

【取扱い厳重注意】

平成23年9月16日

聴取結果書

東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会事務局

局員 松林 聡

平成23年9月12日及び同月14日、東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証のため、関係者から聴取した結果は、下記のとおりである。

記

第1 被聴取者、聴取日時、聴取場所、聴取者等

1 被聴取者

東京電力株式会社

2 聴取日時

平成23年9月12日午後2時11分から同日午後6時36分まで
(休憩なし。)

平成23年9月14日午後1時05分から同日午後5時33分まで
(休憩あり。午後2時58分から午後3時10分まで)

3 聴取場所

大手町合同庁舎3号館9階919号室

4 聴取者

参事官補佐 松本 朗

参事官補佐 下岡 豊

主 査 岡田 祐樹

主 査 永田 利生

主 査 松林 聡

5 ICレコーダーによる録音の有無等

あり

なし

第2 聴取内容

東京電力株式会社によるアクシデントマネジメントの対応について
別紙のとおり

【取扱い厳重注意】

第3 特記事項
なし

以 上

【取扱い厳重注意】

別紙

【原子炉安全技術グループについて】

○ 私は、

を務めており、これまでずっと安全業務に携わっている。

の主な業務は、原子炉施設の安全設計評価であり、確率論的安全評価により、原子炉全体のシステムとしての挙動を評価している。また、アクシデントマネジメント（以下「AM」という。）についても、が所掌している。

アクシデントマネジメントを所掌していた部署の組織変遷は以下のとおり。

【AM 整備の経緯】

○ 昭和62年7月、原子力安全委員会原子炉安全基準専門部会共通問題懇談会（以下「共通懇」という。）が設置され、アクシデントマネジメントが議論された。

事業者は、その共通懇にオブザーバーとして参加し、必要に応じて事業者のAM検討状況を共通懇に報告していた。また、通商産業省（以下「通産省」という。）も共通懇に参加していた。

昭和62年以降、通商産業省資源エネルギー庁でAMを担当していたのは、原子力発電安全審査課であった。現在、AMについては原子力安全・保安院（以下「保安院」という。）の防災課が担当している。

○ 平成4年頃から平成6年頃まで、通産省主催のシビアアクシデント対策検討会（以下「SA対策検討会」という。）が合計16回開催された。SA対策検討会において、BWRについては東電が、PWRについては関西電力株式会社が、それぞれ電気事業連合会（以下「電事連」という。）の代表として発表を行っていた。

SA対策検討会が開催されていた時期に、東電は、平成6年3月に通産省へ提出した「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント検討報告書（以下「AM検討報告書」という。）を作成していたので、AMを検討する上での疑問点や問題点につき、SA対策検討会で、有識者の方々に議論してもらい、方針を決めてもらっていた。

○ AMは、平成14年5月までに順次整備し、「福島第一原子力発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」として整備結果をまとめ、保安院に提出した。これをもって、AMの整備は一応終了したと考えており、その後、国内外の事故や新しい知見を踏まえた対策を行う水平展開は随時実施しているが、あらゆる不測の事態を事前に想定し、そのような事態への対処を検討し、必要な準備を事前に行うといった積極的な取組みを継続的に行ってはいない。

【取扱い嚴重注意】

- 平成23年2月、原子力安全委員会において、「第1回 当面の施策の基本方針の推進に向けた外部専門家との意見交換 - 安全確保の基本原則に関すること」という議題で、意見交換が行われた。ここでは、今後 SA 対策を規制上どう位置付けていくかについて議論が行われた。私も出席した。

【東電における自然ハザード等の外部事象への対応】

- 原子炉施設が安全に設計されているかどうかは、原子力安全委員会（以下「原安委」という。）が平成2年8月に決定した「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき、「運転時の異常な過渡変化」と「事故」を想定し、その想定の下で安全評価を行うこととなるが、その「運転時の異常な過渡変化」及び「事故」とは、その原因が原子炉施設内にある、いわゆる内部事象をさすとされている。

東電において、設計基準事象を超える事象については、AM の整備により対処することとなるが、安全評価の対象が内部事象とされていることから、AM 整備に当たって確率論的安全評価（以下「PSA」という。）を実施する際にも、内部事象のみを事故シーケンスとして想定し、外部事象までは想定していない。

このように、東電において、AM は、設計基準事象を超える事象のうち、内部事象への対処策として捉えられてきており、外部事象はAM の対象外とされてきた。

私は、原子炉施設の基本的な安全機能は、内部事象の PSA を行うことにより、おおむね把握できると考えていた。今回のように、複数のプラントが同時に自然災害によって損傷したり機能喪失するような事態が起きるとは思っていなかったし、そのような事態を想定する必要性も、正直感じていなかった。

- 東電では、地震、津波といった自然ハザード等の外部事象は、原子炉施設の構造上の強度等の設計レベルの問題として取り扱われてきた。

具体的には、地震、津波等の自然災害に対する評価を行い、原子炉施設の設計が、平成2年の原安委決定である「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」や、平成18年の原安委決定である「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針」をクリアし、想定した自然災害に十分耐えられる設計となるようにしてきた。

既設の原子炉施設については、耐震バックチェック等を通じて、自然災害に十分耐えられるかどうかを改めて調査し、想定した自然災害に対する耐性が不十分な場合には、必要な対策工事を行うことにより対処してきた。

このような業務を所掌してきたのは、XXXXXXXXXXである。

- 私は、地震等の自然災害発生時の対処策として AM を検討するくらいなら、むしろ、原子炉施設の設計そのものを見直す議論をしなければならないと考える。
- とはいえ、中越沖地震のような基準地震動を大幅に超える地震が起きたことを受けて、日本原子力学会は、地震に対する安全の取り組みを議論する「原子力発電所地震安全特別専門委員会」を発足させ、原子力発電所の地震安全について議論し、プラントが基準地震動を超える事象下で有する構造・耐震上の余裕を定量的に評価することや、内部事象に限らず、あらゆる範囲の地震動領域における評価を行う地震 PSA を導入することなどの検討を行い、一応の結果を平成22年4月にまとめた。そのとき

【取扱い厳重注意】

の原子力発電所地震安全特別専門委員会の委員長は班目春樹であり、私も安全分科会幹事として議論に参加していた。

逆に言えば、このような検討が平成22年にまとめられたこと自体が、それまでは、基準地震動を超える地震を想定することなど思いもよらなかったことを示していると思う。

また、平成22年4月の時点で、火災、溢水、津波等の地震随伴事象については今後検討を行うこととされており、設計基準事象を超える津波を想定して、かかる津波発生時の対処策を講じることなど思いもよらなかったというのが実情である。

当該委員会において、複数機立地も含めた様々な課題に対して、どの様に取り組むのかといったロードマップを作成しようとしていた矢先に、今回の地震が起こった。

- 設備上の AM として整備した代替注水策等に関する設備の耐震クラスを S クラスにするという考えはなかった。

例えば、今回活躍した代替注水策のひとつである消火系ラインの配管は、屋内のみならず屋外にも張り巡らされていることから、耐震クラス S を実現することは不可能である。

【海外の AM に係る知見の取り扱いについて】

- 現在、AM に関する海外の知見の収集については、XXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXが行っているが、必要に応じて、私が GM を務めるXXXXXXXXXX自ら知見を収集することもある。

東電は、ワシントンとロンドンに事務所を持っており、その事務所を通じて、海外の知見を収集している。

東電のワシントン事務所は NRC の情報、ロンドン事務所は IAEA の情報を取得している。また、IAEA には、コストフリーエキスパート制度 (IAEA 職員として働くが、その者の賃金は東電が支払う制度) により、東電の従業員を 1 名 IAEA に派遣しており、その者からも IAEA の情報を入手していた。

また、20 年程前から、日本エヌ・ユー・エス株式会社を通じて、アメリカ及びヨーロッパの原子力規制関連情報を定期的を取得しており、我々は NRC が出しているジェネリックレターの様なドキュメントも全て集めている。なお、東電は日本エヌ・ユー・エス株式会社の株式を 25% 保有している。

【代替注水について】

- 設備上の AM 策として、消火系ラインと復水補給水系の配管の接続を行った。
- 原子炉へ注水するに当たり、現場に行って「開」操作をしなければならない手動弁を電動弁化し、中央操作室で操作できるようにした。
- 高圧注水系が機能しない場合に、低圧注水系による注水を実現させるための策であるXXXXXXXXXXも、設備上の AM 策として検討整備した。なお、1 F の 1 号機 (以下「1 F - 1」という。他の号機も同様。) には非常用復水器 (以下「IC」という。) があるので、XXXXXXXXXXは設置されていない。IC は、弁を 1 つ開けるだけで動作可

【取扱い嚴重注意】

能であり、水位が下がらないことから、非常にシンプルで信頼性が高いものである。PSA において、弁1つを開ける事に失敗する確率は極めて低い。したがって、減圧に失敗し、原子炉損傷に至るという事故シナリオの発生確率は極めて低いのである。次世代炉の検討では、ICを付けるのが最近の傾向となっている。

【ベントについて】

- 東電社内で、設備上の AM 策を考慮するに当たり、フィルタベントを付ける議論がなされた。ヨーロッパでは、チェルノブイリ事故の影響で、フィルタベントを付けている原子力発電所が多かった。しかしながら、当時、日本では、フィルタベントが大きく、外から見ても目立つことなどから、ネガティブなイメージがあった。
- 1989年、NRC のウェットウェルベントに関するジェネリックレターが発出された（資料1）。その頃、電力共通研究で、ウェットウェルベントが有する放射性物質の除去能力について研究を行っており、平成5年（1993年）3月、ウェットウェルベントが十分なフィルタ機能を持つ事を確認した（共同研究報告書 [REDACTED]）。

このような状況を踏まえ、東電は、第4回 SA 対策検討会（平成5年5月28日開催）で、加圧破損防止策として、フィルタベントを採用しない旨の説明を行った。

ドライウェルベントにフィルタを付けていない理由は、基本的にはウェットウェルベントのみで対応可能と考えていたからである。

- 今回の事故で、ベントの際、AO 弁を開けるのに現場が非常に苦勞したが、事故前に手動のハンドルを付ける等のカスタマイズを行う必要性を感じていなかった。信頼性の高い計装用の空気が無くなるという事態など思いもよらなかったからである。

【全交流電源喪失について】

- 全交流電源喪失については、もちろん想定していた。

例えば、RCIC で8時間の注水を行っている間に、隣接しているプラントから電源を融通するという AM 策を想定していた。ただ、この想定は隣接プラントが生きていることを前提としており、今回のように、複数プラントで電源を喪失するという事態は想定していなかった。

- 複数の非常用ディーゼル発電機（以下「非常用 D/G」という。）が何らかの原因で機能せず、全交流電源喪失の事態に至ることは想定していた。しかし、その場合でも、直流電源は生きていると考えていたので、IC 又は RCIC で原子炉を冷却している間に、電源融通を行うことを考えていた。

各プラントにある直流電源のバッテリーは、A 系及び B 系の二系統があるが、私たちエンジニアの感覚としてバッテリーが両方故障することは通常ないと思いながらも、A 系及び B 系の両方が同時に故障した場合を想定し、タイラインを通じた隣接プラントからの低圧（480V）交流電源の融通により、直流電源用の充電器を使用可能な状態にすることで、直流電源を確保できるようにした。これも整備した AM 策の一つであった。

【取扱い嚴重注意】

ただ、この場合にも、先述したとおり、隣接プラントの電源が生きていることを前提としており、今回のように、複数プラントで電源を喪失した場合には、機能しないものであった。

【非常用ディーゼル発電機について】

- 1Fにおける設備上のAM対策として、非常用D/Gの設置がある。

当初、非常用D/Gは、1F-1と1F-2にそれぞれ1台設置されていたほか、1F-1及び1F-2共用のバックアップが1台設置されていたが、共用の非常用D/Gを1F-1に設置し、1F-2には新たに空冷の非常用D/Gを設置した。1F-3、4及び1F-5、6でも同様の対策を行った。

- 各号機に2台目の非常用D/Gを設置する際、当初から設置されていた非常用D/Gとは別の建屋に設置するだとか、設置場所の高さを変えるなどして防護の多様性を確保するという考えは全くなかった。

非常用D/Gはタービン建屋の地下に設置されていたが、原子炉建屋には非常用D/Gを設置するスペースの余裕はなかったし、当初の非常用D/Gと同じ低い場所に設置した方が耐震性に優れることから、2台目の非常用D/Gも[]に設置した。地震を想定した場合、非常用D/Gは低い場所に設置した方が良いからである。また、私は設備を埋める様な津波を考えていなかったし、津波の議論も当時は承知していなかった。

【手順書の備付、資機材準備について】

- 各手順書類については、発電所の発電部門が電子データを管理し、中央操作室及びオフサイトセンターには紙ベースで一揃えしていた。

免震重要棟にどのような図書を準備するかについては、発電所の判断事項と考えており、本店から具体的な指示は出していない。

- バッテリーやコンプレッサーについては、すぐに調達可能なものなので、これらをAM策として備蓄しておくという発想はなかった。

- 防災計画に基づいて、食料、水、マスク等を備蓄していたが、今回、全ての号機で不足し、外部から調達したようである。防護服（タイベック）も準備はしていたが、数が足りず、フランスからたくさんもらったように聞いている。

【AMに係る対策・訓練について】

- 設備上のAM策については、中央制御室で電動弁等を操作できるようにし、中央制御室でAM策を実施できるようにした。今回のように、ベントのためにバルブのところまで行って弁を開けるといようなことは、AM策として考えていなかった。

- AM策として、今回のように、ケーブルを人力で敷設することは想定しておらず、訓練の対象にもなっていない。

- AM策の演習に当たる防災訓練のシナリオは、[]が、発電所と相談しながら作成しており、[]は、[]から事前にシナリオを見せ

【取扱い厳重注意】

てもらい、アドバイスをすることがある。

【水素爆発について】

- 建屋に水素が溜まって爆発することは、全く想定していなかった。原子力安全委員長も含めて、誰も想定していなかったと思う。

【問】建屋における水素爆発について論じた NUREG の「NUREG/CR - 5 8 5 0、BNL - NUREG - 5 2 3 1 9」やフィンランドの「Nuclear Engineering and Design 2 1 1 (2 0 0 2) 2 7 - 5 0」の論文を知っていたか。

【答】NUREG の論文は、今日初めて見た。だが、そのような論文を踏まえた議論が IAEA や NRC でなされたという話を聞いたことがない。フィンランドの論文については、平成 2 3 年 3 月 1 1 日以降、ストレステストの関連でヨーロッパの情報が入ってきた時に知った。

- 私は、AM を検討する際、炉心の損傷防止を考えてきた。炉心損傷後、格納容器を損傷させない検討は行っていたが、損傷してしまった格納容器から水素や水蒸気が建屋に出ていくことまでは検討していなかった。あくまでも、炉心損傷を防止するための対策、炉心損傷の影響を緩和する対策、つまり格納容器の閉じ込め機能を維持する対策を行っており、格納容器の機能を維持できなくなった後の状態までは検討していない。格納容器の機能を維持するためにウェットウェルベントを行うための設備を取り付けたり、格納容器に注水する手段を設けたりしていたが、今回の事故においては、格納容器への注水もベントもほとんどできなかった。その結果、格納容器の機能が劣化し、水素や水蒸気が建屋に出て、水素爆発してしまった

今思えば、水蒸気が出ているのが見えていれば、水素が出ているという発想があってもよかったと思うが、今回の地震後には、ひたすら水を入れることだけを考えていた。建屋の水素爆発という発想はなく、1 F - 1 の爆発を知ったとき、「何だろう。」と思った。格納容器から空気が漏れるということは耐圧漏洩試験で分かっていたが、その結果、建屋内に水素が高濃度で蓄積して爆発するとまでは思っていなかった。

- FCS は、格納容器中の水素濃度をコントロールするシステムである。通常、格納容器の中は不活性化されており、酸素がほとんどない状態である。水素が出てきて FCS を作動させても、酸素がないと水素と結合しない。炉心が損傷を始めると水素が一気に出る。その結果、格納容器の中の水素濃度が数十%と高くなり、酸素は 2 ~ 3 % しかないことから、数%分の水素しか消費できないので、あまり意味がないと思っていた。つまり、格納容器の中が不活性化しているから、FCS 設備は不要ということである。原子力安全委員会は、震災直前まで、安全審査指針につき、FCS 設備を不要とする旨の改訂作業を行っていた。

- 震災後、私が、1 F - 4 へ行って、SGTS のフィルタトレインの線量を測定したところ、1 F - 3 に近い高性能フィルタ B (9 5 B) の線量は 1 2 ミリシーベルト、1 F - 3 から遠い高性能フィルタ B (9 3 B) の線量は 4 ミリシーベルトで、1 F - 3 に近いフィルタの線量が明らかに高かった。したがって、核分裂生成物 (FP) は 1 F - 3 から 1 F - 4 に入ってきていると思料され、同様に水素も 1 F - 3 から 1

【取扱い嚴重注意】

F-4に流入し、1F-4の建屋で水素爆発が起きた可能性が高いと思われる。

1F-3（東芝製）の主排気塔とSGTSとの間にはグラビティダンパーが付いているが、1F-4（日立製）の主排気塔とSGTSとの間にはグラビティダンパーが付いていない。1F-4にグラビティダンパーが付いていたならば、1F-3から水素が逆流せず、1F-4の爆発は防げたかもしれない。ただ、1F-3を設計した東芝は、SGTSのA系稼働時、排気がB系に逆流するのを防ぐためにグラビティダンパーを付けたのであって、排気塔からの逆流を防止するためではなかった。

【使用済燃料貯蔵プールについて】

- 使用済燃料貯蔵プールに関しては、水を入れさえすればよいと考えていた。電源が無くなっても、消火系を用いて水を入れればよいと思っていた。使用済燃料貯蔵プールの水は、温度が上昇して蒸発し、水位が下がるまでに相当の時間が掛かることから、その間に十分な対応ができると考えていた。

【消防車による注水について】

- 消火系（以下「FPライン」という。）を用いた代替注水は、AM策の一つとして検討整備していたが、FPラインへは、ろ過水タンクからポンプで送水すればよく、電源を喪失した場合でも、ディーゼル駆動消火ポンプ（以下「DDFP」という。）でFPラインへ送水すればよいと思っていた。そのDDFPまで故障する事態は想定していなかった。

各号機のタービン建屋には、FPラインにつながる送水口があり、火災時に、消防車から送水口にホースをつなぎ込み、消防車からFPラインに送水することは想定していた。だが、消防車からFPラインに送水した水を原子炉に注水することについては、発想としては頭の中にあっただが、これをAM策としてきちんと整備してはいなかった。

その理由を自分なりに考えてみると、火災時の消火方法はFPラインを使う以外に方法はなく、DDFPが故障すれば、消防車から送水口に送水する以外に送水方法がないのに対し、原子炉への注水方法は、FPライン以外にもいくつか準備されているので、消防車を用いた注水までは考えなくてよいと思っていたように思う。

1993年にGEがNUPECに対して行った「Severe Accident Considerations」と題するプレゼンテーションの中で、電源に依存しない注水策として、DDFPのほかに、消防車（Outdoor Fire Truck Connection）が指摘されていた（資料2参照）ことは知っていたが、先述したとおり、消防車を用いた注水までは考えなくてよいと思っていた。

【海水注入について】

- 海水注入に関するマニュアルや手順書はない。海水注入をAM策として検討整備したこともない。
- 1F-3以降の号機については、RHR（残留熱除去系）とRHRS（残留熱除去海水系）をつなぐタイラインがあるが、AM策としてこのような設計をしたわけではない。

【取扱い嚴重注意】

このタイラインは2 Fにはないと思う。

- 発電所の水は、水利権を持っている坂下ダムの水を原水タンクに導入し、簡単な濾過を行った水を濾過水タンクに入れ、その水を純水処理系に回して綺麗にし、純水タンクにためている。基本的に、発電所の中の水は、なるべく追加しないで再利用する事を目的としている。床掃除には濾過水系の水を用い、機器への注入は純水系の水を用いている。

【電源車・ケーブルについて】

- 全交流電源喪失時の電源確保に係る AM の検討をする過程で、電源車の配備を検討した記憶があるが、結局、電源車を配備することはなかった。電源車を配備するにしても、どこに置くのか、誰が運転するのか、電源車からの接続を短時間で済ませられるのかといった問題があり、むしろ、隣接プラントから電源融通を受けるのが一番効率がよいので、電源車は配備しなかったように記憶している。
- 今回、ケーブルについては、関電工等の協力企業がたまたま持っていた物を使って敷設したが、協力企業に対し、ケーブルを常にストックしておくよう依頼してはいない。

AM 策として、ケーブルの備蓄及びケーブル敷設を想定してはならず、既設のケーブルを使用して電源融通することを想定していた。新たにケーブルを敷設するとなると大変な事件と手間が掛かるので、あらかじめ融通用のケーブルを敷設しておき、中央操作室における操作により、電源融通が受けられるようにしてあった。

【平成23年3月11日以降の行動】

- 私は、3月11日夜、東電本店緊急時対策室におり、福島現場で行われていることがおかしくないかどうか確認していた。同日夜、1 F - 1 の原子炉建屋の線量があまりにも高くて入れないという話を電話で聞いたとき、IC が動いていると思っていたので、「何を言っているんだ。IC が動いているじゃないか。」と電話の相手に言った。その相手が誰だったかよく思い出せない。

- 私は、3月15日朝も東電本店にいた。1 F - 2 の格納容器ドライウエル（以下「D/W」という。）の圧力が高いにもかかわらず、サプレッション・チャンバー（以下「S/C」という。）の圧力が低かったので、おかしいなあと思っていた。

その後、私が菅総理の応対をしている最中に、1 F - 4 が変だという話を聞いた。そこで急いで緊急時対策室に行くと、1 F - 2 で爆発音がしたという話が出た。その時にちょうど S/C の圧力を測ったらゼロだったという話を聞いたが、他方、D/W の圧力は750 kPa 位あった。

その頃、吉田所長が一部の人間を残して2 F に退避したい旨の話をしだした。おそらく吉田所長は、2号機がとんでもない事になったので、職員を退避させようとしたのだと思う。私は、この退避の話が出たとき、吉田所長に対し、「まだ1 F - 2 の D/W の圧力が残っているので、S/C の計装が変なんだと思います。だから、そんなに慌てないで下さい。」と言った。

【取扱い嚴重注意】

○ 1F-2のRCICが3月14日に止まって、減圧と注水をしなければならない状態になっていた時、S/Cの温度が高いので、圧力容器を減圧する前に格納容器ベントを行い、S/Cを減圧するという話があった。格納容器を減圧してから圧力容器を減圧するというのが発電所側の発想だった。

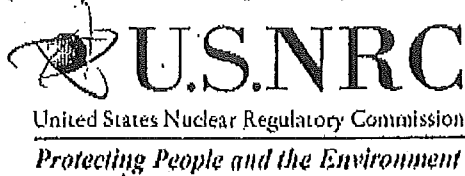
これに対し、班目原子力安全委員長が「そんな事より早く圧力容器の減圧をしろ。」と言ったが、サイト側は格納容器ベントをトライした。

トライしたが、うまくベントできなかつたところ、清水社長（当時）が「班目先生の方式で行け。」と言い、サイトもこれに従って圧力容器の減圧を行った。

私は、このやり取りの中で、サイトが「圧力容器を減圧をする前に格納容器をベントして、温度を下げおきたい。」と言っていたのを聞いて、S/Cが高温の場合、蒸気凝縮能力が低下する知見が一般的にあることは知っていたが、

以 上

[an error occurred while processing this directive]



Home > NRC Library > Document Collections > Generic Communications > Generic Letters > 1989 > GL89016

September 1, 1989

TO: ALL HOLDERS OF OPERATING LICENSES FOR NUCLEAR POWER REACTORS
WITH MARK I CONTAINMENTS

SUBJECT: INSTALLATION OF A HARDENED WETWELL VENT (GENERIC LETTER 89-16)

As a part of a comprehensive plan for closing severe accident issues, the staff undertook a program to determine if any actions should be taken, on a generic basis, to reduce the vulnerability of BWR Mark I containments to severe accident challenges. At the conclusion of the Mark I Containment Performance Improvement Program, the staff identified a number of plant modifications that substantially enhance the plants' capability to both prevent and mitigate the consequences of severe accidents. The improvements that were recommended include (1) improved hardened wetwell vent capability, (2) improved reactor pressure vessel depressurization system reliability, (3) an alternative water supply to the reactor vessel and drywell sprays, and (4) updated emergency procedures and training. The staff as part of that effort also evaluated various mechanisms for implementing of these plant improvements so that the licensee and the staff efforts would result in a coordinated coherent approach to resolution of severe accident issues in accordance with the Commission's severe accident policy.

After considering the proposed Mark I Containment Performance Program (described in SECY 89-017, January 1989), the Commission directed the staff to pursue Mark I enhancements on a plant-specific basis in order to account for possible unique design differences that may bear on the necessity and nature of specific safety improvements. Accordingly, the Commission concluded that the recommended safety improvements, with one exception, that is, hardened wetwell vent capability, should be evaluated by licensees as part of the Individual Plant Examination (IPE) Program. With regard to the recommended plant improvement dealing with hardened vent capability, the Commission, in recognition of the circumstances and benefits associated with this modification, has directed a different approach. Specifically, the Commission has directed the staff to approve installation of a hardened vent under the provisions of 10 CFR 50.59 for licensees, who on their own initiative, elect to incorporate this plant improvement. The staff previously inspected the design of such a system that was installed by Boston Edison Company at the Pilgrim Nuclear Power Station. The staff found the installed system and the associated Boston Edison Company's analysis acceptable.

A copy of Boston Edison Company's description of the vent modification is enclosed for your information. For the remaining plants, the staff has been directed to initiate plant-specific backfit analyses for each of the Mark I plants to evaluate the efficacy of requiring the installation of hardened wetwell vents. Where the backfit analysis supports imposition of that requirement, the staff is directed to issue orders for modifications to install a reliable hardened vent.

8909010375

.Generic Letter 89-16

-2-

September 1, 1989

The staff believes that the available information provides strong incentive for installation of a hardened vent. First, it is recognized that all affected plants have in place emergency procedures directing the operator to vent under certain circumstances (primarily to avoid exceeding the primary containment pressure limit) from the wetwell airspace. Thus, incorporation of a designated capability consistent with the objectives of the emergency procedure guidelines is seen as a logical and prudent plant improvement.

Continued reliance on pre-existing capability (non-pressure-bearing vent path) which may jeopardize access to vital plant areas or other equipment is an unnecessary complication that threatens accident management strategies. Second, implementation of reliable venting capability and procedures can reduce the likelihood of core melt from accident sequences involving loss of long-term decay heat removal by about a factor of 10. Reliable venting capability is also beneficial, depending on plant design and capabilities, in reducing the likelihood of core melt from other accident initiators, for example, station blackout and anticipated transients without scram. As a mitigation measure, a reliable wetwell vent provides assurance of pressure relief through a path with significant scrubbing of fission products and can result in lower releases even for containment failure modes not associated with pressurization (i.e., liner meltthrough). Finally, a reliable hardened wetwell vent allows for consideration of coordinated accident management strategies by providing design capability consistent with safety objectives. For the aforementioned reasons, the staff concludes that a plant modification is highly desirable and a prudent engineering solution of issues surrounding complex and uncertain phenomena. Therefore, the staff strongly encourages licensees to implement requisite design changes, utilizing portions of existing systems to the greatest extent practical, under the provisions of 10 CFR 50.59.

As noted previously, for facilities not electing to voluntarily incorporate design changes, the Commission has directed the staff to perform plant-specific backfit analyses. In an effort to most accurately reflect plant specificity, the staff herein requests that each licensee provide cost estimates for implementation of a hardened vent by pipe replacement, as described in SECY 89-017. In addition, licensees are requested to indicate the incremental cost of installing an ac independent design in comparison to a design relying on availability of ac power. In the absence of such information, the staff will use an estimate of \$750,000. This estimate is based on modification of prevalent existing designs to bypass the standby gas treatment system ducting and includes piping, electrical design changes, and modifications to procedures and training.

The NRC staff requests that each licensee with a Mark I plant provide notification of its plans for addressing resolution of this issue. If the licensee elects to voluntarily proceed with plant modifications, it should be so noted, along with an estimated schedule, and no further information is necessary. Otherwise, the NRC staff requests that the above cost information be provided. In either event, it requests that each licensee respond within 45 days of receipt of this letter.

.Generic Letter 89-16

-3-

September 1, 1989

This request is covered by Office of Management and Budget Clearance Number 3150-0011, which expires December 31, 1989. The estimated average burden hours are 100 person hours per licensee response, including searching data sources, gathering and analyzing the data, and preparing the required letters. These estimated average burden hours pertain only to the identified response-related matters and do not include the time for actual implementation of the requested actions. Send comments regarding this burden estimate or any other aspect of this collection of information, including suggestions for reducing this burden, to the Record and Reports Management Branch, Division of Information Support Services, Office of Information Resources Management, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C. 20555; and to the Paperwork Reduction Project (3150-0011), Office of Management and Budget, Washington, D.C. 20503.

If you have any questions regarding this matter, please contact the NRC Lead Project Manager, Mohan Thadani, at (301) 492-1427.

Sincerely,

James G. Partlow
Associate Director for Projects
Office of Nuclear Reactor Regulation

Enclosures:

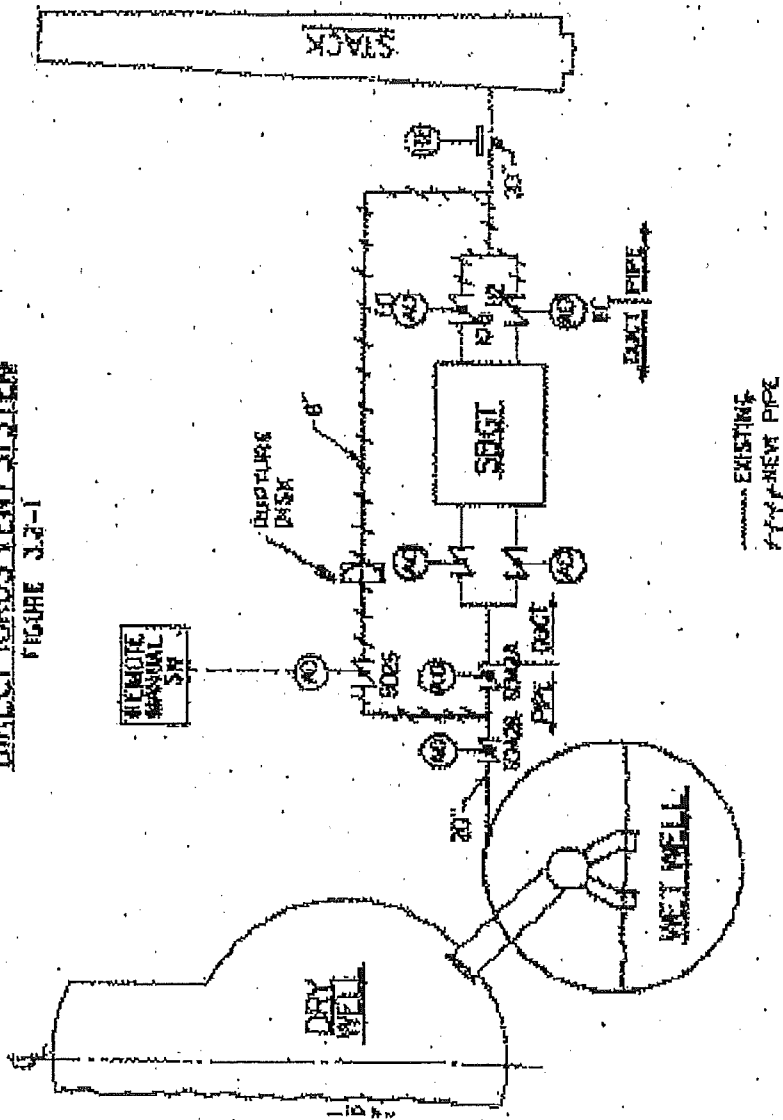
1. Description of Vent
Modification at the Pilgrim
Nuclear Power Station

2. List of Most Recently
Issued Generic Letters

Page Last Reviewed/Updated Wednesday, February 16, 2011

©2000-2011 NRC

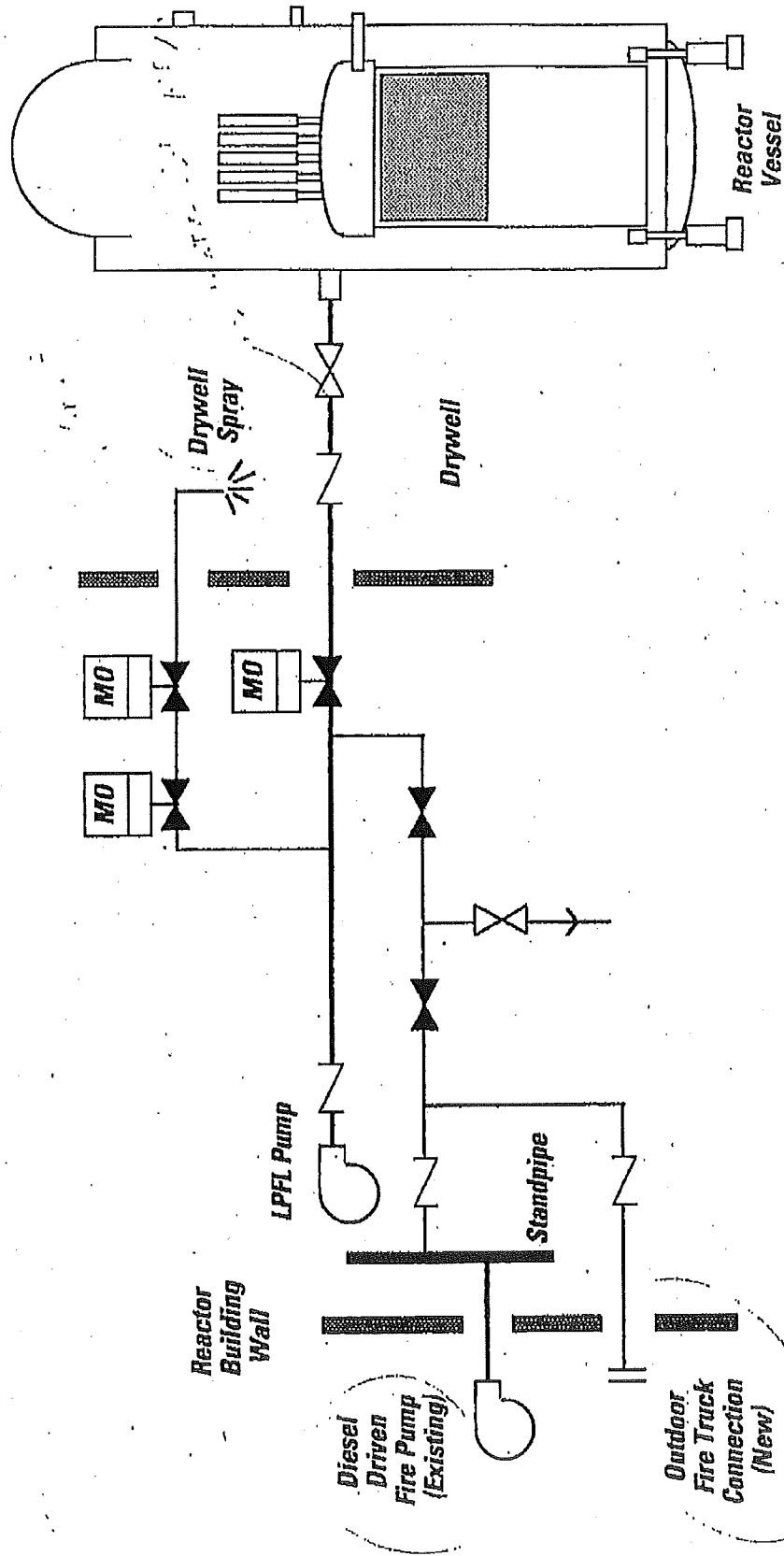
DIRECT TORUS VENT SYSTEM
FIGURE 3.2-1



EXISTING PIPE
 NEW PIPE

REV. 1 (3/17/2010)

AC Independent Water Addition





GE Nuclear Energy

Severe Accident Considerations

Presentation to NUPEC

**██████████ Manager,
ABWR Engineering**

November 18, 1993