機	36.0	33.9	23.1	15.2	16.4	
	奥吉野	1号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
		2号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
		3号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
		4号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
		5号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
		6号機	20.1	20.0	13.7	9.1	9.7	
	大河内	1号機	32.0	29.0	21.0	13.8	14.8	
		2号機	32.0	29.1	21.0	13.8	14.9	
		3号機	32.0	29.0	21.0	13.8	14.8	
		4号機	32.0	29.1	21.0	13.8	14.9	
	小計			488	448	312	206	221
	②他社							
卸電気	電源開発	池原	35(注1)	17.5	16.4	16.4	16.4	
小計			18	18	16	16	16	
合計			506	465	328	222	237	
地熱等	①自社							
	太陽光	堺太陽光	1.0	0.0	0.2	0.2	0.2	
	小計			1	0	0	0	
	②他社							
	太陽光		4.5		4.5	4.5	4.5	
小計			5		5	5		
合計			6	0	5	5	5	
融通等	融通、その他		応援融通					
			(中部電力)			70.0	70.0	70.0
			(北陸電力)		0.5	3.0	3.0	3.0
			(中国電力)		71.9	37.0	37.0	37.0
			(四国電力)		34.0			
			その他		11.2	11.4	11.4	11.4
小計				118	121	121	121	
合計			4079	2947	2631	2525	2540	

(注1)当該発電所の設備容量合計値。関西電力は、発電電力の一部を購入している。

## 10. 原発停止による燃料費の増加について(試算)

関西電力	22年度実績	23年度推計	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約2.3兆円	約2.8兆円	約3.1兆円±α	約3.2兆円±α
燃料費	約0.4兆円	約0.7兆円	約1.0兆円±α	約1.1兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+0.4兆円	+0.7兆円	+0.8兆円
		内訳 LNG 11円×289億kWh 石油 16円×58億kWh 原子力▲1円×347億kWh	内訳 LNG 11円×417億kWh 石油 16円×178億kWh 原子力▲1円×595億kWh	内訳 LNG 13.2円×417億kWh 石油 19.2円×178億kWh 原子力▲1円×595億kWh
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約13%	約22%	約26%
原子力利用率	78.2%	38%		0%
積立金(原価・別途)残高(年度末)	7,270億円	約4,600億円	—	—

電力9社計	22年度実績	23年度推計	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約14.6兆円	約16.7兆円	約17.4兆円±α	約18.1兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.6兆円	約6.3兆円±α	約7.0兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+2.4兆円	+3.1兆円	+3.8兆円
		内訳 LNG 11円×1,600億kWh 石油 16円×500億kWh 原子力▲1円×2,100億kWh	内訳 LNG 11円×1,922億kWh 石油 16円×823億kWh 原子力▲1円×2,745億kWh	内訳 LNG 13.2円×1,922億kWh 石油 19.2円×823億kWh 原子力▲1円×2,745億kWh
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約14%	約18%	約21%
原子力利用率	66.8%	25%		0.2%

※油価及び為替については、22年度が1バレル=84ドル、86円/ドル、23年度推計及び24年度の横ばいケースは1バレル=109ドル、81円/ドル、24年度の焚き増し燃料の比率はLNG:石油=7:3として試算(昨年11月のエネルギー・環境会議と同じ)。油価上昇ケースでは、燃料単価が2割上昇すると仮定して試算。  
 ※積立金(原価変動調整積立金と別途積立金)の23年度末残高(推計)は、22年度末残高から23年度損失見込額を差し引いて算出。