

(3) 主要項目に対する各国の対応の概要

本調査では欧米の規制組織及び原子力発電所等に計 8 回の訪問調査を行い、各訪問調査で複数の組織に対する調査を行ったことから、多数の組織について様々な分野の活動状況についての情報を収集することができた。従って、同一事項について複数の組織の活動内容に関する情報が得られているものがあり、活動項目ごとに各国、各組織の対応状況を並べて比較することも有益であるとの観点から、各組織からの情報の多い保全に関連する項目を中心に整理した（比較は欧州と米国各プラントで分けて比較した）。

なお、訪問した各組織に対し項目を横並びにして情報を入手したわけではないので、本資料で活動が記載されていない組織が当該活動を行っていないということではない。

また、当該項目に関する情報が入手されたものでも情報量が少ないものは割愛しているものもある。

I. 欧州各国の比較

1. 運転計画及び定期検査

1-1 運転計画実績及び方針

(1) フィンランド

運転期間に関する規制要求はなく、運転サイクルは経済的理由から決定。（通常 1 年）Olkiluoto-1、2 号機の運転期間は 12 ヶ月、3 号機（建設中）は第 1 サイクルが 12 ヶ月、その後は 24 ヶ月で計画している。

定期検査区分は 1) 燃料交換停止、2) 保守停止、3) 改修停止（1 回/10 年）の 3 種類で、1) と 2) は隔年で実施。

(2) フランス

EDF 運転炉 58 基のうち 48 基で負荷追従運転を実施し、残り 10 基がベースロード運転。

2005 年は設備利用率(83.4%)、発電量(429TWh)ともに史上最高記録を更新。CP0、P4、P' 4 の各タイプの炉は 18 ヶ月運転、CPY、N4 の各タイプの炉は 12 ヶ月運転で、電力需要量は冬に多く、夏の需要との差を定検の調整（12 ヶ月運転プラントは夏、18 ヶ月運転プラントは春、秋）と負荷追従運転で調整している。今後の計画では N4 プラントを 18 ヶ月運転に移行し(2007 年)、より柔軟な運転期間（例：18+/-2,3 ヶ月へ）(2010 年)を採用していく。

(3) スイス

Leibstadt では設備利用率の目標は 90%としており、2002 年は最高の 91.66%を達成し

た。1985年～2005年の時間稼働率の平均値は88.01%、設備利用率の平均値は84.6%である。

(4) スウェーデン

2006年度の設備利用率は Ringhals-1号機が90%、2号機が92%、3号機が82%、4号機が91%。

(5) ドイツ

Isar-2号機は1994年、1996年に総年間発電電力量世界一を達成している。

(6) ベルギー

Doel-1/2/3号機では、4%濃縮ウランを使用しており、定検間隔は11ヶ月。Doel-4号機では5%濃縮ウランを使用しており、定検間隔は18ヶ月で運転している。定検時に、全炉心の4分の1の燃料を交換している。

1-2 定期検査方針・実績

(1) フィンランド

Olkiluoto-1号機では2005年に燃料交換停止を行い、解列から併入までの期間は7日4時間16分であった。

工期に関連して、設備の主な特徴は以下のとおりである。

- ・原子炉格納容器（PCV）上部にはコンクリートプラグがなく、水遮へいである。
- ・PCVと原子炉圧力容器（RPV）の保温架台が一体となっている。
- ・原子炉容器上蓋にはヘッドスプレイ等のフランジがなく、60本のボルトで締結され、手動テンショナーを用い取付け・取外しを行う。
- ・シュラウドと汽水分離器はシュラウドヘッドボルトで締結されておらず、シュラウド上に汽水分離器と蒸気乾燥器を乗せ、RPV上蓋スプリングにより固定している。

(2) フランス

定検はASR（燃料交換のみで通常25日～30日）、VP（燃料交換と保全で50～60日）、VD（10年毎に規制要求に基づき行う大がかりな定検で120日程度のもの）がある。毎年定検では燃料取替と毎年実施せねばならない項目のみを実施し、燃取停止と保守定検を、毎年交互に行っている。

フランスでは労働基準法が厳しく、12時間×2シフトは組めないため、保守時間の短縮、不具合の撲滅、計画日数の厳守が設備利用率向上に不可欠であり、技術的な改善で2.1%、マネジメントの改善で1.3%の短縮を目指す。

今後2015年を見通した変革として、外注政策・パッケージタイプフルターンキー契約を

含めた保守の最適化、TBM から CBM への移行、経験の共有化、運転中/停止中の 2 プロジェクト制でのコストの最適化と一段の削減等を継続していく。

(3) スイス

定検期間は、ショート (14~16 日)、スタンダード (20~22 日)、ロング (30~32 日/10 年) と設定している。定検期間の目標は、2006 年は 20 日であったが実績は 23 日。

Leibstadt では毎年 8 月に定検を実施。

(4) ドイツ

Isar は運転中も格納容器内に立ち入り可能であり、定期点検に入る前にポーラクレーンの点検が可能である。計画外の電力購入は非常に高くつくため、定期点検を十分に行い原子力発電所の計画外停止を避けることが、定期点検の日数削減よりも重要となっている。なお、定期点検のための停止は 21 日程度である。

(6) ベルギー

Doelの定期検査は1ヶ月程度である。また、定期検査は1ヶ月程度である。職員や保全作業員の負担を分散するためにずらしている。全部で7基あるので、それぞれずらしている。大抵はDoelとTihangeを交互に実施し、負担を軽減している。

2. 保全関連

2-1 保全の考え方と計画策定

(1) フィンランド

すべての保守作業は、TVO の経営方針に則って行われているものである。つまり、競争力のある電力価格で株主に提供し、国民に対して安全である事。つまり、**resource=money=policy** ということを常に念頭において行動している。

効率・安全・環境・確実性のいずれもおろそかにしてはならない。燃取停止/定検短縮については、作業の質やコスト削減を狙い、燃取停止の工程は標準化されている。非常に時間をかけて標準化されてきたので、その気になれば来週からでも燃取停止に取り掛かれるほど。

(2) フランス

定検の計画は、10 年を見越して作成され、長期スパンで「大規模 (取替) 工事の計画」、その後定検が近づくに従って「クリティカル工事の特定と工期」、「定検における安全系統の使用選択」、「その他系統工程」を確定する。

作業は原則として 24 時間工程。定検時には予備品と入れ替える方法を実施し、取り出した機器の保守は冬場に実施。

(3) スイス

保全のコンセプトは、定検を最高の状態にする、というものであり、保全プログラムは、1年間における定検と OLM の割合を良いバランスで決めるものである。

(4) スウェーデン

Ringhals では保全目標はプラントの寿命延長（50 年）、設備利用率向上（92%）の維持等である。設備利用率については、作業手順、人員配置の適正化・定型化が重要。人的能力の点からは、技術継承を行うため人員を一時的に増加させ、訓練等によりコアの技術を構築。保守活動が良好に行われていくためには、管理者のリーダーシップによって方向付けされた期待や改善が必要である一方で、働く人のスキルや態度を、その管理者の期待に合わせていくことができるかによる。

2-2 保全の体制

(1) フィンランド

保全（定検）の体制として原子炉関連はWH社、燃料交換作業はTVO社員が実施。燃料交換停止は5万人時間、保守停止は15~25万人時間。

外注作業員は2005年で1号機が約700名、2号機が約1400名で、近隣の作業員が約40%、残りは海外（独、スウェーデン等）から。

(2) フランス

保守に関する組織構成は、発電部門で20,000人（19発電所（平均的には400人程度／4基サイト）+3つの全社大UNIT）、エンジニアリング部門で5,000人（6つのエンジニアリングUNIT）、その他に水力部門（土木工事）、サービス部門（大型機器保守）も関連する。

(3) スウェーデン

Ringhals では4ユニット各々にプロダクションマネージャを配置し、ユニットごとにその下にビジネスサポートグループ（140人/ユニット）が設置されている。うち保全部門は5つのセクション（機械、電気、計装、技術、計画）があり、4ユニットのトータルで350名。

2-3 保全方法（CBM、TBM等）

(1) フィンランド

CBMとTBMを組み合わせている（動的機器はCBM、静的機器はTBM）。プログラムの設定、変更はRCMを利用。

Tech. Spec.上で、設定された点検期間を 30%までなら延長できる。基本的には、うまく機能している機器には触れない（いじり壊しが一番良くない）。

各保守作業には“area”が設定され責任者を置いて PM プログラムを策定する。設備重要度を 4 つに分けているが、約 8 万点の管理対象のうち重要なのは 15%程度 (Priority 1,2)。

(2) フランス

EDF の保全の 2/3 は PM で、1/3 は CBM である。保全は RCM の考え方で計画。TBM は不要な保全や分解を行うことで、逆に故障リスクを増加させることもあったため、CBM を指向するようになった。

CBM 移行に当たっては、各プラント共通の機器ではパイロット機器を選び、1～2 サイクル延長して使用した後に点検を行い、詳細に劣化度合いを調査。

CBM の適用事例として、隔離弁、電動弁、回転機器、発電機等があり、主タービンの点検周期は 5 年から 11 年に延長。

CBM は EDF の仕事の中核なので外注はしない。ただし状態監視保全の結果に基づく分解点検作業は外注もある。

CBM のメリットとして、保守/運転間の情報交換の改善、設備挙動の知見増加、アベイラビリティ向上、不必要な分解の削減、被ばく低減、劣化に関する知識向上、保全コスト低減、原子力安全の向上が図られた。

(3) スイス

Leibstadt では PM を行っており、電動弁では CBM を行っている。点検頻度を以前はサプライヤの要求期間に基づいて行っていたが、世界の情報、さらに経験に基づき点検周期を変更してきている。また、分解して部品の状況を確認して周期を延ばすかどうかの判断をしている。

点検周期の変更では HSK が議論を行い、許可する形。点検周期変更のプロジェクトには、HSK も参加している。

(4) スウェーデン

事業者の技術セクションが RCM、CBM の対応。Ringhals では 1995 年から CBM 導入を検討してきた。安全系にかかわる 6 kV のモーターは CM でモーター温度やベアリング温度をモニターしている。SRV については、系統から切り離すことなくテストをしているが、3 年に 1 回は取り外してふき出し圧力をチェックしている。

CBM 監視のしきい値の設定は非常に難しいが、国際スタンダード、経験とメーカーの推奨で決めている (SKI は事業者任せ)。共通のデータベースが構築され、1975 年からデータを持っており、しきい値を決めている。振動 (速度)、音、油分析もしている。

オンライン測定は回転機器の 30%程度で、残り 70%は小さいことなどにより可搬式のタ

イプで所員が測定している。

時間計画保全から状態監視保全への変更で Tech.Spec.の変更をしたプラントはまだないが、将来的にはあるかもしれない。

簡略化信頼性重視保全 (SRCM) を採用しており、これは系統やユニットを評価するために・原子炉停止機能に影響するか?、・出力または効率低下をもたらすか?、・環境制限値の逸脱をもたらすか?等の項目に基づき機器の評価を行う。

(5) 英国

TBM と CBM の割合は機器によって異なる。保護系は事後保全。MO 弁は種類によってテスト間隔も 3,6,18 ヶ月と異なるが、圧力・電力・スムーズさなどのトレンドを見て評価する。重要な液体系については全て CM をしている。

MO 弁のトレンド評価で問題ない場合のオーバーホール時期はケースバイケースであり、サンプルを取って分解点検するものもある。

ソフトパーツは寿命があるので TBM となる。被ばく低減のため、分解点検はミニマムにしたいと考えており、ASME Section 11 の考えを採用している。

カテゴリごとに点検の最大期間を設定しており、最もリスクの低いものは 108 ヶ月、最短は 36 ヶ月である。

2-4 運転中保全 (OLM)

(1) フィンランド

Olukiluoto は完全 N+2 で、OLM が幅広く可能、一方 Loviisa は N+1 であり OLM 実施の制限が多い。

OLM 実施対象系統は、使用済み燃料プール冷却系、放射線モニタリング系、停止時冷却系等で PRA に基づき決定し、Tech. Spec.に規定。PM の方法も決められており、STUK が承認。

OLM 結果は、常駐検査官が確認。

D/G の許容待機時間は 7 日間。同系統の電気系、弁などを同時に点検する“パケット”点検方式を採用。1 パケットで 1~7 日間。

・ OLM の方が定検中の点検よりプラントリスクが低く、推奨している。

(2) スイス

Leibstadt での OLM は、対象を低圧系の除熱系としている。これらは年 4 回の期間に分けて実施している。(N+2 を適用)

OLM への対応として HSK は検査前に KKL 側とミーティングを行っており、必要であれば OLM 時に検査を行う。Leibstadt では OLM は PSA の分析により、リスクは小さいとの結果が出ており、熱除去系は多重化されていることから OLM は可能である。旧式の発電

所では、安全系が N+1 であり、OLM を適用はできない。技術的な変更等を行う場合、安全性がマイナスにならないことを事業者が証明する必要がある。

OLM のメリットとしては、一番良い条件でメンテナンスを行えるということであり、他のメリットは考えていない。

(3) スウェーデン

・ OLM の対象はアメリカなどとは違い、スウェーデンでは事故のうちカテゴリー 3 (LCO 内で予防保全) に属することが起こった場合に OLM システムが採用される。これは S K I が許可を与えた場合にだけとられる手段である。

(4) ドイツ

オンラインメンテナンスには、多重の安全構造が必要最新のコンボイデザインでは安全系が 4 系列となっており、ハンドブックにかかっているいくつかの検査を運転中に実施することができる。また、コンボイデザインのプラントは、運転中に格納容器の中に入ることができるので、クレーンのメンテナンスは運転中にもできる設計となっている。

オンラインメンテナンスを導入する場合や、状態監視保全を導入する場合は、導入前に監督官庁(州)と TUV と共に話し合う必要がある。州によってオンラインメンテナンスの解釈が異なるので、できない場合もある。最新のプラントでは、オンラインメンテナンスにおいて異常が見つかる可能性が少ないが、古いプラントで見つかる可能性があるため、計画点検の直前に実施するが多い。

(5) ベルギー

設備の保全は、原則として、要求される状態(プラントの停止など)になっていないと、実施できないことになっている。

ただし、例外として、事業者により安全にとって影響がないことが証明できれば、届出により実施できる。そういった例外となる OLM の『設備リスト』が作成されている。そのリストには、設備の種類、保全内容、使用不能となる期間、その間利用できなくなる機能が記載されており、Bel-V によって承認されなければならない。

(6) 英国

安全系の OLM(PM) は従来は認められていなかったが、E-D/G の OLM に関し電源系にバックアップを設けることによりリスクの増分を最小限に抑えて関連グループを含めた OLM を実施。このグループに属する機器の AOT は 24 時間ないし 3 日間であり、OLM を実施するために、AOT を 7 日間に延長している。この Tech. Spec. の変更のための Safety Case (設備や運転等、及びその変更について検討した文書)を 2 年かけて作成し、HSE の許可を得た。Safety Case では決定論的評価と確率論的評価の両方を実施している。

OLM でリスクが上昇することがあるが、保全によりそれ以上のリスクを回避することができるとのスタンスで安全ケースの作成を求めている。

AOT は、PM のために活用しても良いとの見解を有している。OLM で一度に実施するのは1トレインのみ。OLM 作業はAOT の60%で完了するように計画しているが、非常用電源系の場合は5.5日を要した。

非常用電源系の OLM を実施することにより、通常の停止点検日数は2~3日短縮されている。

(7) スペイン

OLM は AOT の範囲内では基本的に CSN の許可は不要だが、AOT を延長しての OLM は CSN の許可が必要となる。事業者は OLM の年間計画を CSN に提出し、OLM 実施前に規制当局に連絡する。OLM の作業時間は AOT の60%を目標に設定。

COFRENTES 発電所、Sta. M^a de Garoña 発電所は Single-OLM、TRILLO 発電所(KWU 製 PWR)は冗長システムが多数あるため、Multiple-OLM を適用している。なお、WH 社製 PWR の発電所では現在、OLM は行っていない。

2-5 予備品

(1) フィンランド

Olkiluoto で 22600 品目、6800 万ユーロ分の予備品を保有。保険的な性格の設備（励磁機、発電機など）を除くと、4500 万ユーロが消耗品類で、年間 18 万ユーロ相当を使用。

調達に時間がかかり、重要な部品は、より調達の容易な代替品を模索。

(2) 英国

Sizewell では作業頻度の高いルーティンワークについては予備品を持っている。一方、作業頻度の高くないものは、主要な製品に対してのみ予備品を持つようにしている。

低圧タービンロータ (3 車重分)のローテーションパーツ 1 セットを購入し、合計 3 セットの低圧タービンロータを 2 基のタービンで使いまわし、ロータ点検自体は通常時に実施している。

発電所構内には独立した広いメンテナンス建屋 (ワークショップ)があり、予備品を持つことにより非放射性的な安全弁やポンプ等について通常の点検が可能としている。予備品はメンテナンス建屋内倉庫に置かれており、安全系ポンプモーター、原子炉冷却材ポンプ (RCP)モーターなどもスペアパーツとして所有している。なお、次回定検に向けて、RCP ポンプインターナルのスペアパーツを購入する予定である。

(3) スペイン

・主変圧器、起動変圧器の補修を迅速に行うために取替用の変圧器があり、変圧器を移動

させるためのルールが常設されている。

・タービンフロアーには一次冷却材ポンプのモーター2基が格納容器から持ち出され、周辺を網で囲った上で管理区域としていた。ローテーション用のものとも考えられる。

3 規制検査

(1) フィンランド

STUK の検査計画は 1~2 ヶ月前に事業者の計画に基づき立てられ、プラント停止時に STUK の検査官が 24 時間対応を行う。ただし、直接立ち会うのは重要機器で、それ以外では中立検査機関の常駐検査官が立会い、STUK は記録の確認を行う。

プラント再起動には STUK の許可が必要で、プラント再起動の 1 週間後にフィードバック会議を、3 ヶ月後に報告書が提出される。

(2) フランス

当局と事業者との関係としては、当局が細かく規定するやり方と、事業者に任せるやり方があるが、仏は後者。安全の目標を規制当局が設定し、事業者から達成のための提案を受ける。その提案の妥当性を規制当局がチェックし、実際のやり方は事業者にまかせ、実際にされているかどうかを事後に規制当局がチェックする。

規制当局 (ASN) は年間に 15-20 プラントを選定して監査を実施する。定検時規制の適用は、適用されるレベル毎に検査を行い、最終的に再起動の許可を出すかどうかのポイント。DGSNR (国レベル) では検査担当官をユニット定検毎にアサインし、定検フォローシートを使って定検全体の作業をフォローしている。DNSR (地方局) では 8 人の検査官が 4 PWR を見ている。定検時の 4 つのキーフェーズとして準備 (ANS が説明を受ける。検査官はサイトに行く。)、定検フォローフェーズ、起動フェーズ、定検終了フェーズがある。

(3) スイス

HSK では安全性は技術、組織、人間に依存しており、総合的な側面の組み合わせが重要と考えている。効率性、バランス、トレーサビリティを重視している。統合監視に当たっては、原子炉安全に係わる全ての情報を縦、横のマトリックスに整理し、どこに弱点があるか容易に可視化できるデータベースを整備している。

HSK の検査の最終目的としては、・法に従った方法で運転しているかチェック。・施設が自分たちのマネジメントシステムに従っているかチェック。・結果を出すだけでなく事業者はその結果を見て改善すること。

プロセスと結果の両面からの検査が必要と考えている。

検査の時期は停止中 (Outage) と運転中 (On Line) がある。

検査は全て通知の上実施している。

(4) スウェーデン

SKI の安全規制戦略の方針としては、・事業者が、原子力安全の全責任を負う。・事業者が安全に関わる検査/評価を自己責任の下で履行している状況を監督する。・総合的な安全評価を行う。・事業者並びに利害関係者との建設的な対話を重視する。・規制活動に品質管理を適用する。

各サイトに担当の SKI 検査員がおり、ユニットごとにも検査員が 1 人付いている。

検査員の業務は、まず、見る、聞く、そして総合的な検査を行うというもので、検査業務は主に① 規則どおりに発電所の運転が行われているかをチェックする検査業務、② 検査員が各現場でミーティングに参加する等の監督的な業務の 2 つがある。

安全性確保の責任は事業者に 100% 負わされており、SKI のミッションは、それが実際に行われているか保証することである。SKI がチェックする項目は 15 の分野に分けることができる。

検査では検査前（場合によって）、検査後で事業者とのミーティングを行い、SKI に戻ってレポートを作成した後、フォローアップ活動、事業者と意見交換を行う。

(5) ドイツ

ドイツでは現場の検査は第三者機関が行う。第三者機関として例えば TÜV SÜD が担当する検査項目は原子力プラント 1 基当たり年間 1,000 項目であるが、内 500 項目は燃料交換時しか検査できない。検査の殆どは監査型であり、専門職が立会うことにより、検査で異常が発見された場合に即応出来るようにしている。

通常運転時では 2～3 名、燃料交換時検査時には 20～30 名の TÜV SÜD の検査員が発電所に滞在する。燃料交換停止時は土日も含め 24 時間体制で事業者の検査に対応する。

ドイツでは規制側がかなり細かくチェックしており、米国とは異なる。

(6) ベルギー

BEL-V は技術スタッフが 40 人弱の小さな組織であり、ベルギーの原子力発電所 2 サイト 7 基の安全審査や検査を実施している。このため、技術的事項は米国 NRC の規制内容を取り入れることにより人数の少なさをカバーしている。

原子力発電所に常駐する検査官はいないが、各原子炉に対して担当責任検査官一人を任命し、TRC の専門家の技術支援を受けている。

原子力発電所への訪問検査は、「体系的検査」、「テーマ選定型検査」、「特別検査」の 3 種類あり、Tihange 発電所の場合、2007 年度には各炉に対しそれぞれ 40～50 回、10 回、25 回程度実施している。

(7) 英国

NII の検査官はプラントに常駐せず、現場での検査は年間 50 日程度。一般的な現地

検査は、29 週間ごとに、29 日かけて、いくつかのライセンス条件を選定して実施される。

検査は基本的にはエビデンス・ベース（文書、記録確認等）で実施している。発電所の職員へのインタビューも行う。検査対象は、リスクの高いものに限定されず、リスクの低いものも検査されている。

検査官は年間の検査計画を立て、事業者知らせる。年度末に検査結果をスコア付けしたものを事業者に渡している。まれに、抜き打ち検査も実施するが、これは問題を発見するためではなく発電所の運営がいつも通り行われていることを確認するためである。

NII の検査官による現場検査の日数は少ないため、事業者の検査員による検査が重要となる。事業者と規制機関の見解の相違は認めつつ、事業者と問題を共有し、同じ目線で協力することで、同じゴールに向かっていくことが重要である。

(8) スペイン

規制の方式として米国方式（ROP）を導入した。米国方式を導入した理由として、1) スペインの原子力発電所のほとんどが米国製であること、2) 米国の規制方式に関する情報が非常にオープンであり、アクセスし易いこと、3) 英語だとアクセスがし易い等によるものである。規制の方式として米国方式を導入した。

4. 定期安全レビュー、高経年化対応

(1) フランス

発電所運転有効期限は無制限であるが、規制は常に原子力発電所の能力をチェックするとともに 10 年ごとに運転条件が整っているかを確認する。

3 回目の 10 年点検でエージングの観点で細かく検討するため、ガイドラインをつくる。

レビューのポイントは、運転経験の反映、既存及び新たな安全規制・ルールに対する適合性。

PSA 手法を活用し、レベル 1 PSA は全体に適用、レベル 2 PSA は、30 年目の PSR のために最近新たに開発。また、30 年目の PSR では、新たにコストベネフィット手法を導入。

90 万 kW プラントの 30 年目 PSR の論点は・耐震解析、・SA 評価でレベル 2 PSA をどう使うか、・EDF のエージングマネジメントの評価、・再循環サンプ閉塞リスクの評価

(2) スイス

統合監視の中で、安全性の評価については、規制、安全評価、運転の安全性の観点から定期的なレビューを 10 年周期で行い、長期のプランにバックフィットすることを行っている。少なくとも 10 年ごとに全ての規制のレビュー、PSR、過去 10 年分の運転経験のレビューを行う。

スイスの法規制では運転認可年数の定めはなく、事業者はプラントの安全を確保できれば運転継続が可能である。経年プラントに対しては、より多くの検査、新しい検査技術、経年化影響についての規制研究等について、十分な注意が必要と考えている。Leibstadtでは発電所の寿命目標は50年としている。

(3) ベルギー

10年毎の評価(PSR)は今後10年間安全に運転できるかどうかを確認するためのものである。PSRは途中から全プラントで共通の課題を共通のアプローチで検討する方式を取り入れ、CPSR(Common-PSR)として実施している。第1回目のCPSRでは、専門家の判断に基づき共通の課題として66の課題が抽出されたが、課題の管理と優先順位の評価が非常に困難となった。第2回目のCPSRではIAEAのNS-G-2.10(原子力発電所の定期安全レビュー)に示される14の安全要素を活用することとしている。

原子力プラントの寿命は規定されてなく、10年毎にライセンスが更新される。しかし、政治的な判断によりプラントの運転期間は40年までとなった。

(4) スペイン

1971年に運転開始したSanta Maria de Garona発電所の運転認可更新について、CSNは10年の運転延長を承認すると結論を出したが、経済省は4年の認可に短縮している。現在のスペイン政府は、ソーラーと風力に力を入れており、原子力については現在の発電所の電気出力をアップさせ、その後、廃止する方針にあるためと考えられる。

II. 米国の規制と各プラントの比較

1-1 運転計画(運転サイクル延長)

米国では連続運転期間の制限やプラントを停止して保全、検査等を行わなければならないとの規制はないが、保全あるいは試験を行う場合に原子炉を停止しなければならないものがあり、また、燃料性能(濃縮度等)の観点から燃料を取り替えずに運転できる期間におのずから限界がある。プラントの稼働率向上等の観点からできるだけ連続運転期間を延長すると共に停止期間を短縮する方策が行われている。これらの方策の1つとしてサイクル期間の延長が行われている。

米国では現在大半のプラントで18ヶ月サイクルの運転が行われており、更に24ヶ月サイクルの運転を行っているプラントも少なくない。

(1) Hatch

計画停止時のサーベイランステストインターバルを18ヶ月から、現行の24ヶ月燃料取替サイクルに延長する際にNRCに緩和依頼(Relief Request)を提出した。緩和依頼は① Surveillances、② Logic System Functional Test、③ Instrument calibrations、④

Equipment Testing の 4 項目についての評価が必要である。

インターバルを延長する場合、延長の妥当性を示すために履歴データをレビューし、機器の信頼性を実証することが必要である。また、延長分に対応した期間については実績データがないが、その場合、評価だけで延長できる。

主蒸気逃がし安全弁 (SRV) 24 ヶ月へのインターバル延長に際しての評価は、業界、EPRI と情報の共有を行い、EPRI の手法も使って実施した。この時、他プラントのデータも使った。

(2) Davis Besse

18 ヶ月燃料交換サイクルを 24 ヶ月燃料交換サイクルに延長する際の逃がし安全弁の as found 試験及び as left 試験を実施した。

原子炉冷却系加圧器逃し弁は毎サイクル (24 ヶ月) 分解・点検・組み立て・セット圧力確認テストを行う。主蒸気安全弁は据え付け状態のテスト、確証試験を実際のヘッダ環境でのセットポイント確証試験の実施等。As-left 試験では弁の as-found 試験を実施後、分解・検査を実施し、再度組み立てた後もう一度試験を行う。

(3) Diablo Canyon

Diablo Canyon 原子力発電所の長期サイクル運転は 5 年間で 21-20-19 ヶ月サイクルを繰り返すもので、1~3 週間のコーストダウンを見込んでいる。

運転サイクルの延長は 24 ヶ月で評価を実施しており、5wt%の燃料の 50%取替えで対応している。Tech. Spec.も 18 ヶ月から 24 ヶ月に移行しており、計装制御装置の調整周期やドリフトの評価、PM の間隔も 24 ヶ月で評価している。24 ヶ月運転サイクルへの移行に対し安全系の機器及び保全プログラムでカバーされている機器はすべて健全性評価の対象とした。

1-2 保全方法 (CBM、TBM 等)

(1) Browns Ferry

CBM は、振動、サーモグラフィ、油分析、他のデータのトレンド分析が基本的な手法であり、振動分析は、ベースラインを業界全体で設定している。

CBM の基準から外れたものは、作業指示のトリガーとなり、優先度が評価され、12Week 計画の中に取り入れられる。CBM もサーベランスと同様に 12Week 計画の中で管理している。

安全システムの機器は全てオンラインモニタリンであるが、主発電機バスダクトファン等、振動が高いものはオフラインで計測している。

(2) Hatch

RCM は、2002 年から AP-913 をベースに発電所向けに改良を加えている。

CBM は、振動解析、油分析、赤外線サーモ、モーター診断、超音波／音響分析。MOV も CBM の対象である。

メンテナンスエンジニア部門が PdM 担当。コーディネータがおり月毎に機器の状態を報告。CBM プログラムはオペレーション部門とエンジニア部門のサポートを受ける。

主要機器は 100% モニタリングし、30% の主要機器が CBM のみに基づきオーバーホールしている。70% は TBM を実施。PM をやらないのはいつもデータをとっている機器。

モニタリングされている機器の 80% が CBM に基づき手入れ。(残り 20% は PM)

CBM 関連指標の閾値は、Hatch の経験、一般産業ガイド、メーカー推奨に基づきメンテナンスエンジニア部門が決める。閾値は将来の変更に対応したトレンドを採用。

CBM でデータのトレンドを追っており、それで検知できなくてトラブルになったことはないと思う。

(3) STP

CBM を行うために振動、温度等の基本的な測定を行っている。CBM のために設備の追加・変更を行う場合はコストを検討して決定する。例えば無線検出器の設置を検討したがコストの割には効果がないことが分かった。

(4) Susquehanna

CBM の対象機器、監視パラメータとしては・回転機器(ポンプ/ファン/タービン/モーター)の振動や油分析、・電動及び空気作動弁診断、・変圧器などの電氣的診断、・非常用ディーゼル機関診断、・給水加熱器などの熱交換器点検 (ECT) や配管肉厚測定 (配管隔離が必要) がある。

CBM の対象機器はプラント運転継続や原子炉安全性上重要なものや過去の運転状況からパフォーマンスが若干低下していることが確認された場合が対象となる。

CBM の結果より、24 ヶ月運転を考慮して点検内容 (分解するか否かなどの計画) を判断している。

CBM による利点としては、「プラントの全体的な信頼性向上」「コスト低減」があり、また、状態監視保全で点検時期を延ばした例としては、電動弁のグリス分析結果から電動弁点検間隔を伸ばした例がある。

(4) Diablo Canyon

状態監視保全の対象機器はマスタリストに記載されているが、監視パラメータは振動、赤外線温度評価、オイル分析である。マスタリストはもとは RCM のために作成されたものである。

RCM とは米国の航空業界が使用していた手法で、・プラントの重要な機能を特定し、保守

もその重要な機能を維持するために実施する。・時間で保全するのではなく、状態で保全を実施する。・重要な機能は何か、その機能をサポートするために必要なものを構成部品単位で検討する。・その結果、2年毎に実施していた保全を状態を監視することで、2年間待つ必要がなく、また、2年以上の間隔で実施できるようになる。との考え方に基づく。

機器について状態監視保全と時間管理保全に区分するのは適切でないと考えている。例えばモーターでは振動は状態監視保全の対象となるが、断熱材の異常を予想するパラメータはないのでこの部分は時間管理保全となる。

状態監視結果により保全の間隔を変えることがあり、具体的な例として復水ポンプのカップリング潤滑油交換の間隔を当初のメーカー指定に対し油分析の結果をもとに延長することとした。

1-3 OLM

米国では保全は 10CFR50.65（保守規則）を踏まえ、Tech. Spec.を遵守することを前提に多くの機器に OLM が適用されており保全計画は OLM を含めた形で計画される。

(1) NRC

保守規則では、保守作業実施前にリスク評価を行い、保守作業中のリスクを管理することを要求している。また、Tech.Spec.に LOC や AOT が規定されており（リスク評価を認めた Risk Informed Tech.Spec.もある。）、これらを守って保守作業が行われる。

・一般に保守作業では条件付き CDF の増分 (ICCDP) を計算し、 $10E-6$ 以下の場合には通常の保守作業管理を実施し、 $10E-6$ より大きな場合は必ず保守作業に対するリスクマネジメントアクションを確立しなければならない、また ICCDP が $10E-5$ より大きい場合は Instantaneous CDF が $10E-3$ を超えるような計画を Voluntarily に立ててはいけない。

(2) Browns Ferry

OLM は 12 週を 1 パッケージとする計画で管理している。OLM を機器に対して、関連する電気系統及び計装系統は一つにグルーピングしている。

サーバランスも 12 週計画で管理、実施している。

OLM の対象範囲は、仕事量及び内容に応じて変化させている。Work Review Group は毎日、新たに発生する作業指示をレビューし、重要度に応じて優先順位を付けている。

OLM の 12 週計画は保守を実施する 8 週間前の「スコープフローゼン」と呼ぶ、タグアウト範囲及び作業員数等の確定から始まり、時間が経つにつれ計画の詳細を固めていく。

(3) Hatch

OLM は運転開始以降安全系、非安全系ともに N+1 の機器で実施。OLM の範囲は拡大し、OLM プロセスも進化している。

OLM を実施前に注意すべき点は、「原子力安全リスク」、「人員の安全性」、「リソースの有効性（適任者、パーツ・材料・道具・機器）」である。

計画外メンテナンスが発生した場合それを保守プログラムへどのように組み込むか（優先度等）はフローチャートに基づく。

OLM の実施計画時間は AOT の半分以下でメンテナンスすることとしている。

OLM を実施するメンバーの要件、資格としては INPO で認定された所内訓練プログラムのコースを受講した者である。それぞれの分野でトレーナがいるので 1 年間で 3～4 週間のトレーニングを受講し資格取得する。

OLM の計画、見直しの間隔は 12 週間のプロセスで実施する。

OLM は適切に隔離ができる場合に実施し、高エネルギーの配管がありリスクが高いと判断すれば線量や環境が不可となるのでオフラインで保全を実施する。また計画の際にリスクを考慮するが、作業員自らがよく注意する必要がある。大きな補修はレビュー委員会でも審議するが、労働安全も審議事項。当初計画でレビューした結果 OLM をやらなかった例としては、高線量エリア、高温エリアでの作業になるものがある。

(4) Quad City

OLM ではヒューマンエラー防止のために、保全実施箇所の部屋の前には、注意を促す札が仕切りロープと共に設置されていた。

D/G 等の OLM は、現行 Tech. Spec. の AOT の範囲（7 日）で実施しているが、今後、リスク情報に基づき AOT を 30 日程度に変更することを検討している。

計器のオンライン試験は OLM と組み合わせて運用している。

OLM については、PRA でリスクをモニターしており、PRA を行った結果、停止時よりもオンラインでメンテナンスした方がリスクが低い機器も確認されている（非常用 DG 等）。

(5) South Texas Project(STP)

STP では OLM 実施サイクルは 12～13 週間で、OLM 対象機器の当てはめ方は 12 週を各 1 週間ずつ順次 4 グループにわけ、トレインを考慮して割り当てていく。OLM の計画は実施予定週の 26 週間前から準備を始め、14 週間前に実施スケジュールを決定する

OLM の実施時の安全確保のため関係者に各種教育・訓練を行う。

OLM は Tech. Spec. の AOT の範囲で行うが、STP では作業が伸びた場合リスク管理 Tech. Spec. に基づき AOT の延長が可能。（E-D/G では 7 日が最大 30 日）

OLM を含め保全作業に入るまでの事前の対応として 28 週間前から細かなスケジュールをたてて、打合せを行いながら活動している。

STP は安全系が基本的に N+2 であり、幅広い機器について OLM を実施。これにより計画停止期間が 3 ヶ月から 1 ヶ月あまりに短縮。OLM によってトリップや出力低下を起こさないことを条件に OLM 対象機器選定している。

(6) River Bend

以前保全作業のほとんどを定検時に行っていたため、同一時期に多数の作業が輻輳していたが、現在は全保全作業の 8 割を OLM で行うことで保全作業が年間で平準化でき、定検用に臨時の作業者を雇用することもなく、プラント・機器を熟知している常駐の作業者のみで作業することができるようになった。

管理者も、かつては同一日に複数の立会い等があると、個々の作業に目が届かないことがあったが、OLM 導入により個々の作業に管理の目が行き届くようになり、これらの結果として発電所の安全と品質が向上できた。

(7) Exelon

Exelon では 24 ヶ月サイクル、停止期間の極小化を踏まえ、停止期間 18 日を経営目標に設定し OLM もそれを達成するための方策として積極的に取り組んでいる。

OLM の仕組みとしてはリスクの重要度を考慮しつつ、Tech. Spec. で定められた許容待機除外時間の 50%以内での作業完了を目標。作業 28 週間前に対象 OLM の検討を開始する。重要機器の OLM は 24 時間体制で行うとともに、実行部隊は社員のみで請負業者には頼らない体制としている。

(8) Susquehanna

ほとんどの安全系設備は OLM の対象となっている。点検は重要設備については 24 時間体制で実施され、管理者はスケジュール管理と設備管理を行う 2 名となっている。

OLM で重要な隔離については、高温高圧箇所の隔離はダブルアイソレーションを基本とし、隔離機器に不具合があった場合は隔離範囲の縮小や隔離機器の点検で対応している。

また、事前に隔離機器（弁等）の試験を行い隔離可能であることを確認している。アイスプラグ（窒素ブランケット使用）による隔離も行っている。

チラーユニットの冷媒の漏洩が発見され補修しているが、点検作業の計画補修期間は許容待機除外時間の 7 日間に対し、その約半分程度としている。OLM の実施期間中、当該系統の他トレインの運転機器との隔離を明確に行うため、運転中機器には区画による立入禁止措置および運転停止禁止の注意喚起の標識（ピンク色）を掲示する。

OLM 実施のメリットとしては、停止時点検の期間短縮および対象範囲の低減、・停止時点検のみでは不足していた保全内容のフォローが可能という点があり、課題としては、PRA で評価されている通り、炉心損傷頻度（CDF : Core Damage Frequency）が高くなる場合があること、管理及び準備に多くのリソース（人的資源）を必要とすることおよび予測しきれないトラブルにより待機除外時間が長くなることが考えられる。

(9) Diablo Canyon

OLMの対象としてはD/Gや安全系のポンプ等が含まれる。定期的な保全（オイルサンプリング、オイル交換、カップリング点検、清掃等）は半分以上をOLMで実施しており、大型ポンプやD/Gでは校正部品の一括取替えも実施する。安全弁の保全も取替えで対応している。なお、細かい修理や不具合の是正処置が必要な場合は、プラント停止時に実施する。

D/Gは10年前からOLMを実施しており、各ユニット3基のうち2基を運転中、1基をプラント停止中に実施。

保守を実施する前後でのエンジンパフォーマンス（シリンダー圧力、タイミングを服務）の比較も実施している。

OLMのうち半分程度は予想外の事象に遭遇するが、AOT内に解決しなかったということではなく、通常許容待機除外時間（7日間）に対し、半日から2日前に終了している。

プラント停止期間は30日程度を目指しており、停止時にD/Gの保守を実施する場合の問題点として作業員が優先順位の高い作業にとられることにより停止期間内に作業が完了しないことがある。

1-4 OLM等でのリスク評価

(1) NRC

Risk Management Technical Specifications (RMTech.Spec.) Initiativeが1998年、開始された。これにより保守とリスクが関連づけられた。

リスクの評価のためのツールとして現在事業者はPRAを使用しているが、NRCとしては必ずしもPRAを実施する必要は無く、納得できる手法であればそれを使用している。ただし、これまで申請されたものはPRAを使用している。

(2) Browns Ferry

・リスク管理は、安全系のUnavailability、NRCの保守規則、NEIの安全指標、INPOのPIにより計測、管理している。

・リスク評価は、1) Deterministic、2) Probabilistic、3) Grid Reliability、4) Reduced Margin/LCO Duration/Complexity、5) Challenge Meetingsの5種類を実施している。PSAをモニターするツールとしてはORAM、Sentinellを使用している。

・PSAの専門家は発電所に2名、本社に1名いるが、モデル変更時には外部コンサルタントに依頼する。

(3) Hatch

GL88-20によって要求されるPSA評価に対応するため、IPE (Individual Plant Examination)を実施。プラント個々のアセスメントとなる。

リスク重要度については、RAW (Risk Achievement Worth)、RRW (Risk Reduction Worth)の2つの方法で判断する。普通はRAWで評価する。

(4) South Texas Project

OLM でのリスク関連評価は所内で開発した RASCaL（リスク計算）、RICTCaL（Tech.Spec.の AOT をリスクから計算）で行う。

(5) River Bend

ソフトウェアは EPRI のものに変更を加えて使用しており、CDF の計算も可能。現在 PRA レベル 1 のみの解析であるが、レベル 2 についても数年先には実施できるようにする。

(6) Susquehanna

OLM 実施に伴う設備の待機除外時間は厳密にシステム支援ツール（SOW : System Outage Window）で管理している。PRA ベースの炉心損傷リスクを把握した上で実施している。

(7) Diablo Canyon

・リスク管理とは、プラントの構成、規制、人や機器のパフォーマンス等が変化した時、これを評価するための管理方法で、以前の決定論による方法から、リスク・パフォーマンスに基づく管理へと移行している。PRA は NRC の規制要求を満足させる、体系的なプロセスにより安全を強化する、また、運転コストを下げることを目的としている。

PRA により、設計の特徴に基づいたリスクレベルを決定する。

PG&E では、1980 年代より PRA による地震のモデル化を実施し、2011 年には PRA のモデルが更新される（近年では 5 年毎に更新）。

・PRA は以下のようなものに適用されている。

- －保守規則（MR）のパフォーマンス基準の設定
- －OLM のリスク評価
- －Tec.Spec.の許容待機除外時間の延長
- －CDF 以上の事象が発生した場合の管理プログラム
- －SG 取替、認可更新等の技術的なサポート
- －ISI、火災防護のリスク情報を活用したプログラム
- －原子炉監視プロセス（ROP : Reactor Oversight Process）への適用（NRC から指摘があった場合の説明等に使用）

1-6 予備品

(1) South Texas Project

1・2 号機合わせて 1 億ドル以上の予備品を有しており、ポンプ、モーターなども一式で所有している。予備品の保有基準は安全・発電継続等の観点から設備の重要度（高、中、低）

を決め、重要度が高または中の設備については、予備品が必要と判断している。また、設備台数の 25%を原則として所有するようにしている。

予備品の基準については、INPO や EPRI のガイドライン「NP 6408 : Guidelines for Establishing, Maintaining and Extending the Shelf Life Capability of Limited Life Items」も参考にしている。

(2) Susquehanna

予備品については大型機器として以下のものを含むが、OLM と直接関連付けてはいない。(起動変圧器、非常用 D/G (ディーゼル機関、発電機)、インバーター、再循環ポンプ、制御棒、制御棒駆動装置、LPCI ポンプ及びモーター、LPCS ポンプ及びモーター、CS ポンプ及びモーター、RHR ポンプ及びモーター、SW ポンプ及びモーター、主蒸気安全弁、主蒸気逃がし弁、主蒸気隔離弁等)

事業者間で相互に協力して再循環ポンプ、PCIC ポンプ及びタービン、HPCI ポンプ及びタービン等について、予備品の融通管理 (PIM : pooled inventory management) を行っており、「高額な設備」「製作に時間を要する設備」についてもオンサイトで管理している。

(3) Diablo Canyon]

大型の予備品としては海水ポンプ、復水ポンプ、復水ブースタポンプ、余熱除去ポンプのポンプ・モーター、また、D/G のエンジン・発電機等を保有している。

保全にかかる他の電力やメーカーと情報共有として例えば D/G では、D/G のオーナーズグループがあり、情報共有を行っている。また、EPRI を通じて、D/G・ポンプユーザーズグループで情報交換を行っている。

2. 規制検査

(1) NRC

・NRC の発電所規制活動は ROP として体系化されており、これが成功している。ROP では、客観的に評価する方法を心掛けた。このため、定量化し数字で説明できるように重要度決定プロセス (SDP : Significance Determination Process) を作った。ROP には全部で7つのコーナーストーン (要石) があり、このうち、左側の3つのコーナーストーン (深層防護関係) が検査全体の80%を占める。また、人的過誤に関する指摘があり、先頃、クロスカッティングエリアの部分を拡大した。

・地方局は検査プログラムを実施することが役割である。検査の内容は、運転・保守・観測・技術等プラント運転に係る全般について行われる。常駐検査官の役割は、前線にいて迅速に不具合等の情報を入手することであり、ゼネラリスト的な仕事が主である。

Davis-Besse 原子力発電所で発生した原子炉容器上蓋の劣化の様な一過性のものについても付加的に検査を行う任務を有している。

サイトに慣れてしまうことを防ぐため、1サイトに長くても7年までしかいることができない。年間に約1800hの検査を行い、その内訳は約1000hがbaseline検査で約800hが現場パトロールである。

4半期毎に約50の検査を実施する。夜間や週末でも本部の目となり耳となって検査を行い、サイトを熟知し把握している。広報活動の際にも重要な役割を担い、家族とともにサイトの近隣に住んでいることでも住民に安心を提供している。

・4地方局に500名、本部には400名の検査官が所属。若手はサイトに投入し、生涯教育の見地で育成する。

常駐検査官は2名体制で、対応し切れない場合は地方局から応援を出す。

- ・検査官は原子力分野の他種々の分野から採用する。
- ・検査官は質問の態度が重要であり、知識があっても、これがまずければ良い検査官にはなれない。常駐検査官は新人でも事業者のトップと話すこともあり、規制側を代表する立場としてバランスの取れた能力が必要である。事業者に対しアドバイザー的な立場で、友人でもなく敵でもない。

検査官資格認定プログラムには、新規採用者対象のBasicとBasic Inspectorが次の資格を得るためのFullの2つの検査官認定プログラムがある。

・常駐検査官は、業務時間の50-60%を検査に使う。常駐検査官はGeneralistであり、Special Team Inspectionでは、地方局から放射線防護や核物質防護などの専門家が来る。NRCは、Licenseesが問題解決の責任者であるとの立場であり、従って、CAPの開発も実行もLicenseesが責任を負う。

- ・常駐検査官が、LicenseeのCAPプロセスに入り込み、日常業務として・全ての問題をスクリーニングする。・Licenseeが適切にCAPを推進しているか検証する、・LicenseeがRisk Significanceの度合を正確に認識しているか検証する。
- ・常駐検査官は、コントロール・ルームで、警報の発報状況やプラント全体の状況、打ち出し記録でTech. Spec.に抵触するものがないかを確認。事業者のDaily Meetingなどに出席し、定期試験の予定や、重要な事項を踏まえその日の対応を決める。以上があれば事業者は常駐検査官に連絡をするので必要な場合発電所に戻る。

週間に一回、Plant Tourを行い重要機器等の状況確認を行う。

- ・現場の作業についてその手順が正しいか図面のチェックも行うが、事業者の邪魔にならないようにする。ただし、適切でないと判断したら、これを止めさせることができる。また、規則違反をするのを見た場合は、これを見過ごしてはならない。
- ・保守規則では保守活動によるリスクの増加を評価し、管理することが求められているが、これは保守に伴うリスクを最小化し、適切に管理するための効果的な方法となっている。

- ・ 米国の原子力発電所のパフォーマンスは過去 15 年間向上してきているが、これは主として運転、保守方策の改善、経済的因子への着目、管理者層の注目の増加によるところが大きいと考えられている。
- ・ 保守規則はパフォーマンス・ベースの規則であるため、その要件への適合方法に関して事業者にはある程度の柔軟性が与えられている。
- ・ 予防保全 (PM : Preventive Maintenance) の実施
- ・ 文書化された手順書の作成と遵守または記録の維持
- ・ NRC に報告すること
- ・ 特定の目標またはパフォーマンス基準の策定
- ・ PRA を実施すること (ただし、プラントのほとんどは PRA のツールを持っており、PRA を実施している)
- ・ 定量的リスク評価の実施または文書化
- ・ 特定のリスク管理活動の実施

(2) Hatch

保守規則はパフォーマンスベースの規則で規則自体の記述は短い、極めて多くのガイダンス文書が用意されている。事業者は保守プログラムに①スコーピング、②機能の重要度 (リスク) 評価、③パフォーマンスのモニタリング計画を含める必要である。

NRC の検査官に対応するため、所内のスタッフでチームリーダーとサポートメンバーからなるチームを作っている。

NRC の常駐検査官は、SNC プラントのいかなる打ち合わせにも出席でき、しばしば出席しているが、それにより圧力を感じたことは無い。

NRC 常駐検査官の意見が合理的で無いと思った時に、自分たちの意見を率直に NRC 常駐検査官に申し出ている。全ての事実と結論が正しいものであることを会社と公衆に示すことは、我々従業員の責務である。NRC の検査の際には、NRC と常時会話し、お互いの立場の理解を確認するようにしている。

NRC 常駐検査官はサイトに 2 名駐在し毎日の事業者ミーティングに 1 人は必ず出るが、すべての打合せに出るのは無理。就業時間は週 40 時間で、曜日によりフレキシブルに変えてもよいが、1 人はいる必要がある。土日、休日に来ることもある。夜中に燃料交換を行うときには、立ち会う。On-call 対応で、1 時間前に T e l をもらう。

(3) Quad City

NRC による PI&R 検査は、cross-cutting issue (組織横断的な問題) によって CAP の有効性が損なわれていないことの確認が主眼であり、個々の問題の対応策の妥当性を検査するものではない。cross-cutting issue とは、具体的には、人間パフォーマンス、問題の摘出と解決機能、安全上の懸念に対応した職場環境 (SCWE : Safety Conscious

Work Environment) の 3 つである。各事業者は、NRC の検査を受ける前に CAP に対する自己評価を実施し問題点の有無を確認している。CAP に問題ありと NRC が判断した場合、NRC の検査が増える。