

発 室 発 第 45 号  
2021 年 7 月 2 日

原子力規制庁原子力規制部  
東京電力福島第一原子力発電所事故対策室長  
竹 内 淳 殿

東京都台東区上野五丁目2番1号  
日本原子力発電株式会社  
取締役社長 村 松 衛

「『東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ』  
(2021年3月5日)に関する見解等について(依頼)」に対する回答に係る  
対応について(回答)

令和3年6月18日付「『東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ』(2021年3月5日)に関する見解等について(依頼)」に対する回答に係る対応について(依頼)(原規規発第2106182号)をもって依頼のありました当社への見解等に対する具体的な根拠や理由の聴取について、別紙のとおり回答いたします。

別 紙  
中間取りまとめに関する見解等の回答

以 上

中間とりまとめに関する見解等の回答

『東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ』(2021年3月5日)に関する見解等について(依頼)に対する回答 に係る対応について(依頼)[令和3年6月18日]に対する回答				【参考】 「東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ」 (2021年3月5日)に関する見解等について(回答)[令和3年5月10日]			
番号	聴取事項	回答	備考	番号	事項	回答項目 ※1	回答内容、理由
(1)-2③ 関係	(ア)原子炉格納容器(以下「PCV」という。)破損防止対策の意義や役割として、提示された回答に至った根拠を示すこと。 (イ)PCVの過圧の要因として、水蒸気だけではなく非凝縮性ガスの存在を考慮すべきではないか。 (ウ)PCV破損防止対策は、どのような目的で実施することが適切であるか。	(ア)重大事故等(以下「SA」という。)対策の検討に当たっては、考慮すべきPCV破損モードを網羅的に整理した上で、それらを防止するために必要な対策を検討していることから、各種のPCV破損防止対策の意義・役割を明確化した上で対策の整備を行っている。 (イ)SA対策の有効性評価においては、水蒸気だけでなく、想定し得る非凝縮性ガスの存在を考慮している。具体的には、水-Zr反応による水素発生やPCV内アルミ・亜鉛の酸化による水素発生、水の放射線分解による水素・酸素発生といった非凝縮性ガスの影響を考慮している。 (ウ)PCV破損防止対策は、事故状況(PCV圧力・温度等の挙動や原子炉圧力容器破損の徴候等)を把握し、事前の評価に依らず必要な時に必要な対応を行うことを目的として、監視計器やPCV破損を防止・緩和するための設備及び手順を整備することが適切であるか。		(1)-2	このことを踏まえると、事象進展に応じたPCV破損防止対策の意義や役割を検討する必要がある。	③	AM整備時は、PCVからの除熱機能をさらに向上させるものとして、過圧破損防止に係るAM策を抽出していた。 重大事故等(以下「SA」という。)対策の有効性評価に係るシーケンス選定においては、耐圧強化ベント系をはじめとしたAM策を考慮しないPRA結果に基づき、事故シーケンスの選定及び必要な対策の検討を行っている。 その上で、事象進展に応じて各種のPCV破損防止対策に期待される役割等を明確にした上で容量・耐性その他の設計を行い、それらを使用する判断基準についても、過圧/過温破損防止や水素燃焼防止といった目的ごとに明確に手順化することで、確実かつ効果的に機能を発揮できるよう配慮している。
(2)及び(3) 関係	(ア)「発電用軽水型原子炉施設におけるシビアアクシデント対策としてのアクシデントマネージメントについて」(平成4年5月、原子力安全委員会決定)を踏まえて、発電用原子炉設置者が自主的な保安措置として当時整備したアクシデントマネージメント対策(以下「AM対策」という。)について、以下の事項を回答すること。 i. アクシデントは、どのような考え方により想定されていたのか。 ii. アクシデントの想定に対して、どのような対策(設計、施工及び運用)を講じる方針としたのか。(想定したアクシデントごとに示すこと) iii. アクシデントの想定に対する対策方針を踏まえて、具体的にどのような対策を講じたのか。(対策方針ごとに示すこと) iv. アクシデントの想定に対する対策は、どのような機能、効果を期待していたのか。(対策ごとに示すこと)	AM策の整備においては、当時のシビアアクシデントに係る知見やPRAの知見に基づき、プラントの安全性を効果的に向上させるために考慮すべき事故事象(アクシデント)や対策機能を整理し、具体的な対策の検討及び整備を実施した。 それらの内容について添付①に示す。	添付① AM策整備当時のシビアアクシデントに係る知見及びPRAの知見に基づくプラントの安全性を効果的に向上させるために考慮すべき事故事象及び対策機能等の整理				
(2)-1③ 関係	(ア)耐圧強化ベントラインと非常用ガス処理系(以下「SGTS」という。)配管との関係と同様の関係にあった系統は、他にどのようなものが存在していたのか。	耐圧強化ベント系は、上流側(PCVからの取出し側)において換気空調系及び原子炉建屋ガス処理系との接続があるが、これらの系統への隔離弁はフェイルクローズ設計となっている。 その他、AM整備時において上位クラスの系統の改造や接続を行ったものとして、代替制御棒挿入(ARI)用の電磁弁等の新設、ペDESTAL注水ラインの新設、高圧炉心スプレイ系非常用480V母線からの融通回路の新設があるが、いずれも隔離弁や遮断器で分離するまでの範囲は上位クラスと同等の設計とする配慮を行っていた。		(2)-1	「発電用軽水型原子炉施設におけるシビアアクシデント対策としてのアクシデントマネージメントについて」(平成4年5月、原子力安全委員会決定)を踏まえて、発電用原子炉設置者が自主的な保安措置として当時整備したアクシデントマネージメント対策(以下「AM対策」という。)の1つである耐圧強化ベントラインが重要安全施設である非常用ガス処理系(以下「SGTS」という。)配管へ接続されていたことにより、自号機のSGTS及び原子炉建屋内へのベントガス(核分裂生成物、水素等)の逆流、汚染及び水素流入による原子炉建屋の破損リスクの拡大を招いている。	③	東海第二発電所における耐圧強化ベント系の系統構成は、1Fと同様に、SGTS配管へ接続されており、SGTS側を隔離する弁(SGTSフィルタ出口側の隔離弁)はフェイルオープン設計である。 (工学的安全施設設計としてフェイルセーフにするという考え方に基づいたものであるが、耐圧強化ベント系を使用する場合の逆流を想定し、全交流電源喪失(以下「SBO」という。)時でも当該隔離弁を閉止維持できるよう弁駆動用窒素ポンペを配備していた。ただし、直流電源の喪失状態が生じた場合には、1Fと同様に隔離機能が喪失していたことが考えられる。 1F事故時の教訓を踏まえ、新設のPCVベント設備の排出流路については原則として他系統との接続は行わない等の設計上の配慮を行う。また、東海第二発電所の耐圧強化ベント系については、炉心損傷前のみ使用する運用とする。
(3)-1③ 関係	(ア)ベントガスを排気筒底部から排気筒内に排出する設計とすることは、BWR各社での共通認識であったか。	耐圧強化ベント系の排出方法について、SGTS配管に合流させ排気筒へ導く設計についてはBWR各社での共通認識であったが、その後流の排出方法(排気筒頂部/底部)についての共通認識の記録は確認できなかった。 耐圧強化ベント系は、既存のSGTSを活用することを基本とし、低圧設計部(ファン・フィルタ等)にバイパス配管を設ける思想であったため、元々のSGTS排気配管と排気筒の接続関係がプラント毎に異なっていたものと考えられる。		(3)-1	1号機におけるベントは、AM対策により、ベントガスがSGTS配管の一部を経由して排気筒から排出される設計、施工及び運用がされていた。	③	東海第二発電所の耐圧強化ベント系の排気配管は、1Fと同様に、SGTSの排気配管に合流する設計となっている。ただし、排気筒の外側面に沿って排気筒頂部まで独立して設置されている点は異なる。 なお、本設計は耐圧強化ベント系の設置以前からのものであり、AM整備時に変更したものではない。
(3)-2① 関係	(ア)福島第一原子力発電所(以下「1F」という。)のベントガスの挙動には、どのような特徴があったか。	排気筒はSGTS配管よりもかなり大口径となっていることから、ベントガスは、排気筒内へ流入した際に流速を失い、エアロゾル等のFPが排気筒頂部まで到達せず内部に滞留したものと考察している。 なお、耐圧強化ベント系とSGTSの合流部については、当時よりベントガス流入の可能性を考慮し、SGTS側を隔離する弁に対して専用の弁閉止用ポンペを配備していた。		(3)-2	1/2号機共用排気筒内部では、排気筒頂部までの排気配管がなく、排気筒内にベントガスが滞留したが、排気筒下部の高い汚染の原因となった。	①	無 中間取りまとめに記載のとおりであると考えられ、異なる見解はない。

『東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ』(2021年3月5日)に関する見解等について(依頼)」に対する回答に係る対応について(依頼)[令和3年6月18日]に対する回答				【参考】 「東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ」(2021年3月5日)に関する見解等について(回答)[令和3年5月10日]			
番号	聴取事項	回答	備考	番号	事項	回答項目※1	回答内容、理由
(3)-4③ 関係	(ア)貴社の現在の排気系統では、ベントガスはどのように挙動すると考えるか(最も滞留する可能性がある箇所はどこか、など)。	格納容器圧力逃がし装置の排気系統では、ベントガスの滞留が生じないよう設計上の配慮を行っている。 具体的には、PCVからフィルタ装置までを連続下り勾配、フィルタ装置以降を連続上り勾配にするとともに、水素が滞留する可能性がある上向きの枝管が存在する場合は、必要に応じ主排気ラインへの還流配管を設置することにより、水素滞留を防止する計画としている。 また、系統内は窒素により不活性化させた状態で待機するとともに、ベント実施後もPCV内やベント系統内へ窒素置換することで、水素の滞留・燃焼を防止する。		(3)-4	また、現行の原子炉施設の排気系統におけるベントガスの挙動の考え方について確認する必要がある。	③	(3)-3③のとおり、耐圧強化ベント系は水素の滞留が生じる可能性が否定できない設計であったことを踏まえ、(3)-2③や(3)-3③に記載のとおり、PCVベント設備については排出されるベントガスの性質・挙動に配慮した設計及び運用を行う。 また、ベント実施後は窒素置換により水素ガスの残留を防止するとともに、配管等に付着した放射性物質を考慮して遮へいや線量評価を行うといった、ベントガスの特徴に配慮した対策とする。 今後もベントガスの性質・挙動について新たな知見が得られた場合には、事故対策や手順への反映を検討していく。
(4)-2② 関係	(ア)具体的にどのような調査・検討が必要と考えるか。	事故時に真空破壊弁が故障した場合のPCV圧力挙動といった事故進展への影響を解析等により確認するとともに、PRAへ取り入れた場合の影響確認を行うことを検討している。		(4)-2	このため、当該経路を従来の重大事故等(以下「SA」という。)時における漏れ経路に追加する必要がある。	②	要 事故時における真空破壊弁の故障を想定した場合の影響については、事故時のプラント挙動を把握しておく上で考慮すべき事項であると考えられるため、継続的に調査・検討が必要である。(自社/他の電力会社)
(4)-2③ 関係	(ア)真空破壊弁の故障により、ドライウェル中の気体がスクラビングを経由しないで放出される経路が生じた場合、具体的にプラント挙動や事象進展にどのような影響があるか。	ドライウェルからのガスがサブプレッション・プールを経由しないことにより、PCVの圧力抑制能力やFP除去能力の低下が生じる可能性があると考えられる。 また、PCVベント時においては、サブプレッション・チェンバ側からベントを実施した場合でもドライウェルのガスがスクラビングされないため、放射性物質の放出量が大きくなることが考えられる。				③	(4)-1③に記載のとおり、真空破壊弁の信頼性確保対策を継続的に実施する。 一方で、福島第二原子力発電所1号機において、真空破壊弁の損傷が確認された事例も踏まえ、真空破壊弁の開固着等が生じた場合の影響についても、東海第二発電所のPRAモデル高度化の一環として検討を行っている。 なお、東海第二発電所のPCV破損防止対策の有効性評価においては、サブプレッション・プールでのスクラビング効果(放射性物質の捕集効果)を考慮せずベントガスを放出する場合の評価として、ドライウェルからのベントを想定した場合の評価を実施しており、その場合でも放射性物質の放出抑制効果が得られることを確認している。
(5)-1② 関係	(ア)更なる調査・検討として、具体的にどのような調査・検討が必要と考えるか。	1Fにおける建屋内の構造物や機器の構造・強度等のデータと水素燃焼による損傷状況をより詳細に調査し、水素燃焼評価や構造応答評価により実際の状態と比較することで、水素燃焼発生時の状況に対する考察が深まると考えられる。		(5)-1	水素爆発時の映像及び損傷状況を踏まえると、原子炉建屋の破損の主要因は、原子炉建屋内に滞留した水素の爆燃(水素濃度8%程度)によって生じた圧力による可能性が高い。	②	要 1Fにおける水素燃焼発生時の着火位置や燃焼条件については未だ不明確な部分が多く、継続的に調査・検討が必要と考える。(原子力規制庁の調査に協力)
(5)-1③ 関係	(ア)オペレーションフロア以外のフロア(下階)の水素滞留対策をとるべきではないか。 (イ)滞留する水素の濃度が均一でない場合の対策をとるべきではないか。	(ア)東海第二発電所では、SGTSの機能により建屋全体の水素滞留及び濃度上昇の防止が可能である。また、SGTSが使用できない場合でも、大物搬入口ハッチ等の開口部によりフロア間の通気性を維持し、各フロアにガスが滞留せずPARが有効に機能することを評価により確認している(添付②)。さらに、5階面にも原子炉建屋外側ブローアウトパネルが設置されており、水素濃度上昇時には開放により排出が可能である。 (イ)滞留する水素の濃度が均一とならない要因としては、機器ハッチ付近といった局所に水素が滞留することが考えられる。そのような箇所には水素濃度計を設置しており、水素濃度が2vol%以上となった場合にはPCVベントによりPCVからの水素漏れを抑制するとともに、それでもなお水素濃度が上昇する場合には原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放により水素を排出することとしている。 その上で、水素挙動に関しては継続的に知見を収集するとともに、新たな知見が得られる都度、対策への反映等を検討していく。	添付② 東海第二発電所 重大事故等対処設備について(補足説明資料)【抜粋】 <平成30年9月18日>			③	1F事故以前においては、炉心損傷及びPCV破損を防止することを主眼にAM整備を行っていた。 1F事故における教訓等を踏まえ、SA時に想定される水素の発生・漏れ量を保守的に想定した上で、必要な容量を有する水素濃度低減設備をPCV内又は原子炉建屋内に設置する。また、原子炉建屋内のPCVからの漏れが想定される箇所に水素濃度計を設置するとともに、想定を上回る水素濃度の上昇が生じた場合でも、水素濃度が可燃領域に至る前に水素を排出するための設備及び手順を整備する。 上記の検討においては、トップヘッドフランジや機器ハッチといった水素の漏れ可能性のある各所について、漏れ量を保守的に設定した上で対策の有効性を確認している。
(5)-2② 関係	(ア)水素以外の可燃性ガスの発生源(可能性)に関する調査にも協力可能と理解してよいか。 (イ)可燃性ガスの発生源として原子炉圧力容器下部の制御棒駆動機構のケーブル等が考えられるが、ケーブルの量、塗装の種類等を踏まえて、炉内の温度上昇により、どのような可燃性ガスが生じると考えるか。	(ア)1Fにおける可燃性ガスの影響については引き続き知見の整理・検討が必要と考えており、可燃性ガスの発生源となり得るもの(ケーブル・塗装等の種類・場所・量)に係る情報提供等の協力が可能である。 (イ)溶融炉心の高温影響等により、ケーブル材料から可燃性ガスが生じる可能性はあると考えられるが、発生するガスの種類や量等の詳細な知見は現状では有していない。		(5)-2	また、3号機の水素爆発で生じている火炎や爆煙については水素以外の可燃性ガスが寄与している可能性が高い。	②	要 1F3号機における水素以外の可燃性ガスについては、その発生メカニズムや発生源(有機化合物等の種類・場所・量)について継続的に調査・検討する必要があると考える。(原子力規制庁の調査に協力)
(6)-1② 関係	(ア)中間取りまとめ別添15に示す検討内容を踏まえて、以下の協力は可能か。 i. 主蒸気逃がし安全弁(以下「SRV」という。)に関する設計情報(設計図書、施工図面等)の共有 ii. SRVに関する作動原理(作動ロジック等)の共有 iii. SRVの作動に関する実証実験の実施 (イ)上記以外に協力可能な内容はありますか。ある場合は、どのような協力が可能か。	(ア)「i SRVに関する設計情報(設計図書、施工図面等)」及び「ii SRVに関する作動原理(作動ロジック等)」について、共有が可能である。「iii SRVの作動に関する実証実験の実施」についても協力可能であるが、詳細な協力内容については今後の調整が必要と考えている。 (イ)SRVについては、過去の電力共同研究において想定されるSA環境下における動作確認試験を実施しており、この内容の開示が可能と考える(他電力・メーカーとの合意調整が必要)。		(6)-1	主蒸気逃がし安全弁(以下「SRV」という。)の逃がし弁機能の不安定動作(中途開閉状態の継続と開信号解除の不成立)が生じた原因が不明である。	②	要 1Fにおける駆動源喪失時のSRVの挙動の詳細については未解明の部分があり、更なる調査・検討が必要と考えられる。(原子力規制庁の調査に協力)
(6)-1③ 関係	(ア)「SRVから冷却材流出が継続する状態」とはどのようなプラント状態と分析しているのか。	1FにおいてSRVの不安定動作が生じていた際は、原子炉への注水がない状態で、炉内の冷却材が蒸気となりSRVを経由してサブプレッション・チェンバへ流出し続けていた状態と考えている。				③	1F事故以前においては、電源や圧縮空気を喪失した場合のSRVの不安定動作について検討の実績はなかった。 一方で、不安定動作が生じない場合でも、SRVから冷却材流出が継続する状態であったことには変わりなく、1F事故における事象進展においては、大きな影響はなかったものとする。 SRVや加圧器逃がし弁による原子炉減圧機能は事故対応において非常に重要であり、確実に機能を維持する方策として、電源や窒素供給設備の強化を行うとともに浸水防護等によりこれらの機能の喪失を防止する。また、東海第二発電所では、炉心損傷が進展し高温ガスがSRVに流入する場合の環境緩和策としてPCVスプレイを実施する手順を整備するとともに、SRVの高温耐性試験を踏まえSA環境下における健全性を確認している。

『東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ』(2021年3月5日)に関する見解等について(依頼)」に対する回答に係る対応について(依頼)[令和3年6月18日]に対する回答				【参考】 「東京電力福島第一原子力発電所事故の調査・分析に係る中間取りまとめ」(2021年3月5日)に関する見解等について(回答)[令和3年5月10日]			
番号	聴取事項	回答	備考	番号	事項	回答項目※1	回答内容、理由
(6)-2② 関係	(ア)電源喪失時の機器挙動の把握について、具体的にどのような調査・検討が必要と考えるか。	SBO時等の機器の駆動源喪失時には、1FのSRV挙動に見られたように、バッテリー電圧や駆動窒素圧、駆動蒸気圧等の低下度合い、また原子炉圧力といったプラント状態との兼ね合いによって、機器の動作状態が不安定に変動する可能性が考えられる。これらを踏まえてどのような状態が起こり得るのかを整理・検討することが有用であると考えられる。		(6)-2	このことを踏まえると、全交流動力電源喪失(以下「SBO」という。)条件下でのSRVの逃がし弁機能の挙動、計装用圧縮空気系の隔離による影響(窒素圧の低下等)及び不安定動作が確認されたSRV以外の機器における不安定動作の可能性について、網羅的に把握する必要がある。	②	要 SRVやその他機器について電源や圧縮空気等の駆動源を喪失した際の挙動を網羅的に把握しておくことは、今後の事故対策の検討に活用できる可能性があることから、更なる調査・検討が必要と考えられる。(自社/他の電力会社)
(6)-2③ 関係	(ア)1FのSRVの逃がし弁機能で不安定動作が生じたことを踏まえて、全交流動力電源喪失条件下では貴社のSRVにどのような不安定動作が生じると考えるか。 (イ)不安定動作が生じる可能性がある機器として、SRV以外にどのような機器があるか。	(ア)SBO条件下においてもSRVの機能が維持されるよう、専用の窒素供給設備を配備する等の対策強化を行う。その上で、それらの機能についても喪失した場合には、東海第二発電所のSRVも1Fと同様の不安定動作が生じる可能性があると考ええる。 (イ)SBO条件下において継続的に動作を行う機器として、SRVの他には原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系がある。これらの機器は駆動タービンへの蒸気供給量を制御しポンプの運転状態を制御するが、この機能が電源喪失等により失われた場合には、原子炉の圧力や蒸気発生量に応じて動作が不安定となる可能性がある。 なお、上記以外の網羅的な要因(信号系の故障等)による機器の不安定動作については、発生の可能性及び影響について今後の整理・検討課題であると考えている。				③	SA対策の有効性評価においては、SBO状態についても考慮した上でプラントの挙動や対策の有効性を確認している。また、(6)-1③に記載のような対策を確実に実施することで、SRVやその他機器の機能維持に万全を期す。その上で、電源及び圧縮空気といった駆動源を喪失した場合の機器の挙動についても、1F事故時の知見やその他新たな知見を入手する都度、事故対策や手順への反映を検討していく。
(7)-1① 関係	(ア)SRVの安全弁機能の作動開始圧力の低下要因として、他にどのような要因が考えられるか。	SRVの安全弁機能はバネによる単純な機械的機構であり、高温によるバネ力の低下が作動開始圧力の低下要因と考えている。		(7)-1	SRVの安全弁機能の作動開始圧力が低下していたなど、SA条件下では様々な機器が設計基準事故条件下とは異なる挙動をしている。	①	無 SA環境下においては機器の挙動が変化するものと考えられ、異なる見解はない。
(7)-2① 関係	(ア)SA時の機器の挙動に関する知見は、誰がどのように集積すべきと考えるか。	SA時に機能に期待する機器やプラント挙動に影響を与える機器については、SA対策の設計検討や評価の中で想定されるSA環境下での健全性を確認している。一方で、想定を超えるような条件下における機器挙動等の知見についても、1F事故分析結果等をもとに事業者・メーカー・研究機関等にて継続的に知見の収集及び検討を行うべきものとする。		(7)-2	このため、SA時の機器の挙動に関する知見を集積する必要がある。	①	無 中間取りまとめに記載のとおりであると考えられ、異なる見解はない。
(7)-2② 関係	(ア)SA時の機器の実力値(作動回数の限界値等)を把握すべきではないか。	SA時に機能に期待する機器やプラント挙動に影響を与える機器については、SA対策の設計検討や評価の中で想定されるSA環境下での健全性を確認している。 想定を超える環境条件下での機器の実耐力や駆動源を喪失した場合の作動回数等については、事故対策の検討といった安全性向上活動において有用な知見となると思われ、継続的な調査・検討が必要と考える。				②	要 設計上の想定を超えるような環境条件下における機器の挙動等を把握・整理しておくことは、今後の事故対策の検討といった安全性向上活動において有用な知見となると思われるため、継続的な調査・検討が必要と考える。(自社/他の電力会社)
(9)-1① 関係	(ア)成功した2回以外のベント操作ではベントに成功しなかった要因として、どのようなことが考えられるか。 (イ)成功した2回以外にベント成功と判断できるベント操作はあるか。	(ア)当時の現場状況の詳細は不明であるが、ベントラインの系統構成に用いていた弁開放用のコンプレッサ圧力やバッテリー電圧の不足、それらの接続状況の不安定さにより、ベント操作が成立しなかった可能性が考えられる。 (イ)ベント操作によるPCV圧力の低下が成立しているものは、成功と判断されている2回のみと考えられる。		(9)-1	3号機のベント成功回数は2回である。	①	無 中間取りまとめに記載のとおりであると考えられ、異なる見解はない。
(9)-2① 関係	(ア)40時間に渡り原子炉建屋内に水素が滞留した要因として、どのようなことが考えられるか。	原子炉建屋は、管理区域境界としての機能も担っているなど、ある程度の気密性を有している。1F事故時のようなSBO状態においては、建屋内の対流がほとんどなかったものと想定される。特に4号機は全燃料取出し状態であり有意な熱源もなかったために、水素がほぼ静的に緩慢に蓄積したことで長時間の滞留が生じたものと推察される。		(9)-2	3号機のベント時にSGTS配管を通じて4号機原子炉建屋内に水素が流入、その後、40時間に渡り同建屋内に水素が滞留し、爆発に至った。	①	無 中間取りまとめに記載のとおりであると考えられ、異なる見解はない。
(9)-3③ 関係	(ア)建屋内の水素滞留について様々な対策を実施していることは承知したが、対策を実施しても、なお、建屋内に水素滞留が生じると仮定した場合、どのような対策が必要であると考えられるか。 (イ)想定を超える水素濃度とは具体的にどの程度を指すか。	(ア)原子炉建屋の水素燃焼防止対策としては、SGTSによるガス排出やPARIによる水素濃度抑制の有効性を評価している。 それでもなお水素滞留が生じ水素濃度が2vol%以上となった場合には、PCVベントによりPCVからの水素漏えいを抑制するとともに、さらに水素濃度が上昇を継続する場合には、原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放により水素を排出することとしている。 原子炉建屋外側ブローアウトパネルは原子炉建屋に複数設置されており、1枚当たりの開口面積が15m <sup>2</sup> 程度あることから、1枚の開放でも十分に水素排出が可能である(添付③)。 (イ)原子炉建屋の水素燃焼防止対策は、水素濃度を可燃限界に到達させないことを前提として対策を講じるとともに性能を確認している。「水素濃度が想定を超えて上昇する場合」は、水素対策の性能評価結果を超えて水素濃度が上昇し、上記(ア)の対策も功を奏さず、可燃限界(4vol%)に近接・超過するような状況を想定している。	添付③ 東海第二発電所「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合状況について(審査会合における指摘事項の回答)【抜粋】 <平成29年10月31日>	(9)-3	同建屋内に水素が滞留していた間には、同建屋周辺で作業員による復旧作業が実施されていたことを踏まえると、水素が滞留した原子炉建屋等における重大事故等対策や復旧作業等の安全確保に関して検討する必要がある。	③	(5)-1③に記載のとおり、原子炉建屋における水素濃度の上昇及び水素燃焼の発生が生じないように、種々の対策を実施する。その上でなお原子炉建屋の水素濃度が想定を超えて上昇する場合の運用(周辺作業の禁止等)について、検討を行う。

※1:回答凡例

- ①異なる見解の有無及びその理由
- ②更なる調査・検討の要否及びその理由 ※「要」とする場合は、具体的な調査・検討内容及びその実施主体(自社、他の電力会社、原子力規制庁の調査に協力、のいずれか)並びにそれらの理由
- ③自らの各発電用原子炉施設の設計、施工、運用等への反映に係る考え方
- ④その他の見解や意見

AM策整備当時のシビアアクシデントに係る知見及びPRAの知見に基づく  
プラントの安全性を効果的に向上させるために考慮すべき事故事象及び対策機能等の整理

	アクシデントの想定	対策方針	具体的な対策	期待していた機能、効果
1	原子炉スクラムに失敗し、原子炉出力を低下できずに原子炉やPCVの過圧が生じる事象	代替の反応度制御手段により、原子炉の出力を低下し未臨界にするとともにPCVの過圧を防止する。	再循環系ポンプトリップ(RPT)機能の整備	原子炉緊急停止系とは別の信号系により異常(原子炉圧力高、原子炉水位低)を検知し、再循環系ポンプを自動でトリップさせることにより、異常な過渡事象時に原子炉スクラムに失敗した場合でも、原子炉出力を抑制する。
			代替制御棒挿入(ARI)機能の整備(図-1)	原子炉緊急停止系とは別の信号系により異常(原子炉圧力高、原子炉水位低)を検知し、スクラム弁を開放し全制御棒を挿入することにより、異常な過渡事象時に原子炉スクラムに失敗した場合でも、原子炉を停止する。
2	原子炉への注水機能が喪失し、炉心損傷や原子炉圧力容器の破損に至る事象	代替の原子炉注水手段により、原子炉圧力容器内で炉心を冷却する。  原子炉が高圧で維持される過渡事象時に原子炉を自動減圧し、低圧ECCSによる注水を促進する。	代替注水設備(復水補給水系、消火系)による原子炉への注水対策の整備(図-2)	ECCS等が多重に故障した場合でも、代替注水設備による注水を行うことにより、原子炉圧力容器内で炉心を冷却する。
			過渡時自動減圧機能の整備	原子炉高圧状態で高圧注水機能が喪失した場合でも、原子炉水位低の信号発生後10分でSRVを自動開放することにより、低圧ECCSによる注水を開始し炉心を冷却する。
3	PCVへの注水機能が喪失し、温度上昇や溶融炉心の影響によりPCV破損に至る事象	代替のPCV注水手段により、PCV内雰囲気及び溶融炉心の冷却を行う。	代替注水設備(復水補給水系、消火系)によるPCVへの注水対策の整備(図-2)	格納容器スプレイ冷却系が機能喪失した場合でも、代替注水設備によるPCVスプレイやペDESTAL注水を行うことにより、PCV内雰囲気及び溶融炉心を冷却する。
4	PCVからの除熱機能が喪失し、圧力上昇によりPCV破損に至る事象	代替のPCV除熱手段や残留熱除去系の機能復旧により、PCVからの除熱を行う。	ドライウェル内ガス冷却装置を利用したPCV除熱対策の整備	PCV内からの除熱が十分でない場合に、PCVの過圧を防止し、あるいはPCVの過圧破損までの時間余裕を大きくする。
			残留熱除去系の故障機器の復旧手順の整備	PCVの過圧破損までの時間余裕の間に、残留熱除去系の故障箇所の同定及び復旧作業を行い、残留熱除去系によるPCV除熱機能の回復を行う。
			耐圧強化ベント系によるPCV除熱対策の整備(図-3)	PCV内からの除熱機能が喪失した場合でも、耐圧強化ベント系によりPCVから蒸気を放出し除熱することで、PCVの過圧破損を防止する。
5	常用電源・非常用電源の供給機能が喪失し、電源に依存するが従属的に機能喪失することにより、炉心損傷やPCV破損に至る事象	プラント内での電源融通や非常用電源設備の復旧により、電源供給能力の向上を行う。	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機からの他区分設備への電源融通対策の整備(図-4)	外部電源及び非常用ディーゼル発電機による電源供給機能が喪失した場合に、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機から非常用母線や直流母線へ電源融通することで、必要な機器に電源を供給する。
			非常用ディーゼル発電機の故障機器の復旧手順の整備	非常用ディーゼル発電機の故障箇所の同定及び復旧作業を行い、電源供給機能の回復を行う。



格納容器の外側に設けられた二重の格納容器隔離弁は、共に閉運用されている。

① 非常用ガス処理系  
 ② 不活性ガス系  
 — : 設備改造(追設)範囲  
 - - - : 系統間の境界

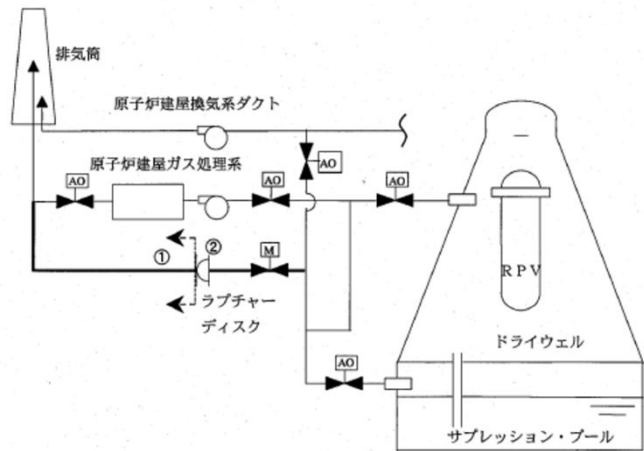
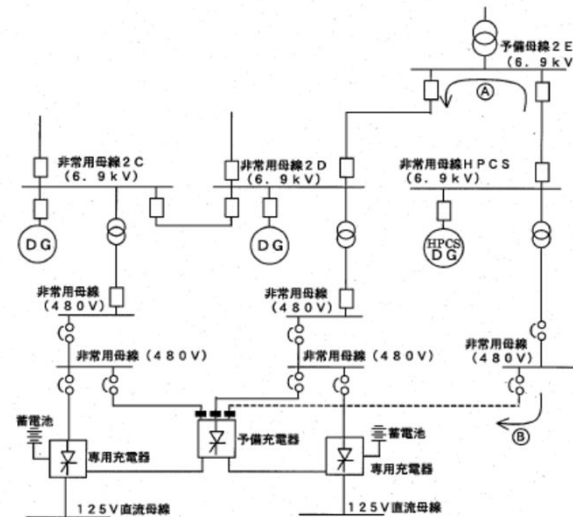
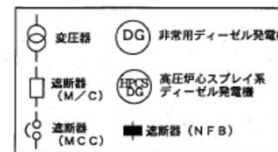


図-3 耐圧強化ベント系(概念図)

通常運転時は、遮断器に設けられたインターロックにより高圧炉心スプレー(HPCS)の6.9kV非常用母線と予備母線は接続できない。HPCSの480V非常用母線と予備充電器の間の遮断器は閉運用されている。また、予備充電器の交流入力電源NFBは、キーインターロックにより1系統のみの選択投入構成で分離されている。



① ルート: 高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機(HPCS DG)から6.9kVの交流電源を融通する。(直流電源が使用できる場合のみM/C操作可)  
 ② ルート: HPCS DGから予備充電器を介して直流電源を融通する。  
 - - - : 設備改造(追設)範囲

図-4 電源の融通(概念図)



整備したアクシデントマネジメント策

レベル1又はレベル2PSAに  
おける事象シーケンスのカテゴリ

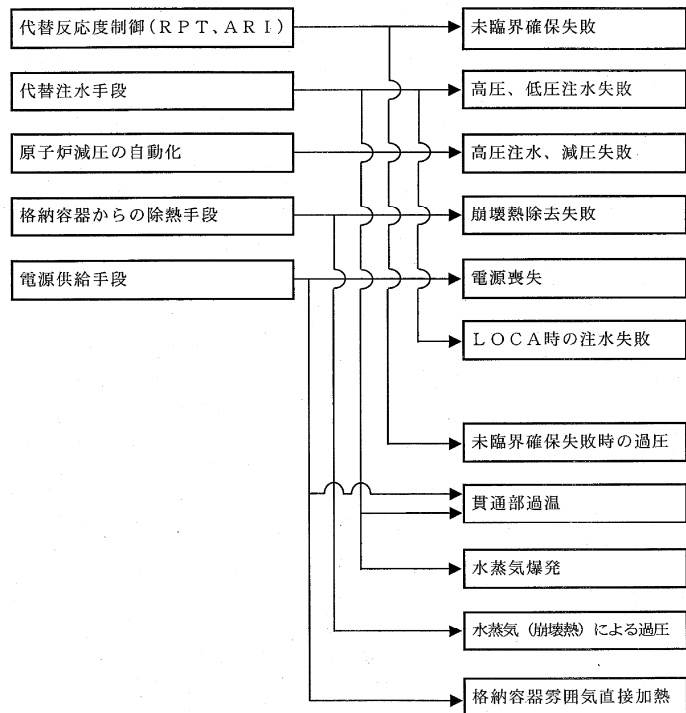


図-5 整備したAM策と事象シーケンスの関係



東海第二発電所 審査資料	
資料番号	SA 設-C-2 改 84
提出年月日	平成 30 年 9 月 18 日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対処設備について

(補足説明資料)

平成 30 年 9 月  
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

52条

- 52-1 SA設備基準適合性 一覧表
- 52-2 単線結線図
- 52-3 配置図
- 52-4 系統図
- 52-5 試験検査
- 52-6 容量設定根拠
- 52-7 接続図
- 52-8 保管場所図
- 52-9 アクセスルート図
- 52-10 計装設備の測定原理
- 52-11 水素及び酸素発生時の対応について
- 52-12 SAバウンダリ系統図（参考図）

53条

- 53-1 SA設備基準適合性 一覧表
- 53-2 単線結線図
- 53-3 配置図
- 53-4 系統図
- 53-5 試験検査
- 53-6 容量設定根拠
- 53-7 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備について
- 53-8 その他設備
- 53-9 SAバウンダリ系統図（参考図）

53-7 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備について

53-7-(i)

## 目 次

1. 基本方針	1
1.1 要求事項の整理	1
1.2 適合のための設計方針	2
2. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備	4
2.1 水素濃度制御設備	4
2.1.1 水素濃度制御設備の主要仕様	4
2.1.2 水素濃度制御設備の設計方針	7
2.1.3 水素濃度制御設備の設計仕様	10
2.1.4 原子炉建屋原子炉棟の水素挙動	23
2.2 原子炉建屋水素濃度	47
2.2.1 概 要	47
2.2.2 主要仕様	48
2.3 参考文献	55

## 別 紙

別紙1 PARの性能確認試験について	56
別紙2 反応阻害物質ファクタについて	74
別紙3 PARの動作監視について	79
別紙4 PAR周辺機器に対する悪影響防止	85
別紙5 局所エリアの漏えいガスの滞留	88
別紙6 格納容器頂部注水系について	98
別紙7 格納容器頂部注水系の効果を考慮した水素挙動について	103
別紙8 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟6階における水素挙動	105

別紙9	原子炉建屋水素濃度の適用性について……………	106
別紙10	P A R の性能維持管理について……………	110
別紙11	触媒基材（アルミナ）について……………	115
別紙12	原子炉建屋水素爆発防止対策……………	117

参考資料

参考1	原子炉建屋原子炉棟6階大物搬入口ハッチについて……………	121
参考2	原子炉建屋原子炉棟の水素挙動評価へのG O T H I Cコードの 適用性……………	123
参考3	原子炉建屋ガス処理系の健全性について……………	148

#### 2.1.4 原子炉建屋原子炉棟の水素挙動

P A R の効果について、G O T H I C コードによる解析により原子炉建屋原子炉棟の水素挙動を確認する。

また、東海第二発電所では炉心損傷を判断した場合、中央制御室での被ばく線量低減の観点から原子炉建屋ガス処理系（以下「F R V S / S G T S」という。）の効果に期待することとしており、より現実的な解析条件としてF R V S / S G T S が起動している場合の水素挙動を確認する。

解析条件を第 2.1.4-1 表から第 2.1.4-4 表に、原子炉建屋原子炉棟の解析モデルを第 2.1.4-1 図及び第 2.1.4-2 図に、解析モデルにおける原子炉建屋原子炉棟 6 階の P A R の配置を第 2.1.4-3 図に示す。

P A R を設置している 6 階においては、132 個のサブボリュームに分割し、設置位置に該当する各ボリュームに P A R を模擬したモデルを設定している。

大物搬入口及び各階段領域については、自然対流を模擬するため幾つかのサブボリュームに分割している。

第 2.1.4-1 表 P A R の解析条件

No.	項 目	説 明	入力値
1	P A R の性能 (NIS 製 PAR-22) (1) 水素処理容量 DR	$DR = A \cdot \left( \frac{C_{H_2}}{100} \right)^{1.907} \times \frac{P}{T} \times 3600 \times SF$ DR : 水素処理容量 (kg/h/基) A : 定数 <span style="border: 1px solid black; padding: 0 5px;"> </span> (m <sup>3</sup> /h) C <sub>H<sub>2</sub></sub> : 水素濃度 (vol%) P : 圧力 (10 <sup>5</sup> Pa) T : 温度 (K) SF : スケールファクタ	—
	(2) 反応阻害物質 ファクタ F <sub>inhibi</sub>	製造上の性能のばらつき、プラント通常運転中及び事故時の劣化余裕を考慮する。	0.5 (事故初期より一定)
	(3) 低酸素ファクタ F <sub>lowO<sub>2</sub></sub>	低酸素ファクタは、以下のとおりとする。ただし、1 以上の場合は全て 1 とし、0 未満の場合は全て 0 とする。  $F_{lowO_2} = 0.7421 \left( \frac{C_{O_2}}{C_{H_2}} \right)^3 - 0.6090 \left( \frac{C_{O_2}}{C_{H_2}} \right)^2 + 0.7046 \left( \frac{C_{O_2}}{C_{H_2}} \right) - 0.026$ C <sub>O<sub>2</sub></sub> : 酸素濃度 (vol%)	—
	(4) 起動水素濃度 C <sub>H<sub>2</sub>on</sub>	国内試験で起動が確認されている範囲に余裕を見た値	1.5vol%
	(5) 起動酸素濃度 C <sub>O<sub>2</sub>on</sub>	同上	2.5vol%
	(6) 起動遅れ	考慮しない。	—
2	P A R 基数	実際の設置基数	24 基
3	P A R 設置位置	第 2.1.4-3 図参照	—





第 2.1.4-2 表 マルチノードモデルの解析条件 (2/2)

No.	項目	入力値	備考
4	放熱条件 (1)内壁熱伝達率 (原子炉建屋燃料取替床一壁面)	凝縮熱伝達及び自然対流熱伝達を考慮	GOTHICコード内のモデルを使用 ・凝縮熱伝達モデル:DLM-FM ・自然対流熱伝達モデル:垂直平板(壁), 水平平板(天井)
	(2)壁厚さ(固定)	壁: <input type="text"/> mm 天井: <input type="text"/> mm	躯体図より算出
	(3)壁内熱伝導率(固定)	1.5W/m/K	コンクリートの物性
	(4)壁の比熱(固定)	1kJ/kg/K	同上
	(5)壁の密度(固定)	2,400kg/m <sup>3</sup>	同上
	(6)外壁熱伝達率 (壁面-外気)	6W/m <sup>2</sup> /K	建物内温度 200℃(流入気体温度), 外気温 40℃ における自然対流熱伝達率を使用
	(7)外気温(固定)	40℃	同上
	(8)放熱面積(固定)	東西壁:1,579.4m <sup>2</sup> 南北壁:1,475.2m <sup>2</sup> 天井:1,933.8m <sup>2</sup>	躯体図より算出

第 2.1.4-3 表 開口面積

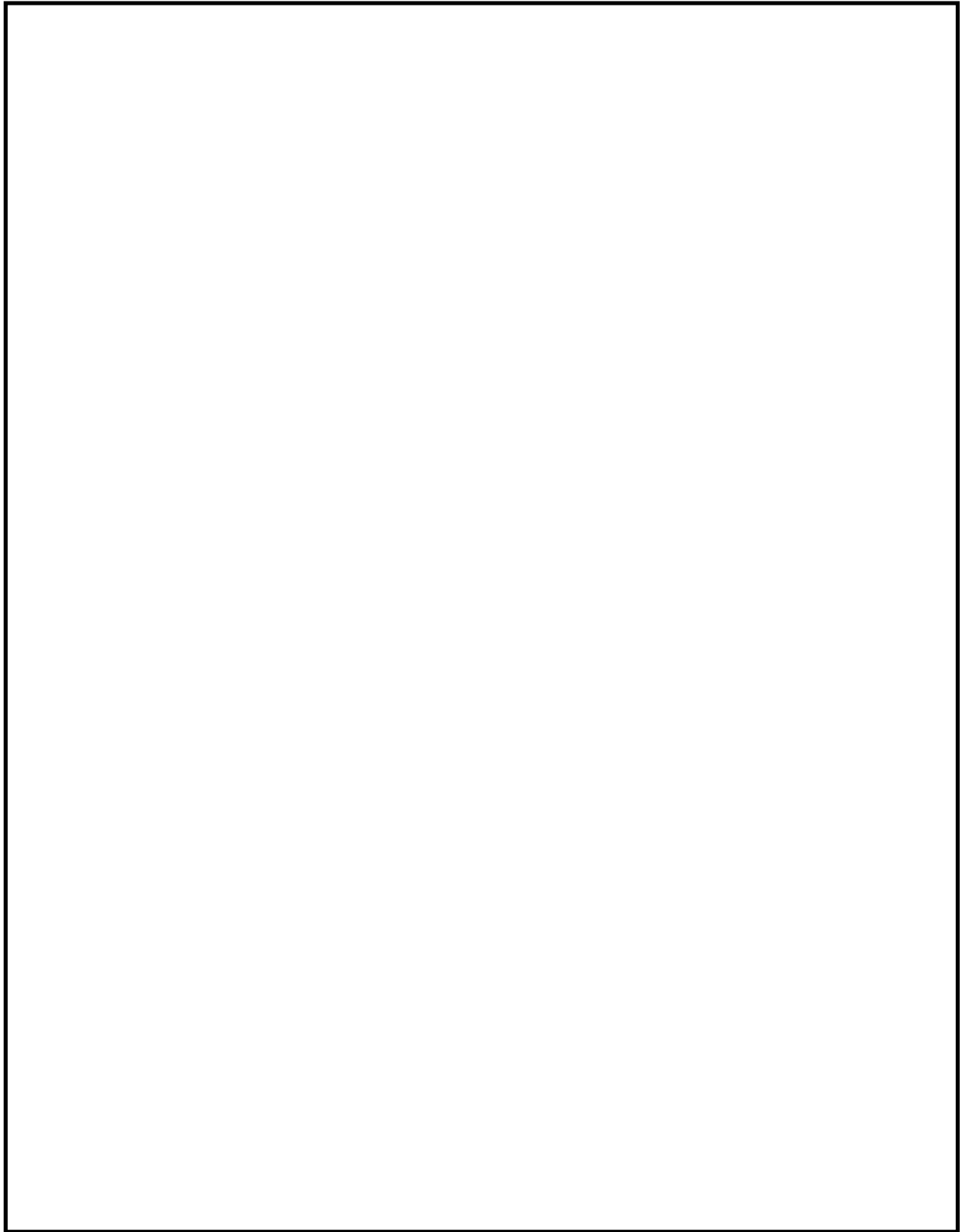
(単位: m<sup>2</sup>)

フロア	大物 搬入口	北東部 階段	北西部 階段	西部 階段	西部 階段1	北部 階段	南西部 階段	東部 階段	南部 階段
6階床									
5階床									
4階床									
3階床									
2階床									
1階床									
地下1階床									

第 2.1.4-4 表 F R V S / S G T S の解析条件

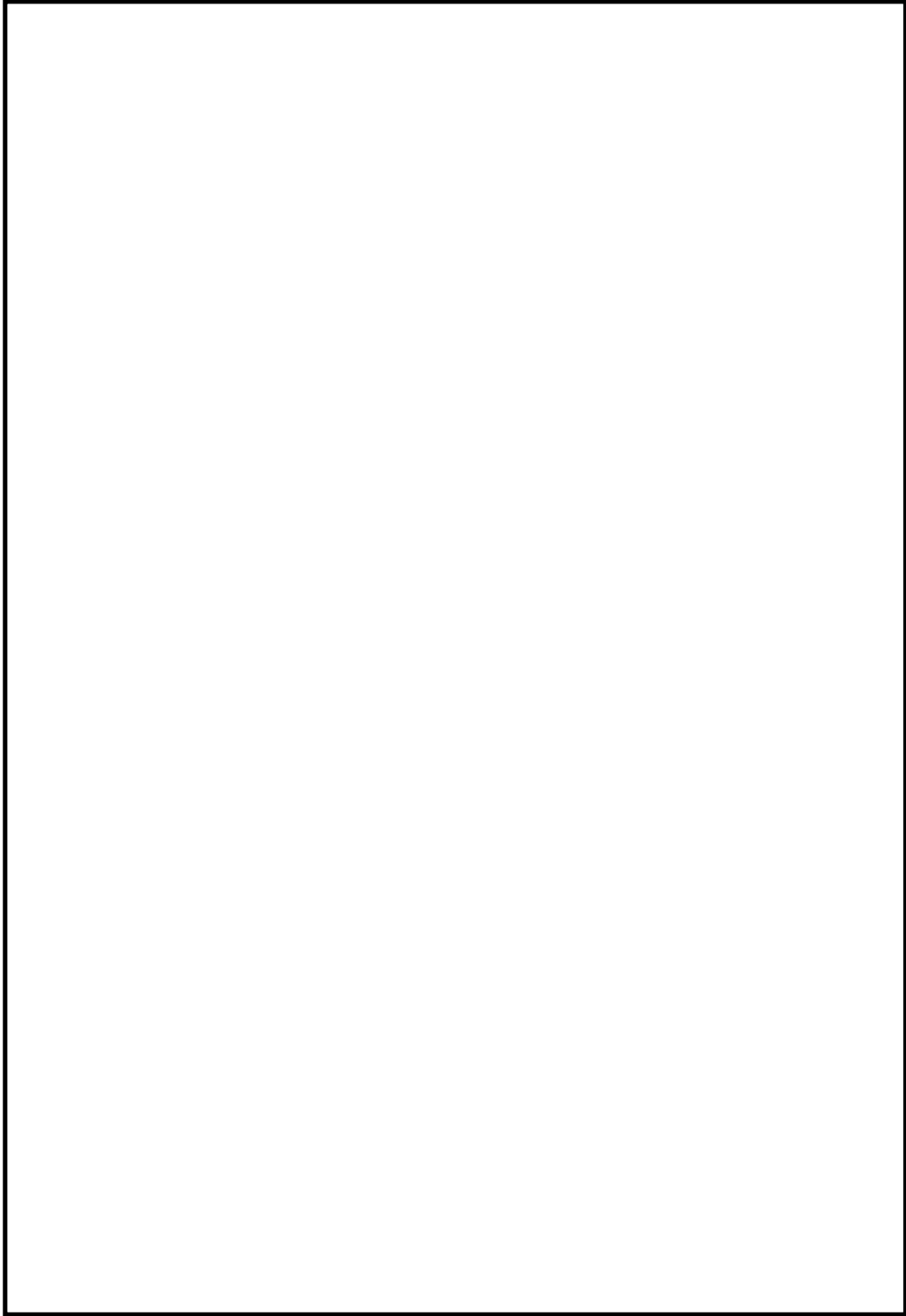
フロア	F R V S 吸込み (排気) 流量 [m <sup>3</sup> /h]	F R V S 戻り (給気) 流量 [m <sup>3</sup> /h]
6階	4,250	4,765
5階 (西側)	—	497
5階 (東側)	—	315
4階 (西側)	—	664
4階 (東側)	—	1,152
3階 (西側)	—	580
3階 (東側)	4,250	493
2階 (西側)	—	1,024
2階 (東側)	4,250	935
1階 (西側)	—	261
1階 (東側)	—	261
地下1階 (西側)	—	782
地下1階 (東側)	4,250	782
地下2階 (西側)	—	445
地下2階 (北東側)	—	335
地下2階 (南東側)	—	141
合計※	17,000	13,430

※ F R V S 吸込み流量と戻り流量の差分が S G T S 単体の定格流量  
(17,000 - 13,430 = 3,570m<sup>3</sup>/h)



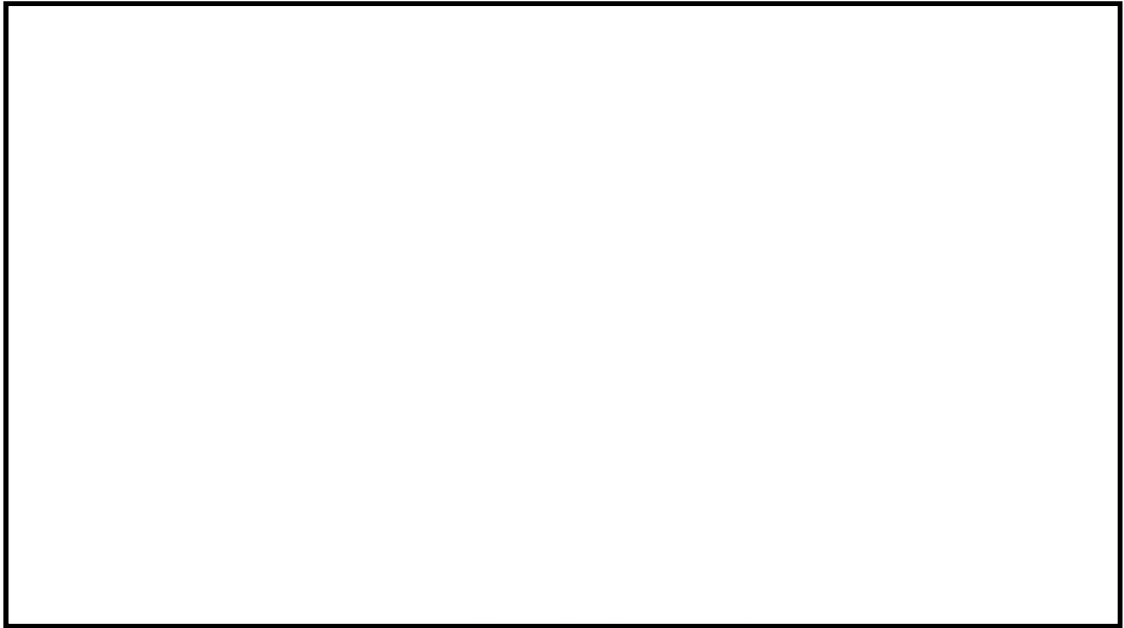
第 2.1.4-1 図 G O T H I C 解析モデル ノーディング図

53-7-28



第 2.1.4-2 図 6 階サブボリューム分割図

53-7-29



第 2.1.4-3 図 P A R 設置箇所

#### 2.1.4.1 解析条件

##### (1) 原子炉格納容器漏えい条件

原子炉格納容器から原子炉建屋原子炉棟への漏えい条件として「a. 設計条件」又は「b. 有効性評価シナリオ包絡条件」のいずれかを用いる。

##### a. 設計条件

原子炉格納容器からの漏えい条件を第 2.1.4.1-1 表に示す。原子炉格納容器ベントは、想定せず、原子炉格納容器漏えい率は、10%/day とする。漏えいするガスの組成は、原子炉格納容器漏えい率に応じて時間とともに水素及び窒素が減少し、その減少分は、水蒸気に置き換わる条件とする。漏えいするガス組成の時間変化を第 2.1.4.1-1 図に示す。

##### b. 有効性評価シナリオ包絡条件

原子炉格納容器からの漏えい条件を第 2.1.4.1-2 表に示す。漏えいするガスの圧力、温度、ガス組成（水蒸気分率、水素分率、窒素分率）は、第 2.1.4.1-2 図から第 2.1.4.1-9 図に示す「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のシナリオにおける代替循環冷却系を使用する場合及び代替循環冷却系を使用できない場合における格納容器圧力、格納容器温度及びガス濃度をそれぞれ保守側に包絡するように設定する。

漏えい量については、格納容器圧力、格納容器温度及びガス濃度から、AECの式を用いて設定する。ガス濃度については、漏えい量を多く見積もる観点から、水素以外の組成を水蒸気として取り扱う。なお、漏えい率が1.0%/dayを超過する場合は、これを包絡する1.5%/dayを設定し、1.0%/day未満である場合には、1.0%/dayを設定する。



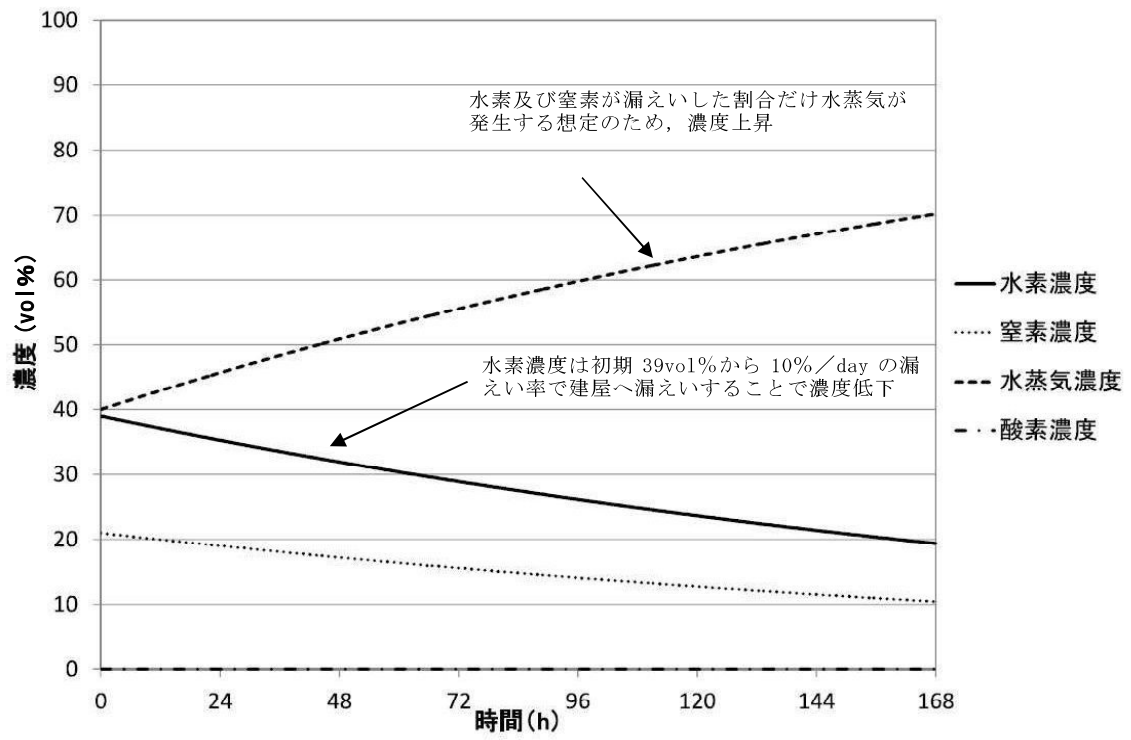
第 2.1.4.1-1 表 設計条件における漏えい条件

項目	解析条件	備考
圧力 [kPa [gage] ]	620	
温度 [°C]	200	
水素分率 [vol%]	39	原子炉格納容器漏えい率に応じて時間とともに水素及び窒素が減少し、その減少分は、全て水蒸気に置き換わる条件とする。
水蒸気分率 [vo1%]	40	
窒素分率 [vol%]	21	
原子炉格納容器漏えい率 [%/day]	10	

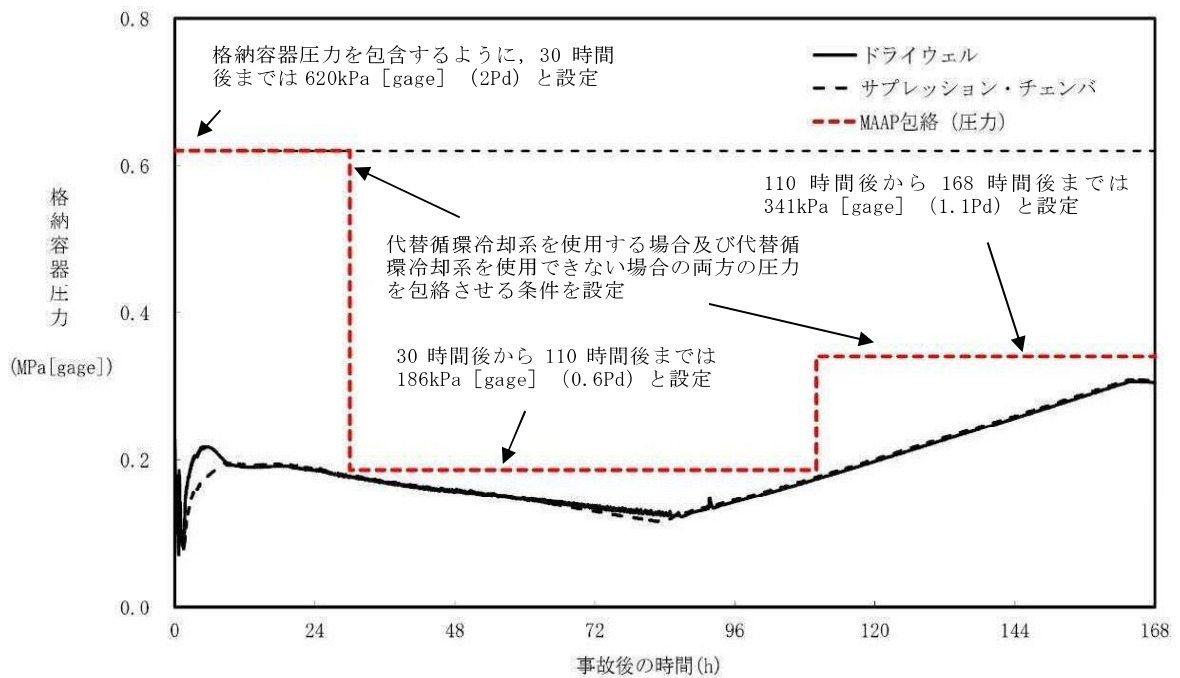
第 2.1.4.1-2 表 有効性評価シナリオ包絡条件における漏えい条件

項目	ドライウエル				サブプレッション・チェンバ			
	0～ 3h	3～ 30h	30～ 110h	110～ 168h	0～ 3h	3～ 30h	30～ 110h	110～ 168h
圧力 [kPa [gage] ]	620 (2Pd)		186 (0.6Pd)	341 (1.1Pd)	620 (2Pd)		186 (0.6Pd)	341 (1.1Pd)
温度 [°C]	210	200	171		210	200	171	
水素分率 [vol%]	41	28	34	29	30		11	
水蒸気分率 [vol%]	59	72	66	71	70		89	
原子炉格納容器 漏えい率 [%/day] ※	1.5		1.0		1.5		1.0	
備考	6 階及び 2 階の漏えい条件				地下 1 階の漏えい条件			

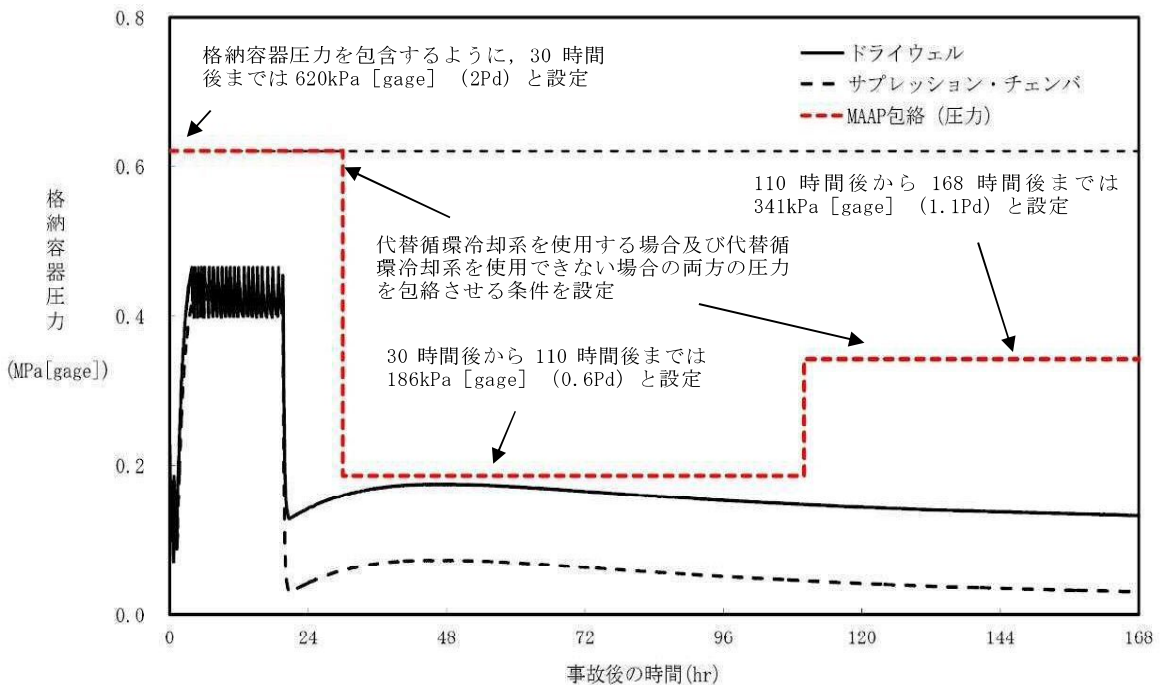
※ 漏えい率は、AECの式より算出



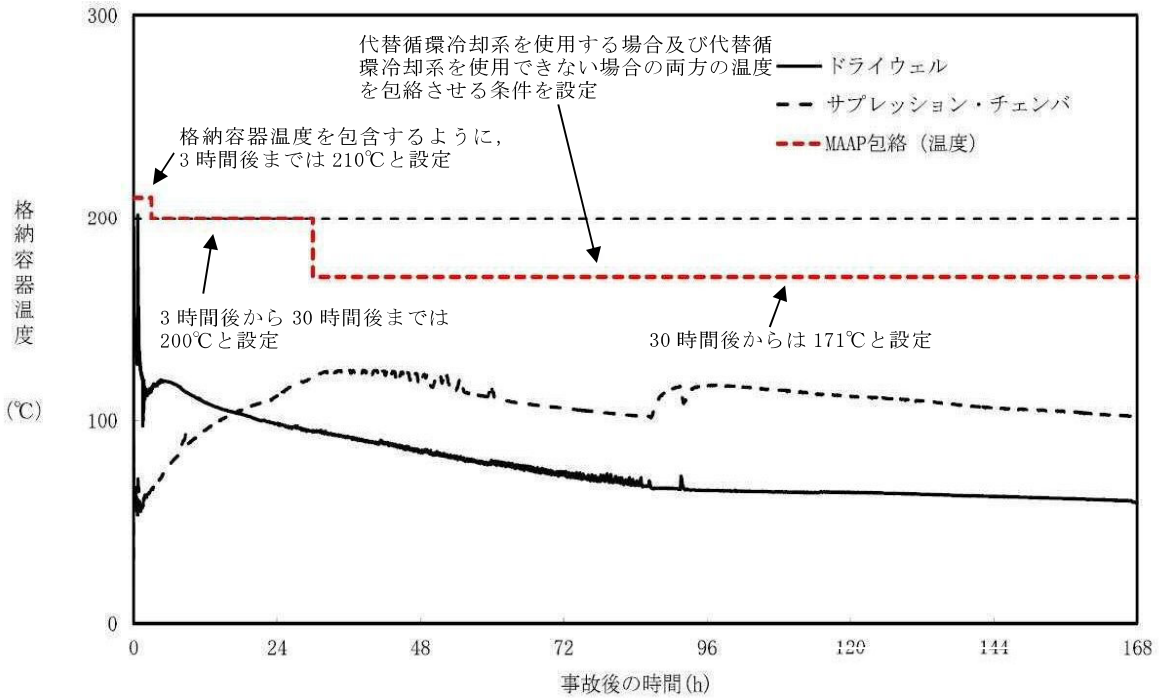
第 2.1.4.1-1 図 漏えいガス組成の時間変化 (設計条件)



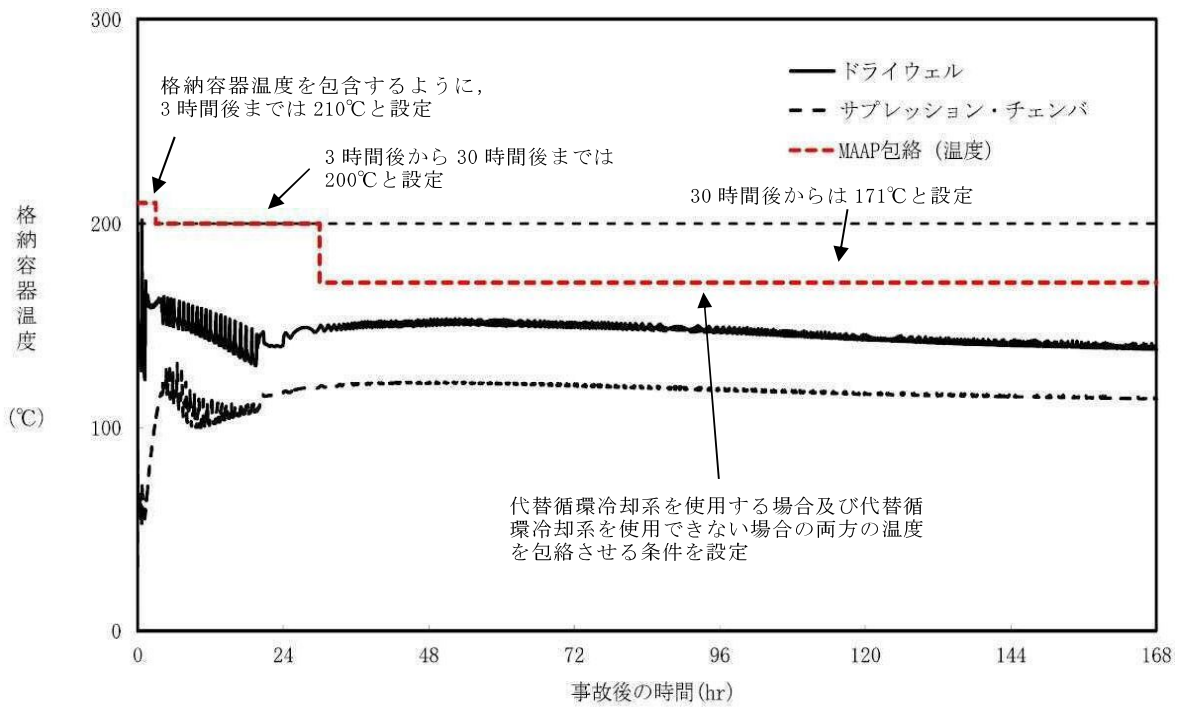
第 2. 1. 4. 1-2 図 格納容器圧力 (有効性評価シナリオ包絡条件) (代替循環冷却系を使用する場合)



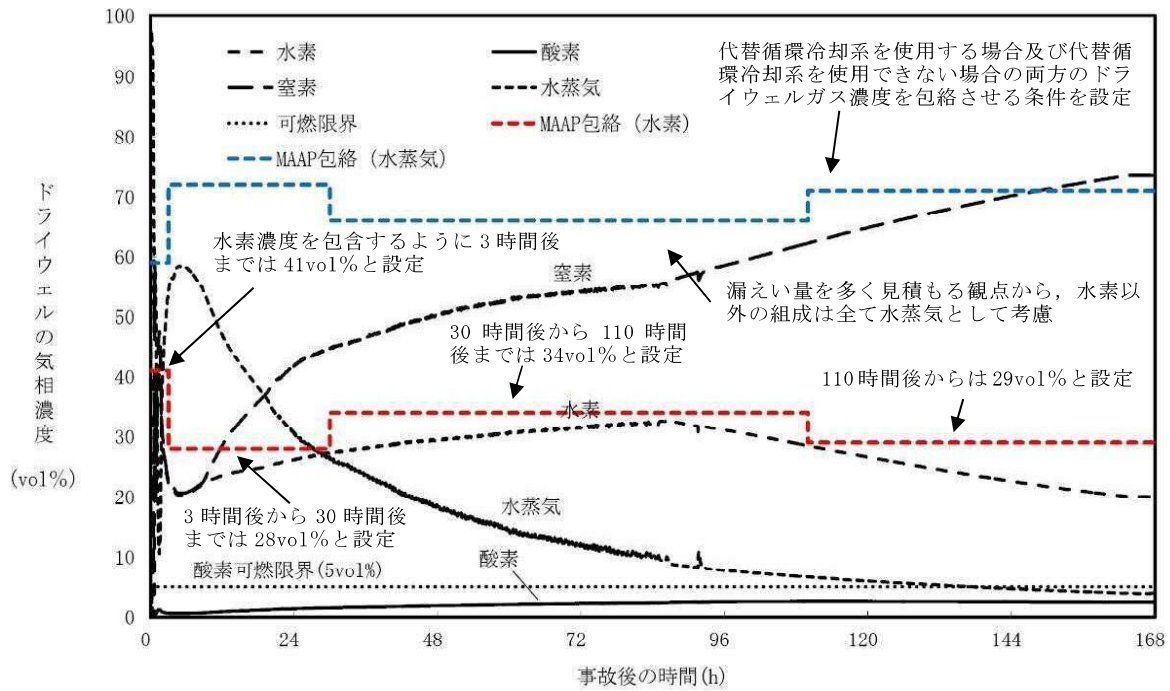
第 2. 1. 4. 1-3 図 格納容器圧力 (有効性評価シナリオ包絡条件) (代替循環冷却系を使用できない場合)



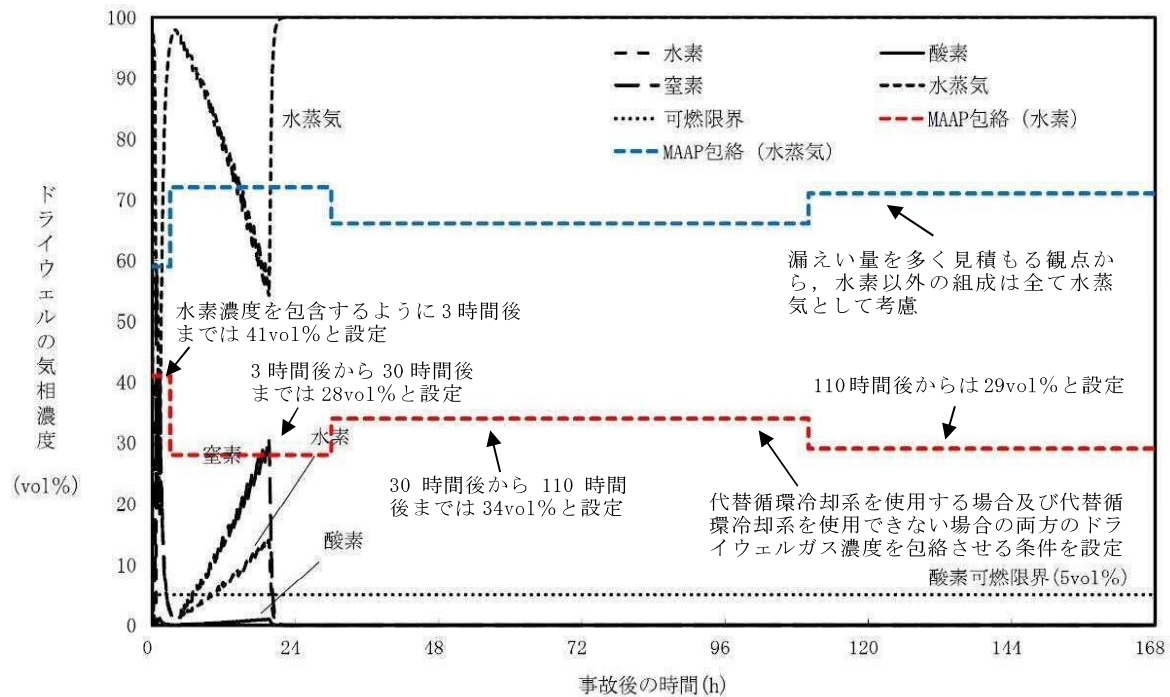
第 2. 1. 4. 1-4 図 格納容器温度（有効性評価シナリオ包絡条件）（代替循環冷却系を使用する場合）



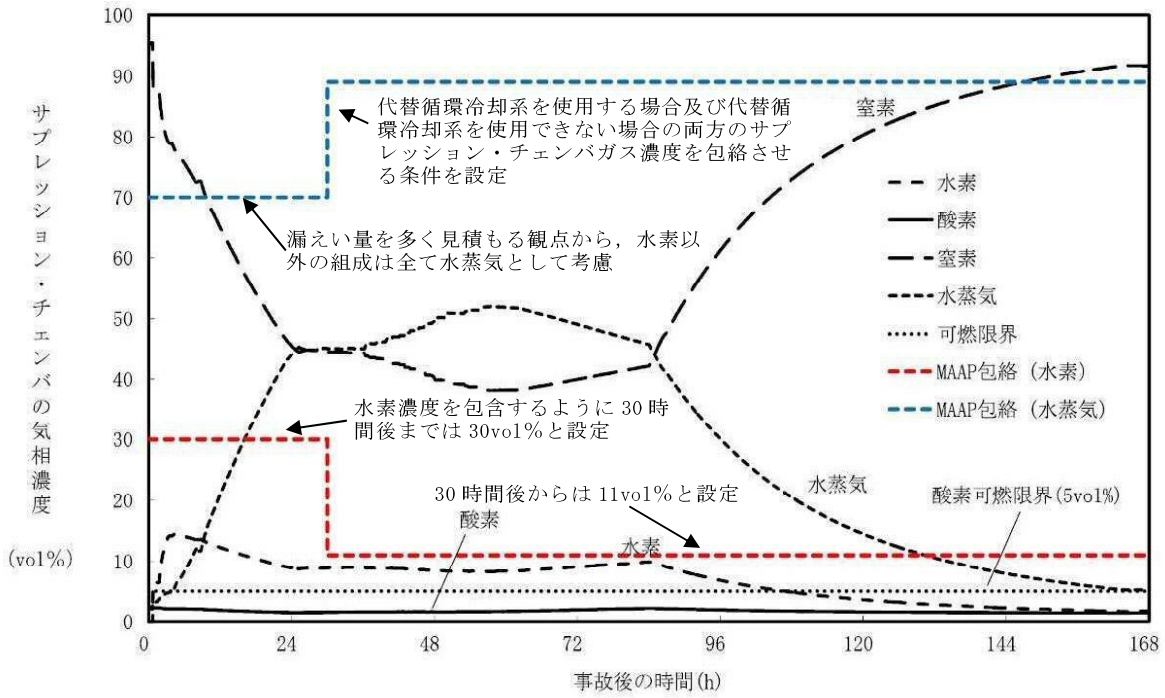
第 2. 1. 4. 1-5 図 格納容器温度（有効性評価シナリオ包絡条件）（代替循環冷却系を使用できない場合）



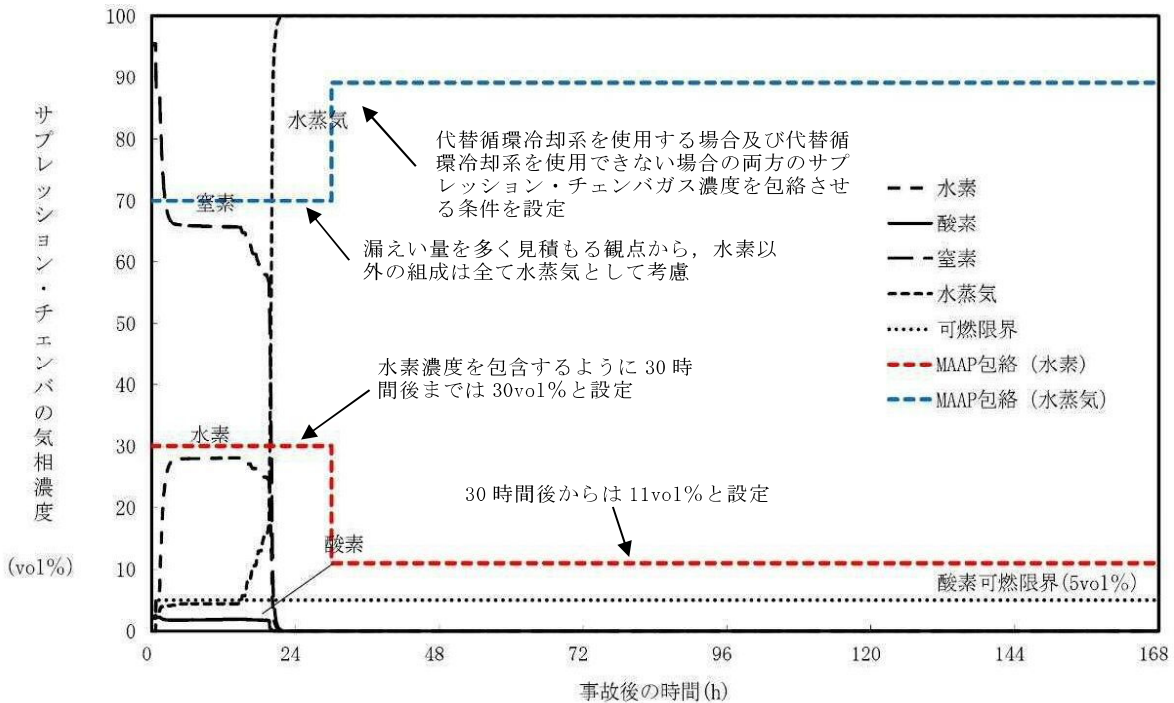
第 2. 1. 4. 1-6 図 ドライウエルガス濃度 (有効性評価シナリオ包絡条件)  
(代替循環冷却系を使用する場合)



第 2. 1. 4. 1-7 図 ドライウエルガス濃度 (有効性評価シナリオ包絡条件)  
(代替循環冷却系を使用できない場合)



第 2. 1. 4. 1-8 図 サプレッション・チェンバガス濃度 (有効性評価シナリオ包絡条件) (代替循環冷却系を使用する場合)



第 2. 1. 4. 1-9 図 サプレッション・チェンバガス濃度 (有効性評価シナリオ包絡条件) (代替循環冷却系を使用できない場合)

## (2) 漏えい箇所

漏えい箇所は、以下の原子炉格納容器トップヘッドフランジ及び原子炉格納容器ハッチ類の貫通部とする。

- ・原子炉格納容器トップヘッドフランジ（原子炉建屋原子炉棟 6 階）
- ・ドライウェル機器ハッチ（原子炉建屋原子炉棟 2 階西側）
- ・CRD搬出ハッチ（原子炉建屋原子炉棟 2 階西側）
- ・所員用エアロック（原子炉建屋原子炉棟 2 階東側）
- ・サプレッション・チェンバアクセスハッチ（原子炉建屋原子炉棟地下 1 階西側）

6 階（原子炉格納容器トップヘッドフランジ）のみから漏えいする条件又は複数フロアから漏えいする条件を使用する。複数フロアからの漏えいを想定する場合、各フロアの漏えい量は、全漏えい量を各漏えい箇所の周長割合で分配して計算する。水素漏えい量の分配条件を第 2.1.4.1-4 表に示す。

部屋の位置を第 2.1.4.1-10 図，第 2.1.4.1-11 図に示す。



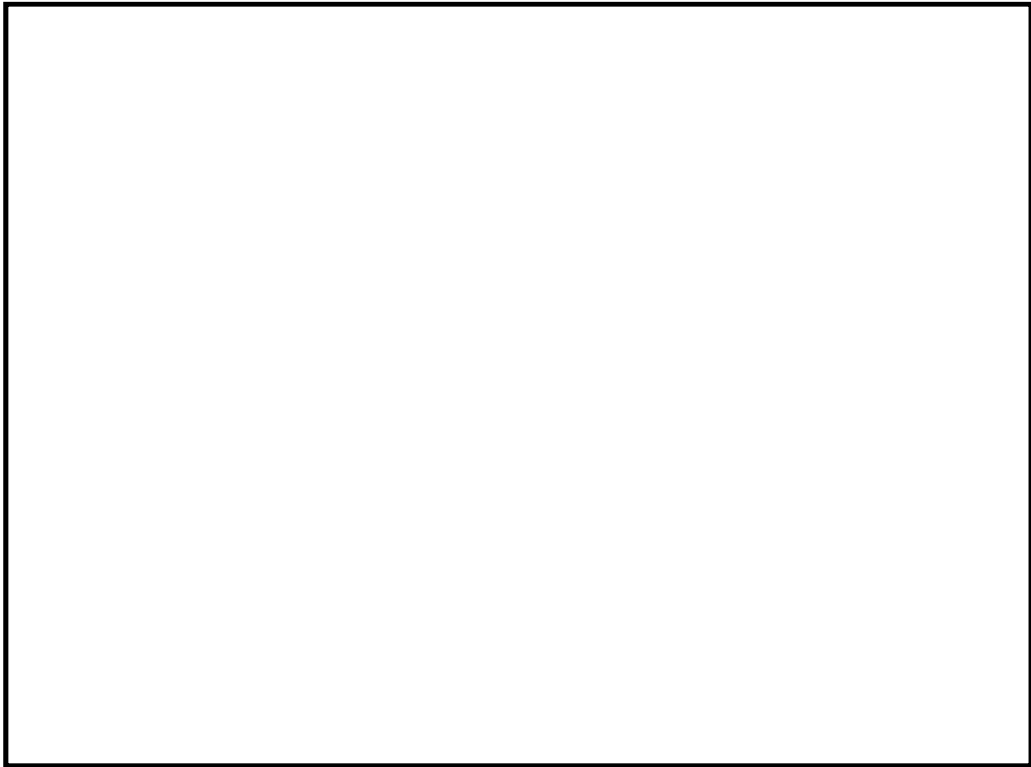
第 2.1.4.1-4 表 水素漏えい量の分配条件

漏えい フロア	漏えい箇所	口径 [mm]	周長※ <sup>1</sup> [mm]	周長割合※ <sup>2</sup>		漏えい量割合※ <sup>3</sup>		漏えいの対象 とする局所エ リア
				全 フロア	ウエル 注水 想定時	全 フロア	ウエル 注水 想定時	
6 階	原子炉格納 容器トップ ヘッドフラ ンジ							—
2 階	西側 ドライ ウエル機器 ハッチ							ドライウエル 機器ハッチ 及びCRD 搬出ハッチ のある部屋
	西側 CRD搬出 ハッチ							
	東側 所員用 エアロック							所員用 エアロック のある部屋
地下 1 階	西側 サプレッシ ョン・チェ ンバ アク セスハッチ							サプレッシ ョン・チェン バ アクセスハ ッチのある部屋

※<sup>1</sup> 所員用エアロックの周長は、エアロック扉内側の矩形部分の周長とする。その他の周長は、漏えい箇所の口径 [mm] から周長 [mm]（口径 [mm] ×円周率）を算出する。

※<sup>2</sup> 周長割合＝漏えい箇所の周長／各漏えい箇所の周長合計値。

※<sup>3</sup> 各フロアの周長割合合計値を各フロアの漏えい量割合とする。全漏えい量に漏えい量割合の数値を乗じた値を各フロアの漏えい量とする。また、6 階（原子炉格納容器トップヘッドフランジ）からのみ漏えいする条件については、漏えい量割合を 1 とする。



第 2. 1. 4. 1-10 図 原子炉建屋原子炉棟 2 階



第 2. 1. 4. 1-11 図 原子炉建屋原子炉棟地下 1 階

53-7-40

## 2.1.4.2 解析結果

2.1.4.1 に示した解析条件の組合せから、第 2.1.4.2-1 表に示すケースを選定し、解析を行った。

第 2.1.4.2-1 表 解析ケース

	ケース 1 (重大事故等時の建屋水素濃度確認)	ケース 2 (設計裕度の確認)
モデル	原子炉建屋原子炉棟 全階を模擬したモデル	
シナリオ	有効性評価シナリオ	設計条件
漏えい箇所	6 階, 2 階, 地下 1 階	6 階
原子炉格納容器 漏えい率	AEC の式から設定	10%/day
FRVS/SGTS	2 時間後から起動	停止

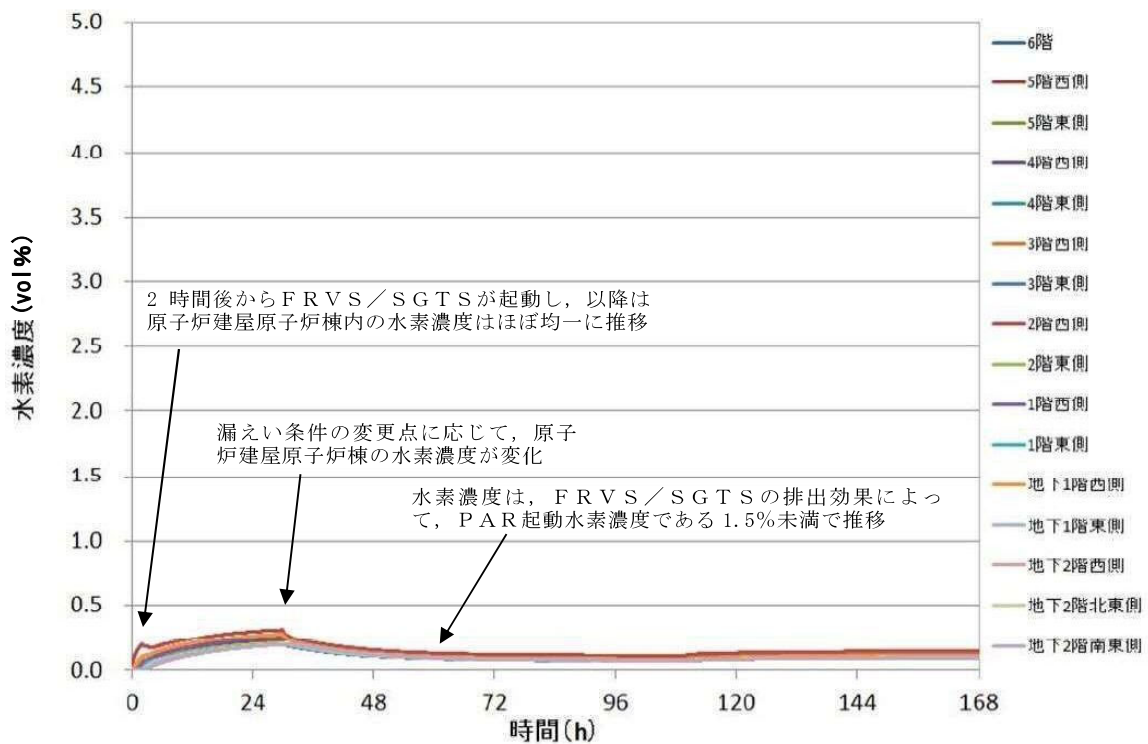
ケース 1：有効性評価シナリオ「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、各フロアに水素が漏えいした場合の建屋内挙動を確認するため、全漏えい量を原子炉建屋原子炉棟 6 階及び下層階（2 階及び地下 1 階）に分配した条件での水素濃度の時間変化を評価する。漏えい条件は、第 2.1.4.1-2 表に示す有効性評価包絡条件とし、FRVS/SGTS が事象発生 2 時間後から起動することを想定する。

ケース 2：PAR の設計裕度の確認を行うため、ケース 1 のシナリオに対して十分保守的に設定した PAR 設計条件（10%/day）を用いて、全漏えい量が原子炉建屋原子炉棟 6 階から漏えいする場合の水素濃度の時間変化を評価する。また、FRVS/SGTS の効果も期待しない。

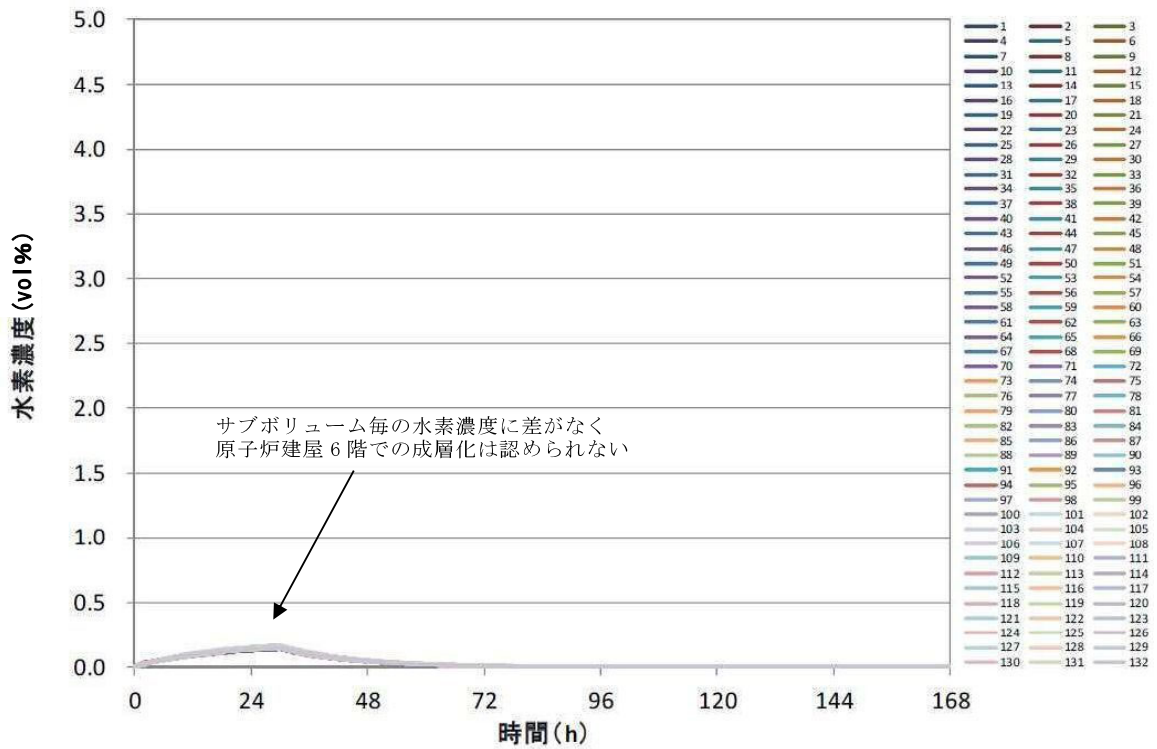
(1) ケース 1

有効性評価シナリオ「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、各フロアに水素が漏えいした場合の建屋内挙動を確認するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階及び下層階からの漏えいした場合の水素濃度の時間変化を評価した。解析結果を第 2.1.4.2-1 図に示す。

また、原子炉建屋原子炉棟 6 階における水素の成層化を確認するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階を 132 個のノードに区切ったサブボリューム別の水素濃度の時間変化を第 2.1.4.2-2 図に示す。



第 2.1.4.2-1 図 ケース 1 水素濃度の時間変化（原子炉建屋原子炉棟全域）



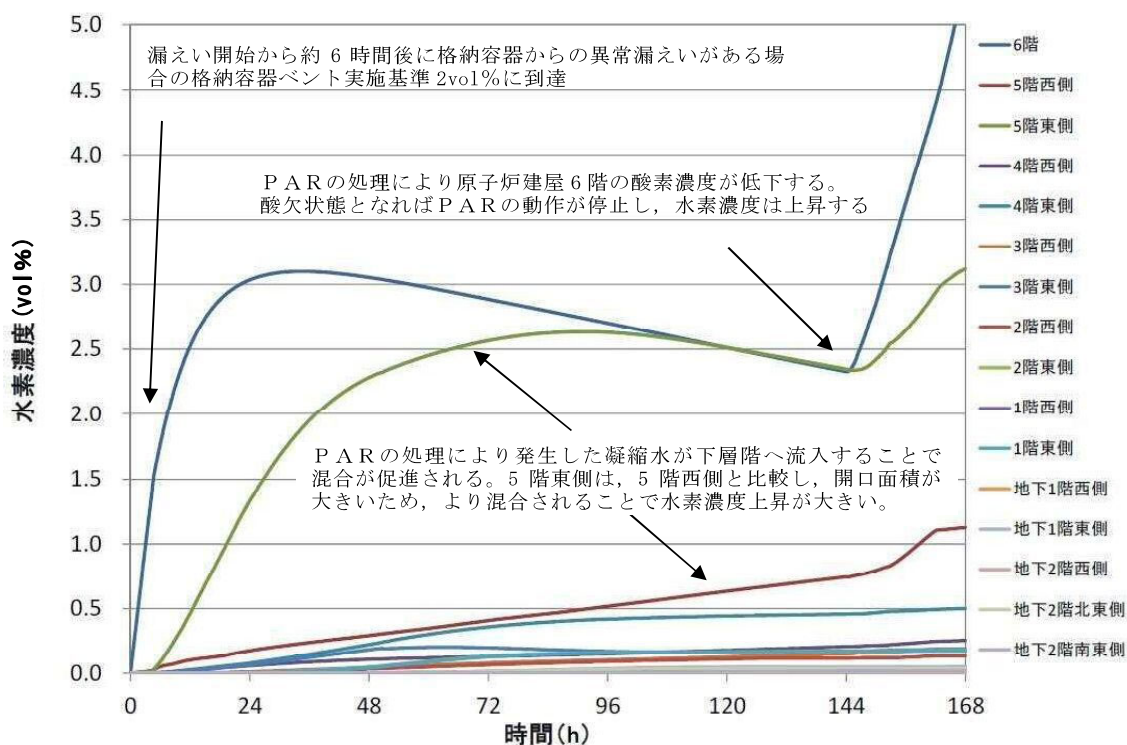
第 2.1.4.2-2 図 ケース 1 水素濃度の時間変化（サブボリューム別）

下層階から漏えいした水素は、大物搬入口及び各階段を通じて原子炉建屋原子炉棟全域で水素濃度が均一化することを確認した。また、FRVS / SGT S の排出効果によって、原子炉建屋原子炉棟の水素濃度は、PAR 起動水素濃度である 1.5vol% 未満となる結果となった。

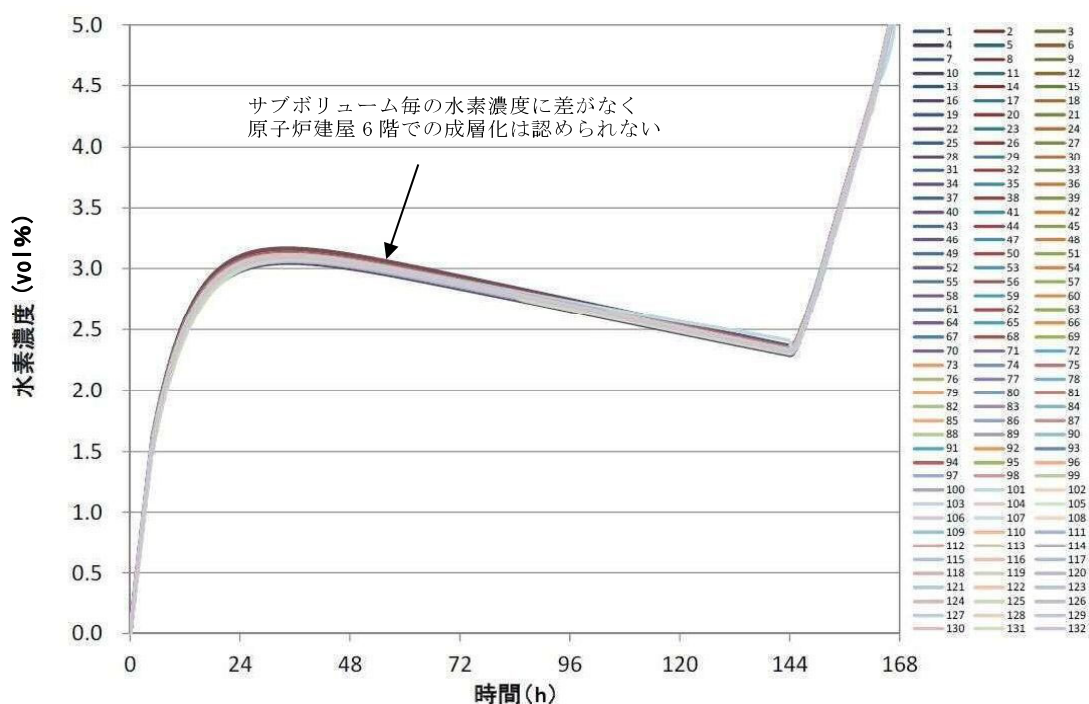
(2) ケース 2

設計裕度の確認を行うため、格納容器過圧・過温シナリオ（格納容器ベント使用時）に対して十分保守的に設定した仮想的な条件である P A R 設計値（水素発生量 A F C 100%相当及び原子炉格納容器漏えい率 10%/day）を用いて評価した水素が全量 P A R 設置エリアである原子炉建屋原子炉棟 6 階のみから漏えいするとして水素濃度の時間変化を評価した。解析結果を第 2.1.4.2-3 図に示す。

また、サブボリューム別の水素濃度の時間変化を第 2.1.4.2-4 図に示す。



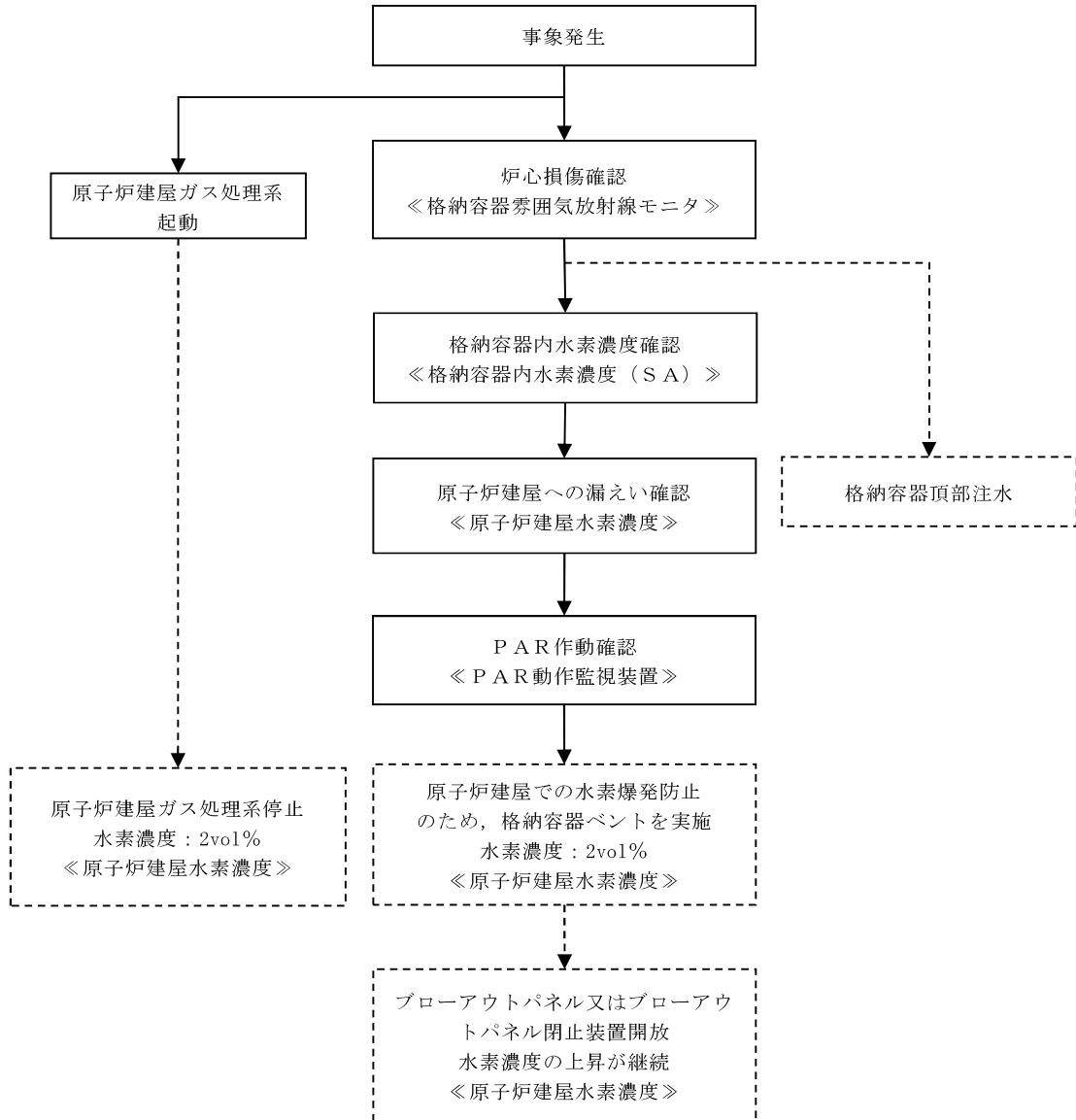
第 2.1.4.2-3 図 ケース 2 水素濃度の時間変化（原子炉建屋原子炉棟全域）



第 2.1.4.2-4 図 ケース 2 水素濃度の時間変化（サブボリューム別）

設計条件の水素発生量に対して P A R による水素処理が効果を発揮し、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度上昇が抑制されるものの、事象発生後約 150 時間で原子炉建屋原子炉棟 6 階の酸素が欠乏し、P A R の起動酸素濃度を下回ることで処理が行われなくなり、水素濃度が上昇する結果となった。この状態においても、酸素濃度が可燃限界未満であることから、水素燃焼が発生することはない。さらに、第 2.1.4.2-5 図に示すとおり、原子炉建屋水素濃度計の指示値が 2vol% に到達した場合、原子炉格納容器から異常な漏えいが発生しているものと判断し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する運用としており、格納容器ベント実施によって原子炉建屋水素濃度を低減させることで、水素濃度が可燃限界に到達することはない。

また、第 2.1.4.2-4 図に示すとおり、原子炉建屋原子炉棟 6 階は、均一化されており、成層化しないことが確認された。



第 2.1.4.2-5 図 建屋水素対策フロー



## 局所エリアの漏えいガスの滞留

## 1. 評価方法

第1表に示す原子炉格納容器からの水素漏えいが想定される局所エリアにおいて、有効性評価シナリオ包絡条件（格納容器ベント使用時）及び有効性評価シナリオ包絡条件（代替循環冷却系使用時）の水素濃度がそれぞれ可燃限界未満であることを確認する。なお、シールドプラグが置かれた状態の原子炉ウェル部についても、局所エリアとなる可能性があるが、シールドプラグにシール性がないこと及び上面に開口があることから、局所エリアから除外とした。

第1表 局所エリア

階数	漏えい箇所	エリア名称	空間容積 (m <sup>3</sup> )
2階	ドライウェル機器ハッチ	ドライウェル機器ハッチ及びCRD搬出ハッチのある部屋	42.1
	CRD搬出ハッチ		
	所員用エアロック	所員用エアロックのある部屋	23.4
地下1階	サブプレッション・チェンバアクセスハッチ	サブプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋	1,353.4

## 2. 解析条件

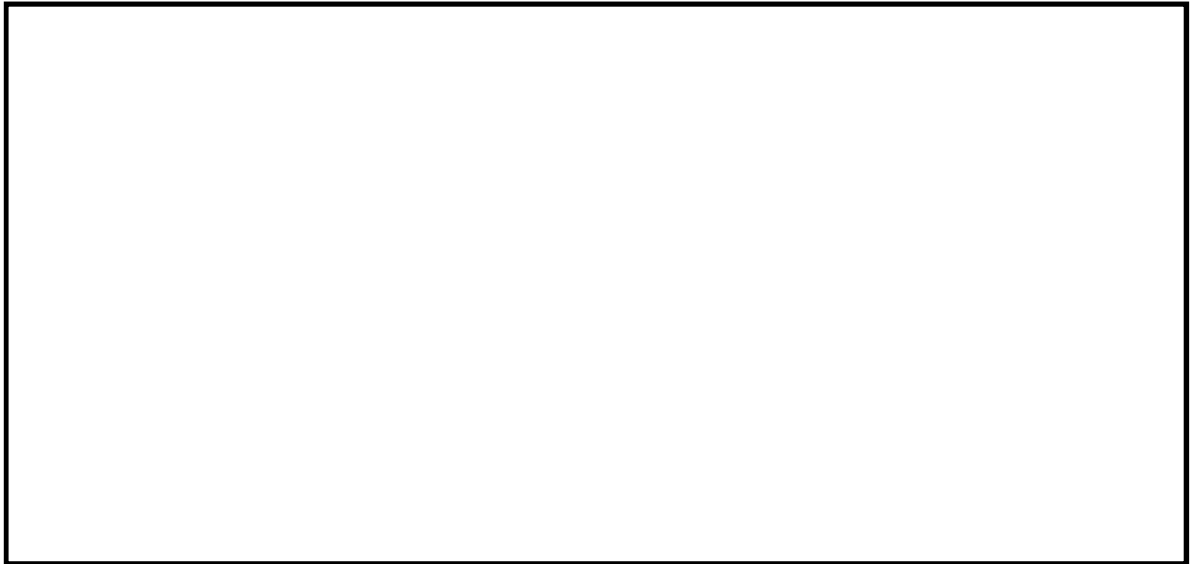
## (1) 解析モデル

解析モデルを第1図に示す。漏えい箇所及び隣接するエリアでの水素濃度を確認するため、解析モデルは、局所エリアとその隣接エリアをそれぞれ1ノードでモデル化し、流入境界条件を設けて原子炉格納容器からの漏

えいを与える。また，圧力境界条件を設けて外部への流出をモデル化する。

エリア内は断熱とし，構造物のヒートシンク，壁を介した隣接エリアの伝熱はモデル化しない。伝熱による蒸気の凝縮だけ水素濃度が高くなると考えられることから，保守的に評価するため，蒸気の 100%凝縮を仮定した漏えい条件を想定する。

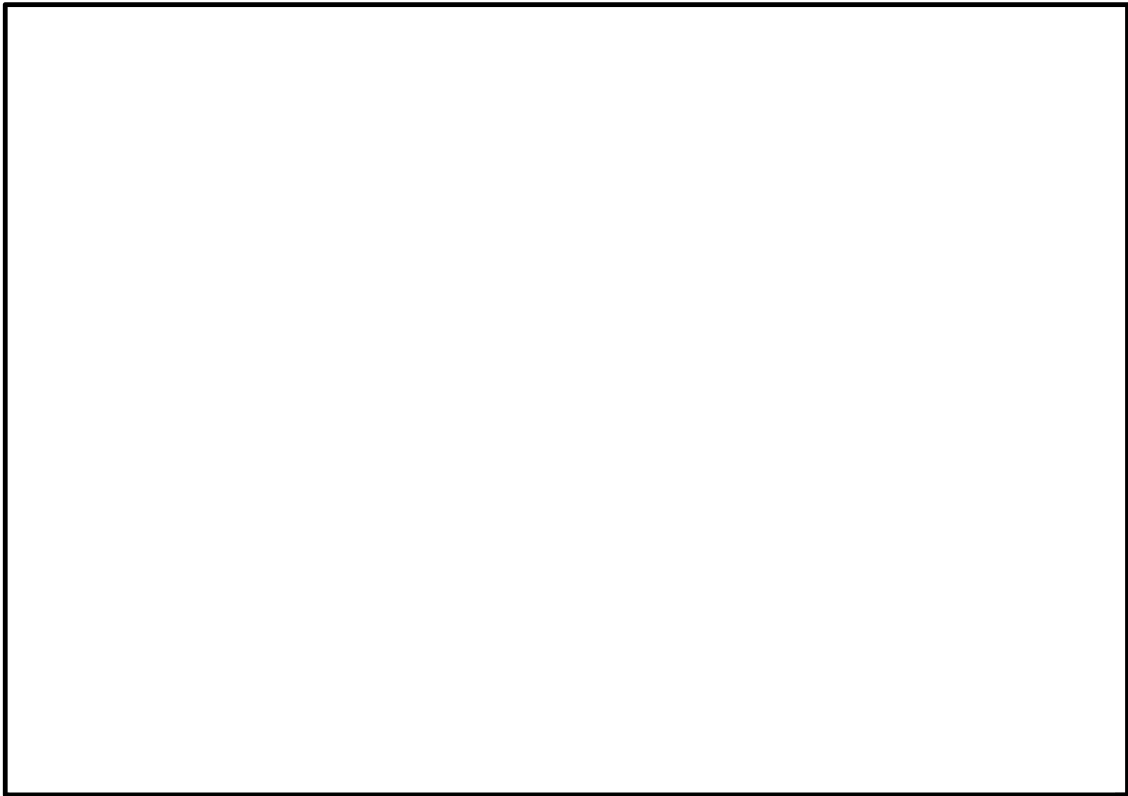
また，隣接エリアを第 2 図～第 7 図に示す。



第 1 図 2 ノードモデル

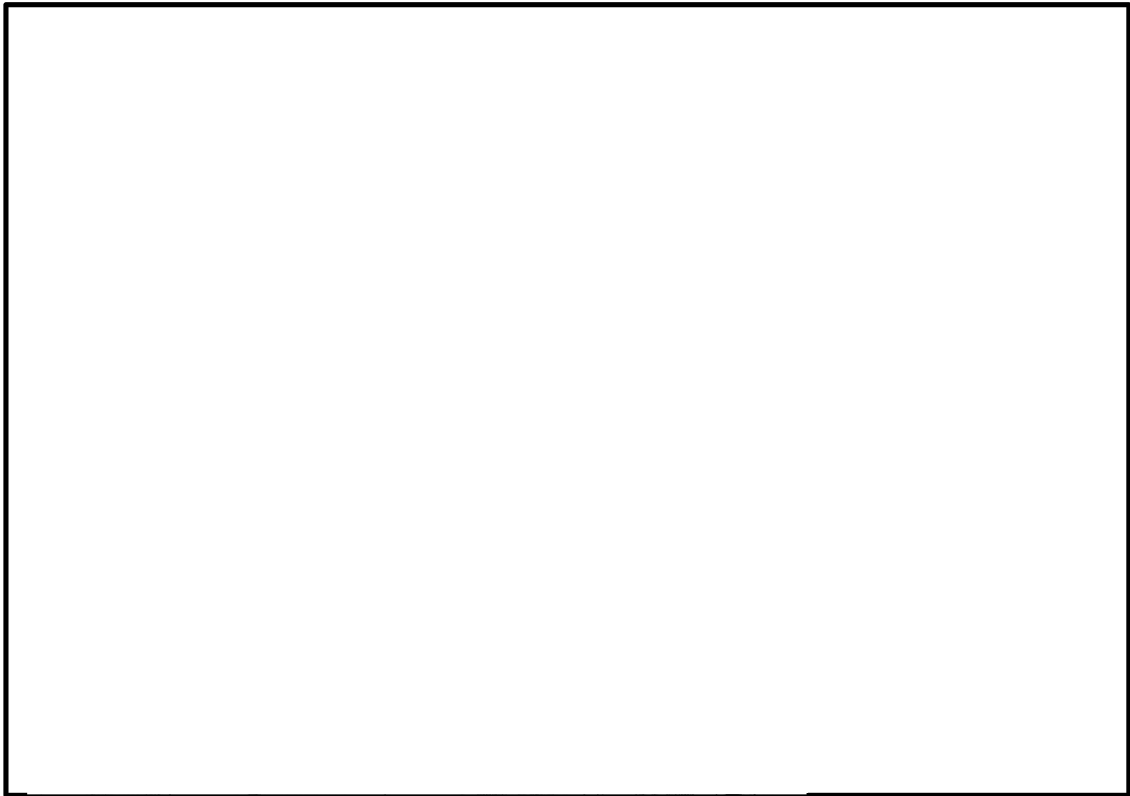


第2図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟地下1階

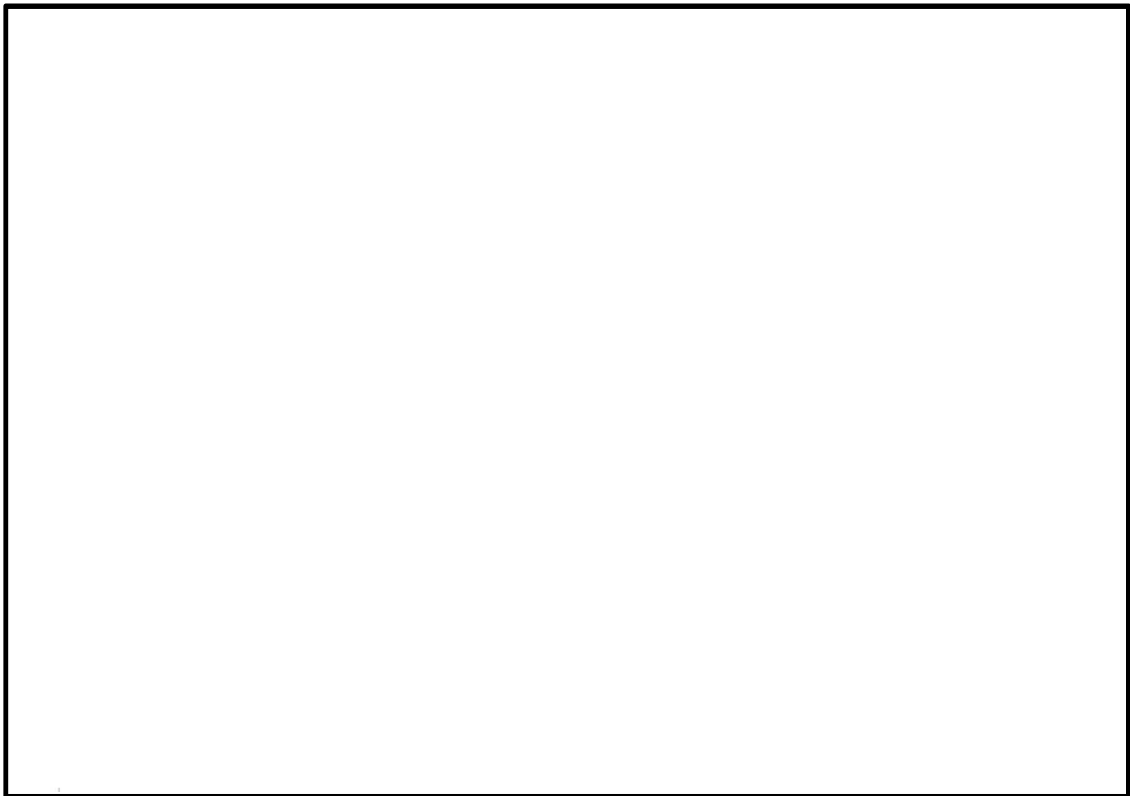


第3図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟1階

53-7-90



第4図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟2階

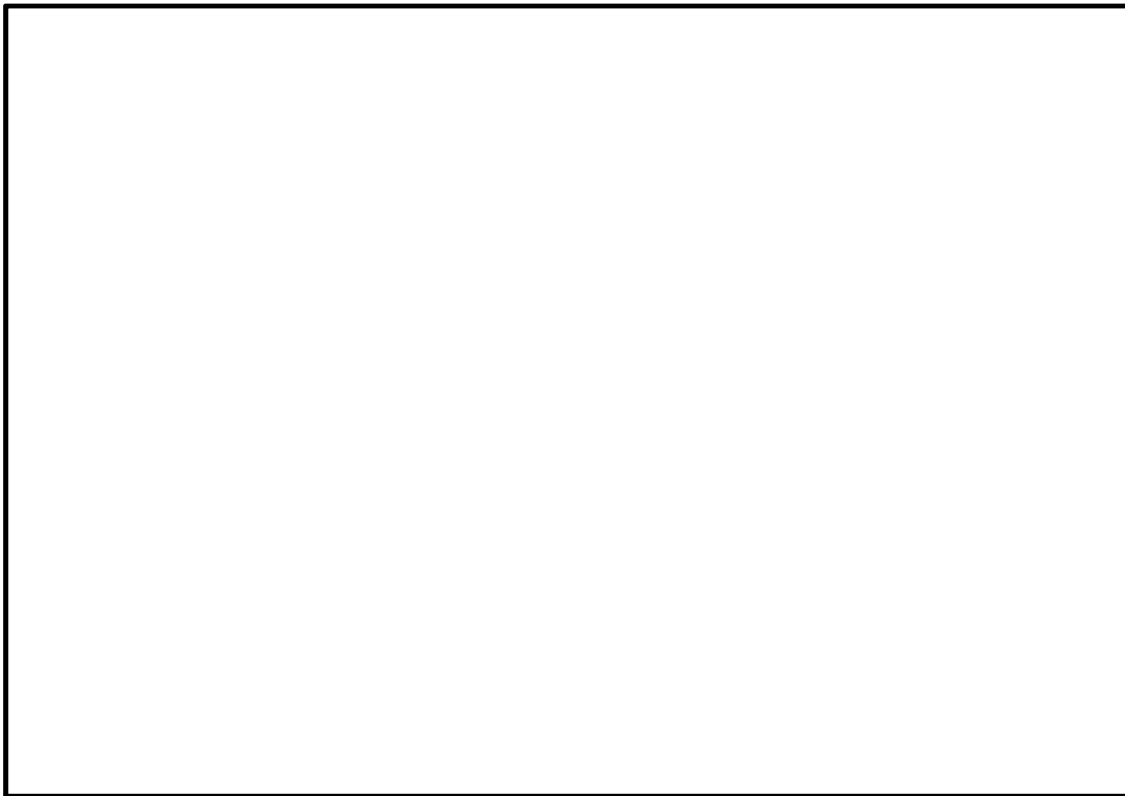


第5図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟3階

53-7-91



第 6 図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟 4 階



第 7 図 隣接エリア 原子炉建屋原子炉棟 5 階

53-7-92

(2) 解析条件

2 ノードモデルにおける解析条件を第 2 表に示す。

第 2 表 2 ノードモデル解析条件

No.	項目	解析条件	備考
1	原子炉建屋原子炉棟の条件 (1) 圧力 (初期条件) (2) 温度 (初期条件) (3) 組成 (初期条件) (4) 空間容積 (固定)	101.325kPa 40℃ 相対湿度 100%の空気 第 1 表参照	大気圧 想定される高めの温度として設定 同上
2	圧力境界条件 (外部への漏えい) (1) 圧力 (固定) (2) 温度 (固定) (3) 酸素濃度 (固定) (4) 窒素濃度 (固定)	101.325kPa 40℃ 21vol% 79vol%	大気圧 想定される高めの温度として設定 乾燥空気の組成 同上
3	流出条件 (外部への漏えい) (1) 流出条件	圧力損失なし	

各局所エリアの漏えい量は、全漏えい量を各漏えい箇所の周長割合で分配して計算する。漏えいの分配条件は、第 2.1.4.1-4 表と同様である。

(3) 漏えい条件

有効性評価シナリオ包絡条件における漏えい条件を第 3 表に示す。

第3表 有効性評価シナリオ包絡条件における漏えい条件

項目	ドライウェル				サブプレッション・チェンバ			
	0～ 3h	3～ 30h	30～ 110h	110～ 168h	0～ 3h	3～ 30h	30～ 110h	110～ 168h
圧力 (kPa [gage])	620 (2Pd)		186 (0.6Pd)	341 (1.1Pd)	620 (2Pd)		186 (0.6Pd)	341 (1.1Pd)
温度 [°C] (上：原子炉 格納容器内， 下：建屋への 漏えい時 <sup>※1</sup> )	210 100	200 100	171 100		210 100	200 100	171 100	
水素濃度 [vol%] <sup>※1</sup>	100				100			
水蒸気濃度 [vol%] <sup>※1</sup>	0				0			
原子炉格納容器 漏えい率 [%/day] <sup>※2</sup>	0.615	0.42	0.34	0.29	0.45		0.11	
備考	2階の漏えい条件				地下1階の漏えい条件			

※1 水蒸気は、局所エリアに漏えいした時点で全て凝縮することを想定

※2 漏えい率は、第2.1.4.1-3表に示す漏えい条件から水素のみを考慮して算出

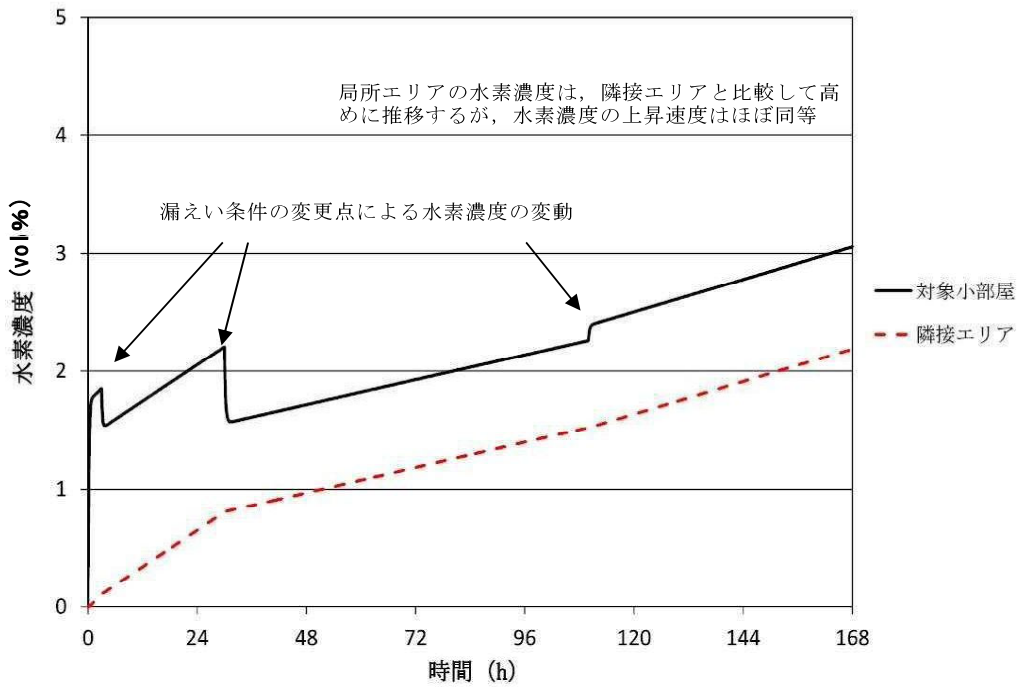
### 3. 解析結果

各ケースの 168 時間までの水素濃度最大値を第 4 表に示す。また、水素濃度の時間変化を第 8 図から第 10 図に示す。

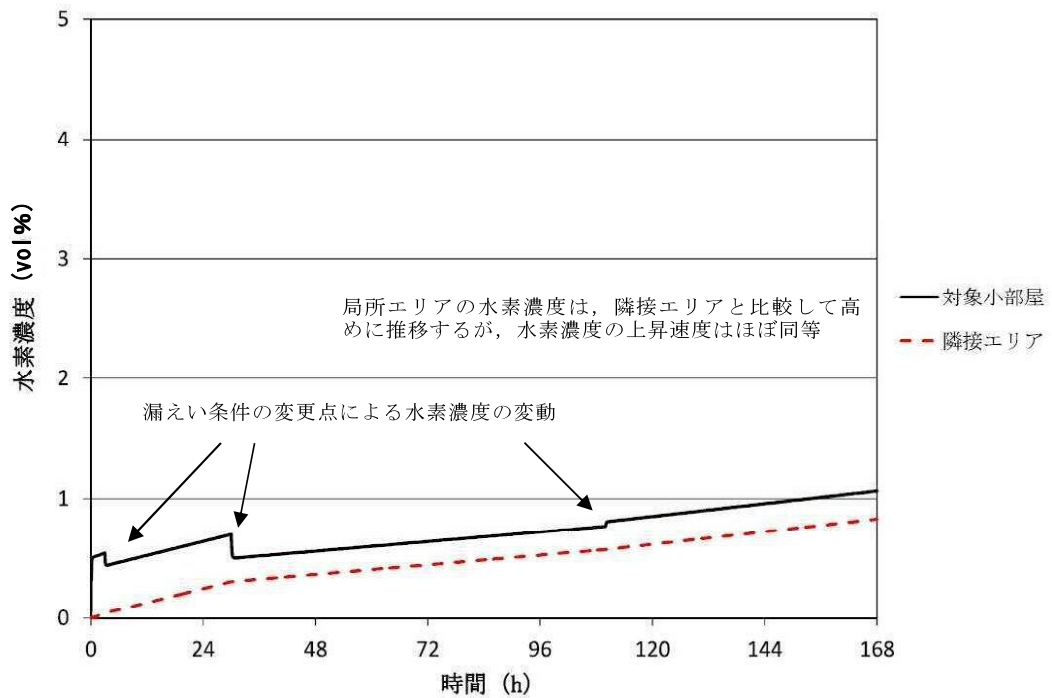
第 4 表 解析結果

ケース No.	原子炉格納容器漏えい条件	評価対象とするエリア	水素濃度最大値 [vol%]	
			評価対象とする局所エリア	隣接エリア
1	有効性評価シナリオ包絡条件	ドライウエル機器ハッチ及び CRD 搬出ハッチのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟 2 階西側)	3.06	2.19
2		所員用エアロックのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟 2 階東側)	1.06	0.83
3		サブプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋 (原子炉建屋原子炉棟地下 1 階西側)	1.69	1.69

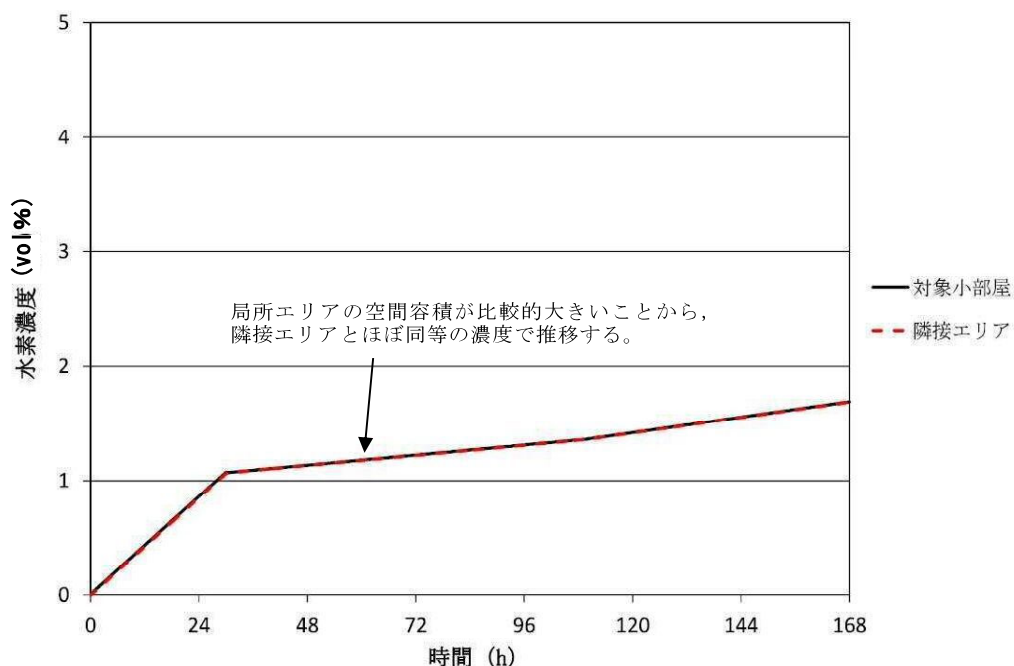




第 8 図 有効性評価シナリオ包絡条件（代替循環冷却系使用時）における水素挙動（ドライウェル機器ハッチ及びCRD搬出ハッチのある部屋）



第 9 図 有効性評価シナリオ包絡条件（代替循環冷却系使用時）における水素挙動（所員用エアロックのある部屋）



第 10 図 有効性評価シナリオ包絡条件（代替循環冷却系使用時）における水素挙動（サプレッション・チェンバアクセスハッチのある部屋）

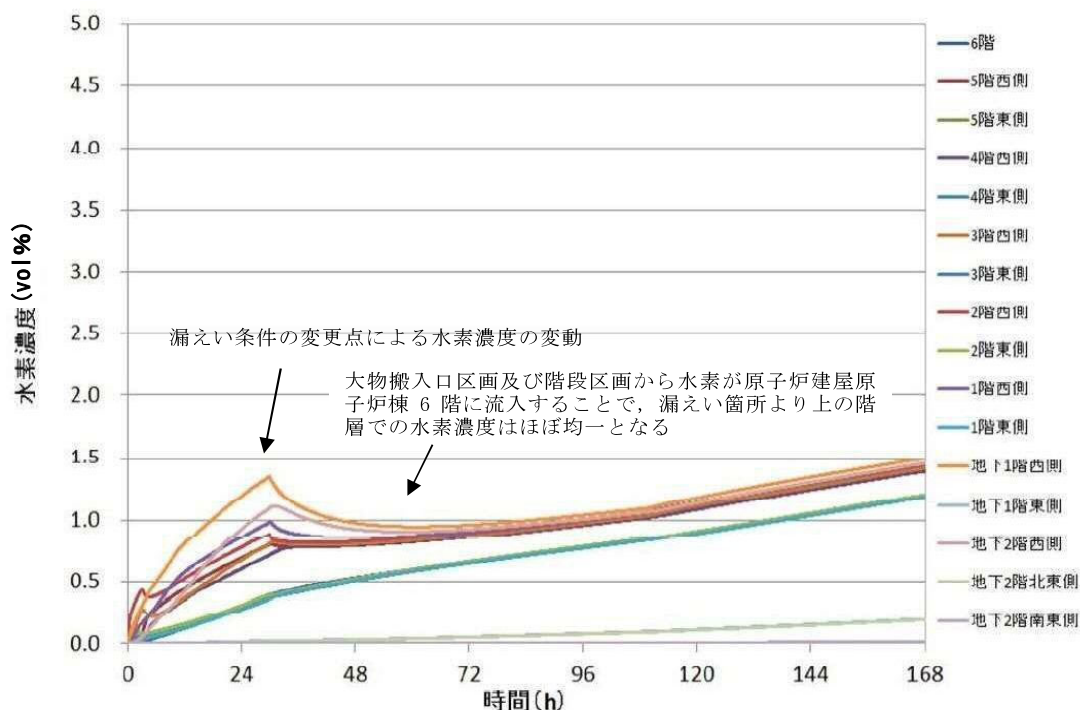
解析の結果から、水素濃度は全体的には上昇傾向となり、168 時間後時点で最も高くなるものの、可燃限界未満となる結果となった。

2 ノードの解析において、局所エリアと隣接エリアについては、それぞれ同等のレートで上昇し続ける結果となったが、2.1.4.2 に示したケース 1 において、建屋全体の水素濃度が均一化されていることから、局所エリアに漏えいした水素は隣接エリアを介して原子炉建屋原子炉棟 6 階に流入するものと考えられる。一方で、格納容器から異常な漏えいが発生した場合、原子炉建屋原子炉棟 6 階よりも先行して局所エリアの水素濃度が上昇するおそれがあるため、判断に使用する原子炉建屋水素濃度計は、局所エリアに設置する水素濃度計を含めた水素濃度計のうち、最高濃度を示すものとする。

## 格納容器頂部注水系の効果を考慮した水素挙動について

格納容器頂部注水系は、炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器頂部を冷却することで格納容器外への水素漏えいを抑制し、原子炉建屋原子炉棟の水素爆発を防止する機能を有している。

格納容器頂部注水系の効果によって、格納容器トップヘッドフランジからの漏えいがなくなり、原子炉建屋原子炉棟 6 階に直接水素が漏えいしなくなった場合の建屋挙動を確認するため、漏えい箇所を下層階のみとしたケースの評価を実施した。また、FRVS/SGTSについては、水素の下層階での滞留の有無を確認する観点から、停止とした。漏えい箇所及びFRVS/SGTS停止以外の条件は、第 2.1.4.2-1 表のケース 1 と同様である。第 1 図に解析結果を示す。

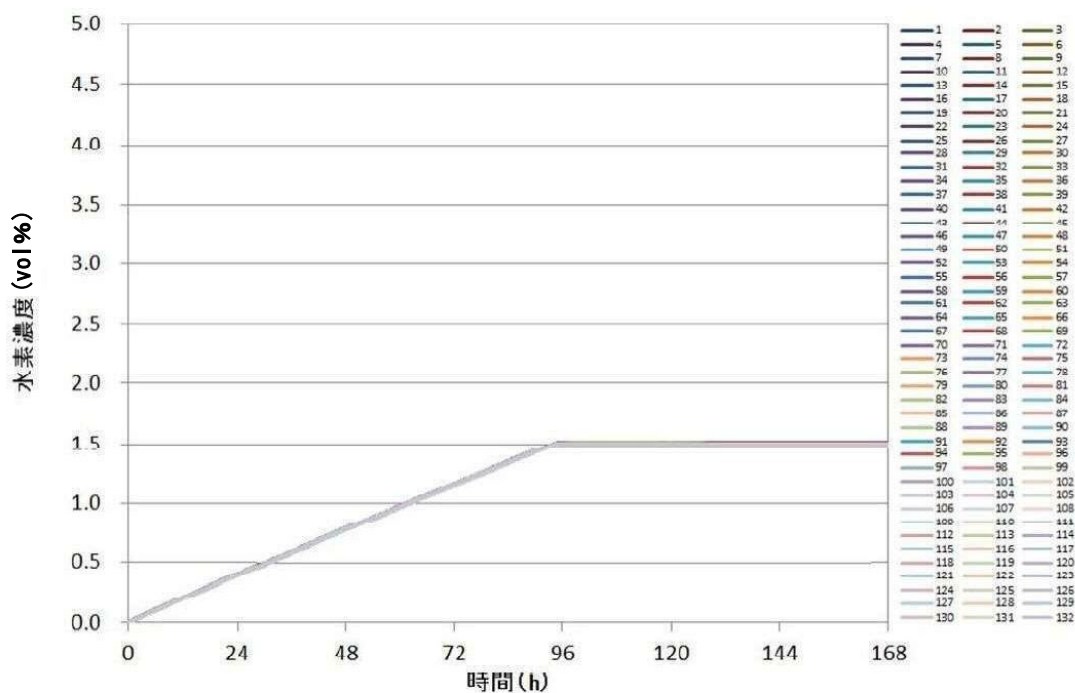


下層階のみから水素が漏えいし、FRVS/SGTSの効果に期待しない場合においても、大物搬入口区画及び階段区画から水素が原子炉建屋原子炉棟6階に流入することにより、下層階で水素が滞留することはなく、可燃限界に到達しない結果となった。

## 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟 6 階における水素挙動

格納容器から原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする水素が少ない場合において、水素が成層化しないことを解析により確認する。

格納容器ベントまでの漏えい率を、格納容器漏えい率を設計漏えい率相当である 0.5%/day とした。格納容器漏えい率以外の評価条件は、第 2.1.4.2-1 表のケース 2 と同様である。水素濃度の解析結果を第 1 図に示す。



第 1 図 小漏えい時の原子炉建屋原子炉棟 6 階水素挙動 (サブボリューム)

P A R 起動前においてもサブボリュームごとの水素濃度の差はほとんどなく、漏えい量を小さくした場合でも成層化は起こらないことを確認した。

## 東海第二発電所

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の  
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施  
するために必要な技術的能力に係る審査基準」への  
適合状況について  
審査会合における指摘事項の回答

平成29年10月31日

日本原子力発電株式会社