技術資料

米国の軽水型原子力発電所における 安全弁・逃がし安全弁の設定点変動事例の傾向分析

渡辺 憲夫^{1,*}

Trend Analysis of Incidents Involving Setpoint Drift in Safety or Safety/Relief Valves at U.S. LWRs

Norio WATANABE^{1,*}

¹Nuclear Safety Research Center, Japan Atomic Energy Agency, 2-4 Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki 319-1195, Japan

(Received July 31, 2007 and accepted in revised form September 18, 2007)

Since the beginning of the 1980's, in the United States, there have been many licensee event reports (LERs) involving setpoint drift in safety or safety/relief valves. The United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) has issued a lot of generic communications on this issue and the industry has made efforts to resolve the issue. However, the NRC staff recently highlighted that over 70 LERs involved instances where safety or safety/relief valves failed to meet the allowed setpoint tolerance from 2001 through August 2006. In the present study, we analyzed the U.S. experience with setpoint drift in safety/relief valves (SRVs) at BWRs, pressurizer safety valves (PSVs), and main steam safety valves (MSSVs) at PWRs by reviewing approximately 90 LERs from 2000 to 2006 and examined the trend focusing on causes and setpoint deviation ranges. This study indicates that for SRVs and MSSVs, disc-seat bonding is a dominant cause of the setpoint drifting high and has a tendency to result in a relatively large deviation of the setpoint. This means that disc-seat bonding might be a safety concern from the view point of overpressure protection. For PSVs, the deviation of setpoints is generally small, although its causes are not specified in many instances.

KEYWORDS: LWR, SRV, MSSV, PSV, setpoint drift, trend analysis, disc-seat bonding

I. はじめに

軽水型原子力発電所(light water reactors:LWR)では、原子炉冷却系(reactor coolant system:RCS)の過圧防止のために、安全弁や逃がし安全弁が取り付けられている。例えば、沸騰水型原子力発電所(boiling water reactor:BWR)においては、原子炉と格納容器隔離弁の間の主蒸気配管に逃がし安全弁(safety/relief valve:SRV)が設けられ、また、加圧水型原子力発電所(pressurized water reactor:PWR)においては、加圧器の頂部に安全弁(pressurizer safety valve:PSV)や加圧器逃がし弁(power operated relief valve:PORV)が取り付けられており、負荷遮断や給水喪失事象などが発生した場合、その影響を緩和するために、所定の圧力で自動的に開くことにより圧力を逃がす役割を果たす。その一方で、これらの弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリ構成機器の一部を形成しており、通常運転時

においては漏えいすることなく適切に閉止しているよう求められる。さらに、PWRにおいては、二次系にも主蒸気安全弁(main steam safety valve:MSSV)が設けられており、二次系の過圧を防止するほか、復水器や循環水系が利用できない場合の原子炉冷却系からの除熱源として機能しRCSの過圧を防止するとともに、二次系の圧力バウンダリとしての機能を果たす。

安全弁や逃がし安全弁の開設定圧(設定点)は、供用中に変動することを考慮し許容範囲をもたせて設定され、一定期間供用に置かれた後に試験が行われる。開動作に対する設定点の変動すると、例えば、低い側に変動した場合には、必要とされないときに安全弁や逃がし安全弁が開きプラントの擾乱を引き起こし、一方、高い側に変動した場合には、必要時に開動作せずRCSの過圧状態を招き圧力バウンダリの健全性にとって脅威となる。米国においては、1980年代初頭から、安全弁や逃がし安全弁の設定点の変動するという事象が数多く起こっており、米国原子力規制委員会(United States Nuclear Regulatory Commission:NRC)は、Information Notice(IN)などの規制関連書簡を

¹ (株)日本原子力研究開発機構 安全研究センター

* Corresponding author, E-mail: watanabe.norio@jaea.go.jp

発行し設置者に対して注意を喚起してきた。また、1990年代前半には、設定点の変動を含め、安全弁や逃がし安全弁の不具合事例を対象とした分析が行われ、運転経験を試験/保守プログラムに反映させることの重要性を指摘している¹⁾。一方、産業界においても、こうした設定点変動に対する原因の分析が行われ、それらの原因を取り除くために、保守および試験に関するガイダンスの策定や弁の設計変更を行うなどの対策が講じられてきた²⁾。しかし、2001年から2006年8月までの間に安全弁や逃がし安全弁の設定点変動が認められた事例が設置者事象報告書(licensee event report: LER)として70件以上提出されていることに注目し、NRCは、2006年11月に IN 2006-24³⁾を発行して設置者に注意を促した。

このように、安全弁や逃がし安全弁の設定点変動事象は、古くから数多くのプラントで発生しており様々な対応が取られてきたものの完全な問題解決には至っていない。そこで、我が国での今後の対応において参考となる情報を提供することを目的とし、2000年から2006年にかけて米国のLWRにおいて発生した安全弁や逃がし安全弁の設定点変動事例に関する約90件のLERを収集し各事例について内容を分析するとともに、その変動幅や原因に着目して傾向を調べた。本報では、米国における当該事例に関する規制対応について紹介するとともに、傾向分析の結果を報告する。なお、PORVについては、その設定点変動事象がLERとして報告されていないことから、本分析では、SRV、PSV および MSSV を対象とした。

II. 安全弁および逃がし安全弁の概要

1. BWR における逃がし安全弁

BWR における SRV は、ドライウェル内の原子炉容器と格納容器内側隔離弁との間の主蒸気管に取り付けられており、その個数はプラントによって異なるものの、一般に11～16個である。SRV には、原子炉の圧力に対応して自動的に作動する安全弁機能と、外部信号による強制作動の逃がし弁機能(自動減圧機能および手動による開動作)が設けられている。安全弁としての容量は、最も厳しい過渡状態において原子炉の圧力を設計圧力の110%以下に抑えるよう設計されている⁴⁾。以下では、米国のBWRにおいて一般的に使用されているパイロット弁付2段式SRVの構造、動作機構、使用条件、サーベランス要求について簡単に述べる。

(1) 構造¹⁾

SRV は、Fig. 1 に示すように、主弁アセンブリとそれを動かすためのパイロット弁アセンブリからなる。主弁アセンブリは、弁箱(body)、主ディスク、主ピストン、主バネおよびパイロット弁用の内部接続口等から構成され、また、パイロット弁アセンブリは、弁蓋(bonnet)、スタビライザディスク、パイロットディスク、設定圧バネおよび空気駆動部等から構成される。

Fig. 1 Structure of safety/relief valve (Two-stage SRV)¹⁾

(2) 動作機構¹⁾

スタビライザディスク下方の圧力が弁の設定点に達すると、それによってパイロットディスクが上方に押し上げられ、主ピストン背後の圧力がSRVの出口側に放出される。主ピストン両側の差圧により主ディスクがもち上げられ、RCS圧力が開放される。自動減圧機能と手動による開動作は、空気駆動部がパイロット棒をもち上げることでより開始される。

(3) 使用条件¹⁾

SRV は飽和蒸気環境で作動し、開動作に対する設定点は段階的に7.548 MPa (1080 psig) から8.065 MPa (1155 psig)の間に設定される。例えば、11個のSRVを有するプラントでは、これらを4個、4個、3個という3つのグループに分け、それぞれの設定点を7.617 MPa (1090 psig)、7.686 MPa (1100 psig)、7.754 MPa (1110 psig)としている。なお、BWRの運転圧力は約7.272 MPa (1040 psig)である。

(4) サーベランス要求⁴⁾

プラントの技術仕様におけるサーベランス要求では、安全解析において仮定した圧力でSRVが開くことを求めている。また、供用中試験(in-service testing: IST)プログラムに従ってベンチテストを行うこととなっているが、この試験では原子炉停止時に安全弁としての設定点が正常であることを実証しなければならない。SRVの設定点は、プラントによって異なり、 $\pm 1\%$ もしくは $\pm 3\%$ と規定されている。サーベランスは、原子炉停止時に行われ、その頻度は通常18ヵ月もしくは24ヵ月とされている。

2. PWRにおける加圧器安全弁および主蒸気安全弁

PWRにおけるPSVは、加圧器頂部に設置されており、その個数はプラントメーカーによって異なり、通常、Babcock & Wilcox (B&W)社製PWRでは2個、Combustion Engineering (CE)社製PWRでは2~4個、Westinghouse (W)社製PWRでは3個である^{5~7)}。合計の吹出し容量は、タービンへの蒸気流量が喪失した場合にRCS圧力を設計圧力の110%以下に抑えるよう設計されている。一方、MSSVは、各主蒸気ヘッダの格納容器外で主蒸気隔離弁上流に取り付けられている。各々の主蒸気ヘッダに設置されるMSSVの個数は、プラントメーカーによって異なり、一般に、B&W社製では9個、CE社製では8個、W社製では5個となっている^{5~7)}。また、吹出し容量もプラントメーカーにより異なり、B&W社製およびCE社製PWRでは、それぞれ、定格の112%出力および102%出力における蒸気流量を逃がすことができるように設計されているが、W社製PWRでは、二次系圧力が蒸気発生器の設計圧力の110%を超えないよう設計されている^{5~7)}。MSSVは、復水器真空度喪失事象など復水器および循環水系が利用できない場合に作動することによりRCSからの除熱源としての役割を果たすとともに二次系の過圧を防止する。以下では、米国のPWRにおいてPSVおよびMSSVとして一般的に使用されているバネ駆動式安全弁の構造、動作機構、使用条件、サーベランス要求について簡単に述べる。

(1) 構造¹⁾

バネ駆動式安全弁は、Fig. 2に示すように、弁箱、弁蓋、バネ、主軸(spindle)およびディスク等からなる。バネは、設定点ナットにより主軸に接続され、主軸はディスクに固定されている。ディスクは、弁箱入口フランジに溶接あるいはねじ止めされたノズルの上表面であるシートに着座している。PSVにおけるディスクとシートの材質は、いずれもステライト鋼であるか、あるいは、ステンレス鋼とステライト鋼である。MSSVにおいては、両方ともステンレス鋼である。また、ディスクとシートの境界面は平板であり、圧力バウンダリを形成している。

(2) 動作機構¹⁾

バネの力は、主軸によりディスクに伝達され、弁が開動作を開始する系統圧力(すなわち、設定点)に等しい。ディスク下方の圧力が設定点に等しくなるとディスクが上がり始め、蒸気が抜け出すことにより開動作が助長される。ディスクは設定点の3%以内の圧力ですぐに全開状態となり、系統圧力が設定点の95%まで下がると再閉する。弁の開閉の特性(速い動きか、あるいは、緩慢な動きか)は、ガイドリングとノズルリングの設定によって決まる。

(3) 使用条件¹⁾

PSVもMSSVも弁入口における飽和蒸気で動作する。一次系の通常運転圧力は15.51 MPa (2235 psig)であり、PSVの開動作に対する設定点は17.23 MPa (2485 psig)で

Fig. 2 Structure of spring-actuated safety valve¹⁾

ある。MSSVについては、二次系の通常運転圧力が6.651 MPa (950 psig)であるのに対し、設定点は6.996 MPa (1000 psig)から9.064 MPa (1300 psig)の間である。

(4) サーベランス要求^{5~7)}

PSVに対するサーベランス要求は、ISTプログラムにおいて規定されており、実施すべき試験の内容と頻度が定められている。PSVの設定点は、プラントによって異なるものの、通常、 $\pm 1\%$ と規定されている。サーベランス要求では、各燃料取替停止時に少なくとも1個のPSVについて開圧試験を実施することとなっており、この試験において当該PSVの設定点が許容範囲内でない場合には、試験対象範囲を広げるよう求められている。弁を取り外して行う必要があることから、その頻度は通常18ヵ月もしくは24ヵ月となる。

一方、MSSVについても、プラントの技術仕様におけるサーベランス要求により、ISTプログラムに従って設定点を確認するよう規定されている。開圧試験は、米国機械学会(American Society of Mechanical Engineers: ASME)の規格(運転保守規格)の要求に従い、5年ごとにすべてのMSSV、さらに、24ヵ月ごとに最低20%に相当する数のMSSVについて行うよう求められている。MSSVの設定点は、プラントによって異なるものの、通

常、 $\pm 3\%$ と規定されている。なお、MSSVの試験は出力運転中に行うことが原則となっているが、サーベランス試験を行う前に高温待機状態に移行することも認められている。また、弁を取り付けたままの高温状態でベンチテストや開圧を模擬する装置を用いた試験を行うことができる。しかし、高温状態での試験ができない場合、運転温度・圧力における弁の環境条件に設定点を調整することが必要となる。

III. 米国における安全弁・逃がし安全弁の設定点変動への対応経緯

米国において、安全弁や逃がし安全弁の設定点が許容範囲からずれるという問題は、長年に渡る産業界の課題であり、NRCの多くの規制関連書簡で対象とされてきた。以下では、安全弁や逃がし安全弁の設定点変動問題への対応経緯を、BWRのSRV、PWRのPSVおよびMSSVに分けて述べる。

1. BWRにおける逃がし安全弁

1982年、Hatch-1号機において11個のSRVについて試験を行ったところ、1個のSRVが所定の圧力で開かなかった(設定点より4.1%高い圧力で開いた)。原因は、パイロット弁のラビリンスシール部での摩擦とディスクシーートの固着によるものと推定された。その後の検査によりMillstone-1号機においても同様の兆候が認められた。NRCは、これら事象を、Target Rock社製SRV^{a)}に関する重要な問題として取り上げ、IN 82-41⁸⁾を発行した。その後も同様の異常が認められており、NRCは、IN 83-39⁹⁾および83-82¹⁰⁾を発行し、ラビリンスシールの摩擦やディスクシーートの腐食性固着により設定点が高い側に変動すること、また、冷却材の導電率とpHが寄与していることを示すとともに、こうした現象の発生を最小限に抑えるために保守手順改訂の必要性を強調した。一方、産業界は、解決策の1つとして、ディスク材をステライト鋼(ステライト6あるいは6B)から酸化し難いステンレス鋼製に変更し、1986年に新型ディスク(PH 13-8 Mo材)を用いたSRVと従来型ディスクを用いたSRVに対する試験プログラムを開始した。この間にも設定点変動事象は起こっており、Brunswick-2号機において6個のSRVが試験圧力での開動作に失敗し、また、他の4個が許容範囲外で開いた。NRCは、数多くの弁が不合格となった原因がディスクの固着によるものと考えられることから、IN 86-12¹¹⁾を発行し、解決策が得られるまで設定点変動問題に関する調査を継続することとした。1988年、Brunswick-2号機とHatch-2号機において試験が行われ、新型ディスクを取り付けたSRVについては従来型のものよりも良好な試験結果が得られたが、設定点変動が認

められたものもあった。そのため、NRCは、IN 88-30¹²⁾を発行し、試験プログラムのフォローを継続することとした。その後、新型ディスクを用いたSRVに対する試験が継続的に行われたが、1988年のFermi-2号機、1989年のHatch-2号機およびBrunswick-2号機での試験において大きな設定点変動(設定値の+10%程度)が認められた。そのため、産業界は、ディスクシーートの固着を解決するための検討を進め、また、NRCは、1990年にIN 88-30 Supplement 1¹³⁾を発行し当該問題への監視を継続することとした。

その後、産業界では、SRVの性能向上を図るために、例えば、パイロット弁のシート漏えいに対し、SRVの設定点を上げることにより通常の原子炉圧力とSRVの設定点との間の余裕を大きくしたり、保守や試験の頻度を高めるなどの対策を講じてきた。一方、ディスクシーートの腐食性固着に対しては、イオンビームを注入したプラチナ製パイロット弁ディスクや、ステライト21製のパイロット弁ディスクを取り付けたり、新たに圧力スイッチを取り付けるといった設計改良を行った¹⁴⁾。

2002年、Hatch-1号機において燃料取替停止後にSRVの漏えいが起こった。設置者は、パイロット弁の漏えいと仮定しこの漏えいを止めるためにSRVの開閉操作を繰り返したところ、SRVは全開に失敗し、その後の再開にも失敗した。分解検査により、ステムナットとピストンの緩みがみつき、また、ステムおよびピストンのねじ山に著しい損傷が認められた。さらに、ガイド内側には細長いへこみと摩耗痕がみつかった。その後、他のSRVに対する検査により同様の不具合が認められたため、NRCは、IN 2003-01¹⁵⁾を発行し、SRVに関する定期的な検査を行うことの重要性を強調した。

2. PWRにおける加圧器安全弁

1986年、St. Lucie-2号機におけるPSVの試験で、ホウ酸水の蓄積により弁の内部部品が腐食して固着を起こしたため弁の開圧が設定点よりも10%以上高くなるという結果となった。また、別のPSVは蒸気カッティングにより著しいシート漏えいが起こっていたことも明らかとなった。McGuire-1号機ではバネ部へのデブリの侵入により、また、ANO-2号機では開圧設定時に誤った試験装置を使用したことにより、設定点が低くなったという試験結果が得られた。そのため、NRCは、1983年1月1日以降のLERをレビューしてほかに20件の該当事例を同定し、18個の弁で設定点変動が、また、12個の弁で漏えいが認められたことをIN 86-92¹⁶⁾において紹介し設置者に注意を促した。

一方、1986年、Diablo Canyon-1号機において、ループシールが形成された状態で水圧補助装置を用いてPSVの開圧試験を行うと試験結果が不正確となる可能性が明らかとなった。また、1988年には、Sequoyah-2号機におい

^{a)} 米国のBWRで一般的に使用されているタイプのSRV

でも同様の問題が起こったことから、NRCは、IN 88-68¹⁷⁾を発行し、設置者に対してループシールと水圧補助装置による設定点変動への影響について注意を喚起した。さらに、1989年、V. C. Summerにおいて、PSVの漏えいに伴いループシール水がなくなったためPSVの設定点を高温水で設定したことによりPSVが早まって開くという事象が起こった。Diablo Canyonにおいても同様のPSV漏えいが起こり高温水で開圧の設定が行われていたことが判明した。また、Surry-2号機のPSVについて検査が行われPSV開圧の設定が蒸気で行われていたことが明らかとなった。NRCは、ループシールによるPSV設定点への影響が一般性のある問題であると考え、IN 89-90¹⁸⁾を発行し、当該問題について警告した。さらに、1990年、San OnofreのMSSVや、Calvert Cliffs, Millstone-3号機およびANO-2号機のPSVにおいて、開圧設定時や試験時と原子炉運転時における弁の温度差による設定点の変動(設定時や試験時より原子炉運転時に弁の温度が上昇し開圧が低下した)がみつかったことから、NRCは、IN 89-90 Supplement 1¹⁹⁾と技術評価報告書²⁰⁾を発行しPSVの設定点に影響を及ぼす要因を示した。産業界も、蒸気、ループシール水および窒素を用いた開圧試験を実施し、その結果、ループシールが解消されるまで安全弁による圧力の開放が行われないことが判明し、ループシール解消までの時間が重要な因子であることが示された。こうした試験結果は、ASME規格(運転保守規格)の開圧試験基準に反映された²¹⁾。また、設定点の変動幅は、ループシール水と蒸気に比べて、窒素と蒸気との間の方が大きいことが明らかとなり、窒素と蒸気に対する設定点については個別に相関を取る必要があるとされた²¹⁾。

1991年、CatawbaおよびOconeeから取り外されたPSVについて試験を行ったところ、設定点が許容範囲から外れていた(±5%以上)。この設定点変動の主たる原因として、開圧試験時における弁の漏えいと、設置前のシート表面仕上げ手順の管理が不適切であったことが挙げられた。この事象を受けて、NRCは、IN 91-74²²⁾を発行し、開圧試験に合格した後で設置する前にPSVの設定点が著しく変動する可能性があることを警告した。

1992年、Fort Calhounにおいて、一次系過圧による原子炉トリップの際、PSVの1個が設定点未満の圧力で開き、その後完全な再閉に失敗した。設定点低下の原因は弁内部部品(ボルト)のずれによるものであり、また、再閉失敗の原因は破損したベローズのディスク部への噛み込みによるものであった。また、その後、同弁が再び設定点未満で開き、この原因は、開圧試験時に用いた保温材と実際にプラントで使用されている保温材が異なっていたことにより試験時の弁の温度が実際より低かったため供用中に設定点が低下した(供用中に弁の温度が高くなり設定点が低圧側にずれた)ものと判断された。NRCは、1993年、IN 93-02²³⁾を発行し、供用中の温度上昇に伴うPSV設定点

の変動について警告した。

3. PWRにおける主蒸気安全弁

1984年、St. Lucie-2号機とDavis Besseにおいて、MSSVの開動作時に弁内部の割りピンが破損したことによって再閉に失敗した。これら2基のプラントにおけるMSSVの製造元が異なっていたにも関わらず類似の故障が起こったことに注目し、NRCは、IN 84-33²⁴⁾を発行した。また、Seabrookにおいて、製造元の工場で設定したガイドリングの設定値が不適切であったためにディスクの移動が不十分となり試験時に弁の開度が不足するという不具合がみつかった。PSVに対して行われた試験においても案内リングの設定に同様の問題が認められたことから、NRCは、1986年にIN 86-05²⁵⁾を発行し、関連情報の収集と評価を行うこととした。その後、Vogtle-1号機、Millstone-3号機のほか、BWR (Susquehanna-1, 2号機)のSRVにおいても同様の問題がみつかったため、NRCは、IN 86-05 Supplement 1²⁶⁾を発行し、BWR設置者に対しても注意を喚起した。

一方、IN 86-05発行後、NRCは、1981年1月1日から1986年3月1日までの期間におけるPSV不具合事例を収集、整理し、その結果をIN 86-56²⁷⁾にまとめた。このINでは、特に重要な事例として、North Anna-2号機における8個のMSSVの設定点変動、Salem-2号機におけるMSSVの漏えいと早期開動作、Oconee-2号機における2個の再閉失敗、Calvert Cliffs-2号機における11個の設定点変動を取り上げ設置者に周知した。

1995年、ANO-2号機において出力運転中にMSSVの開圧試験を行ったところ、3個が設定点の許容範囲内で開かなかったため、すべてのMSSVを取り外して所外施設での試験が行われた。しかし、所外の試験では許容範囲内で開いたため、試験結果の相違は試験環境条件の差異によるものと判断され、実機条件を模擬した状態で試験を行ったところ、運転中試験と同様の結果となった。この結果を受けて、NRCは、IN 96-03²⁸⁾を発行し、設置者に対して熱的環境条件の違いによる試験結果への影響に注意するよう通知した。また、1996年、ANO-1号機において原子炉トリップ後にMSSVの1個が開固着した。原因は、主軸へのナットの取り付けが不適切であったことによる。同様の問題は、1993年にCrystal River-3号機でも起こっており、また、ANO-1号機、Oconee-2, 3号機、Millstone-3号機のMSSVにおいてナットから割りピンが紛失していることが明らかとなったため、NRCは、IN 96-61²⁹⁾を発行し設置者に注意を促した。さらに、Millstone-2号機において、MSSV入口配管の長さを考慮していなかったことによって二次系圧力が設計圧の110%を超える可能性があることが明らかとなり、NRCは、IN 97-09³⁰⁾を発行して、当該問題を設置者に周知した。

IV. 分析対象事例

本報では、米国のLWRにおいて2000年から2006年までに報告された安全弁や逃がし安全弁の設定点変動に関連する事例を対象として、LERを収集し分析を行った。LERの収集は、NRCのウェブサイトと文献検索システムADAMSを用いて行った。この結果、収集したLERは計54プラント、87件(93事例: Fig. 3 参照)^{b)}となった。本報において示される各数値は、これらLERから抽出した事項をもとに集計したものである。

V. 傾向分析

93件の事例において総計277個の安全弁や逃がし安全弁が設定点変動を起こしており、そのうち設定点が高い側に変動したのが189個、低い側に変動したのが88個である。それを年別に整理したものをFig. 4に示す。この図に示すように、設定点変動が認められた弁の数は年ごとにばら

Fig. 3 No. of events year by year

Fig. 4 No. of valves affected

っているが、高い側に変動した弁の割合は2004年と2006年を除くとおおむね60~65%程度となっている。高い側に変動した弁の個数は、2001年を除くと毎年20個以上であり、特に2000年、2002年および2006年においてはそれぞれ36個、32個、32個と多い。一方、低い側に変動した弁については、2004年が1個、2006年が5個と少ないが、それ以外は毎年10個以上の弁で確認されている。特に2000年においては25個の弁で設定点が低い側に変動している。以下では、BWRのSRV、PWRのPSVおよびMSSVについて、設定点が高い側に変動した場合、あるいは、低い側に変動した場合に着目して傾向を分析する。

1. BWRの逃がし安全弁

35件の事例、合計125個のSRVにおいて設定点変動が認められており、それらを年別に整理したものをFig. 5に示す。この図からわかるように、2002年以外は毎年10個以上のSRVにおいて設定点変動が確認されているが、2000年、2003年、2005年では20個以上のSRVが経験している。2005年については該当事例の件数も9件と多く、設定点変動が認められたSRVの個数も多くなっている。一方、2000年と2003年における該当事例件数はそれぞれ4件、6件であり、2001年や2004年における該当事例件数とほぼ同数であるが、設定点変動を経験したSRVの数は2001年や2004年に比べると2倍程度となっている。

設定点変動が認められた125個のSRVのうちの70%以上(91個: 29事例)において設定点が高い側に変動している。2001年と2002年以外では毎年10個以上のSRVにおいて設定点の高い側への変動を経験しているが、その数は2000年以降若干の減少傾向が認められる。設定点が高い側に変動したSRVについて、その原因を分析すると、Table 1に示すように、91個のうちの71個(20事例)は、パイロット弁のディスクとシートとの間における腐食性固着によるものである。腐食性固着は、水の放射線分解と蒸

Fig. 5 No. of SRVs affected

^{b)} いくつかのLERでは複数の事例を取り上げているため、事例件数はLER件数より多くなっている。

Table 1 Causes of setpoint drift

Causes	No. of valves (events)
-SRVs : drift high-	
Pilot disc-seat corrosion bonding	71(20)
Maintenance problems (ex. misalignment of internal components) :	7(4)
Design or specification problems (ex. lack of chamfer)	2(2)
Pilot seat leakage	2(1)
Error in changing pressure switch settings	4(2)
Not specified	5(4)
-SRVs : drift low-	
Pilot seat leakage (ex. due to steam cutting)	10(4)
Heating/cooling cycle & vibration	2(1)
Misalignment of internal components	1(1)
Air operator stem sticking	1(1)
Not specified	20(8)
-PSVs : drift high-	
Random spread	2(2)
Spring performance problems (ex. aging)	3(3)
Not specified	13(10)
-PSVs : drift low-	
Random spread	7(4)
Nozzle loading effects	3(1)
Manufacturing problem (inadequate lapping)	1(1)
Not specified	16(9)
-MSSVs : drift high-	
Disc-nozzle seat oxide bonding	54(15)
Disc-nozzle seat bonding due to differential thermal expansion	5(3)
Ageing, damage or corrosion of internal components	8(5)
Design problem : incorrect dimension of spring washer	1(1)
Misalignment of internal components	1(1)
Incorrect test method	1(1)
Not specified	10(6)
-MSSVs : drift low-	
Spring problems (relaxation, insufficient contact of spring caps)	6(2)
Seat leakage due to steam cutting	3(2)
Differences in results by using two test methods/devices	5(2)
Not specified	13(4)

気の凝縮によりパイロット弁内が酸素リッチな環境となり、原子炉の通常運転中に弁内部の金属表面と酸素が反応して腐食膜が形成されることによって生じる。この腐食膜によりディスクをシートからもち上げるのにより大きな圧力が必要となるため、開圧が高くなる。実際、腐食性固着による開圧上昇の程度は数%となり、中には10%を超えるものもある。ただし、いったん開動作が行われると腐食膜が解消され、二度目以降の開動作では設定点の大きなず

Fig. 6 No. of SRVs by setpoint drift ranges

れは認められなくなるという特徴があり、多くの事例において二度目以降の試験では開圧が許容範囲内に戻っている。III章に述べたように、この現象は、古くから知られており、対処策としてディスク材の変更などの設計改良が行われ、その効果は確認されてきたものの完全な問題解決には至っていないといえる。その他の原因としては、プラントの数は少ないものの設定点変動問題への対応策として取り付けられた圧力スイッチの設定時エラーによるもの(4個:2事例)、摺動面の摩擦やパイロットディスクの過度な研磨、内部部品のミスアラインメントなど保守管理上の不備によるもの(7個:4事例)、弁内部部品の不適切な仕様や欠陥といった設計上の不備によるもの(2個:2事例)などがある。変動幅については、**Fig. 6**に示すように、変動の程度が明記されている79個のSRVのうち30個が3~5%、29個が5~10%の範囲に入っている。いくつかのプラントでは、SRV設定点の許容範囲を±1%と規定しているため、14個のSRVにおいて変動幅が1~3%の範囲にあるが、このうちの4個は圧力スイッチに関わるものである。また、6個のSRVにおいて変動幅が10%を超えているが、これらはすべて腐食性固着によるものである。なお、1~3%、3~5%、5~10%の変動範囲で腐食性固着によるものは、それぞれ、6個、24個、23個となっており、これを原因としたSRVの設定点変動が起これるとその逸脱の程度は大きくなる傾向にあるといえる。

一方、低い側へ変動したSRVについては、2005年に11個あるものの、それ以外の年では数個程度と少ない(**Fig. 5**)。低い側への変動の原因としては、34個(14事例)のうちの10個(4事例)が蒸気カッティング[○]などによる

○ 蒸気カッティングは、系統圧力が設定圧の90%を超えると起こる可能性があり、通常は、原子炉起動時に発生する。このような状態が続くと、蒸気流による侵食でシート表面に小さな溝ができる。これらの小さな溝は漏えい経路を形成し、そこを蒸気が流れディスクとノズルを侵食してシート漏えいに至る。また、異物の噛みこみによりシート表面に傷が生じ漏えい経路を形成することもある。

パイロット弁のシート漏えいによるものである (Table 1)。このシート漏えいについても、ディスクの設計変更、保守や試験の頻度を高めるなどの対策を講じてきたものの完全な問題解決には至っていないといえる。なお、34個の SRV のうちの20個 (8 事例) については LER において設定点ドリフトによるものとだけ記されており、その根本原因については明記されていない。これら SRV のほとんど (19 個) は、 $\pm 1\%$ というプラント技術仕様上の許容範囲内にはなかったものの $\pm 3\%$ という ASME 規格の許容範囲内であったため、詳細な原因調査が行われなかったものと推測される。その他の原因としては、加熱と冷却が繰り返されたことと供用中における弁の振動に伴って設定点が変わ動したもの (2 個 : 1 事例)、空気駆動部システムの固着によるバネ伸びの低下に伴って設定点が低下したもの (1 個 : 1 事例)、弁内部部品の実アライメント (1 個 : 1 事例) がある。なお、空気駆動部システムの固着はそれ以前の米国産業界において未経験でありユニークな現象とされている。設定点変動幅については、34 個のうちの24 個が $-1\sim-3\%$ の範囲であり、高い側への逸脱と比べると変動の程度は小さい傾向にある (Fig. 6)。しかし、シート漏えいが原因となる場合においては、10 個中 7 個において変動幅が $-3\sim-5\%$ の範囲となっており、他の原因の場合に比べて比較的大きくなる傾向にある。なお、一部のプラントにおいては、事象発生後の対策として、技術仕様における $\pm 1\%$ という設定点許容範囲を ASME 規格の $\pm 3\%$ に変更するという申請を行っているが、こうした変更が一般的に採用されることになれば設定点変動に対する規制緩和となり、特に低い側への変動事象は著しく減少するものと予想される (Fig. 6 における変動範囲 $-1\sim-3\%$ に該当する SRV の異常は LER の報告対象から除外される)。

2. PWR の加圧器安全弁

22 件の事例、合計 45 個の PSV において設定点変動が認められている。PSV は、原子炉 1 基当たり 2~4 個しか設置されておらず、BWR の SRV が 11~16 個、PWR の MSSV が 15~20 個設置されていることを考慮すると、割合的には決して少ない訳ではないといえる。ただし、Fig. 7 に示すように、2000 年と 2002 年においてはそれぞれ 12 個 (6 事例)、16 個 (8 事例) の PSV で設定点変動が確認されており、この 2 年間で全体の 60% を占めている。また、2004 年以降の 3 年間では 2 事例、4 個の PSV においてのみ設定点の変動が認められており (2005 年のみ)、減少傾向にあるといえる。

設定点変動が認められた 45 個の PSV のうちの 60% (27 個 : 14 事例) においては設定点が低い側に、また、残りの 40% (18 個 : 15 事例) では高い側に変動している。また、設定点の変動幅は、Fig. 8 に示すように、高い側への変動も低い側への変動も、その半数以上が $\pm 1\sim\pm 2\%$ の範囲にあり (高い側への変動 : 9 個、低い側への変動 : 15

Fig. 7 No. of PSVs affected

Fig. 8 No. of PSVs by setpoint drift ranges

個)、 $\pm 3\%$ を超えるものは 11 個 (高い側への変動 : 5 個、低い側への変動 : 6 個) と比較的小さく最大でも $\pm 4\%$ を若干超える程度である。設定点変動の原因については、LER においてその根本原因が示されていないものが多い (「ランダムなスプレッド」とだけ記載されているものも含めると、低い側に変動した 27 個のうちの 23 個、高い側に変動した 18 個のうちの 15 個について根本原因が特定されていない : Table 1)。原因が特定されているものとしては、弁内部部品の不適切な研磨や弁入口配管の加熱に伴う荷重の増加 (Nozzle Loading) によりディスクとノズルのミスアライメントが起こり設定点の低下に至ったものがそれぞれ 1 個 (1 事例)、3 個 (1 事例)、また、バネの経年劣化や、バネワッシャとバネとの合わせ面の接触面積不足などバネの性能上の問題に起因して設定点が高い側に変動したものが 3 個 (3 事例) あるに過ぎない。しかし、これらの原因による設定点の変動幅は比較的大きく 7 個のうちの 5 個では 3% を超えている (残りの 2 個も 2.5% を上回っている)。なお、PSV に対する技術仕様の設定点許容範囲は、多くのプラントで $\pm 1\%$ としているが、 $\pm 2\%$ や $\pm 3\%$ と規定しているプラントもあり、また、ASME 規格において

は $\pm 3\%$ という許容範囲を標準としていることから、一部のプラントでは、事象発生後の対策として、技術仕様における設定点許容範囲を ASME 規格の $\pm 3\%$ に変更するという申請を行っている。こうした変更が一般的に採用されることになれば設定点変動事象は著しく減少するものと予想される (Fig. 8 における変動範囲 $\pm 1 \sim \pm 3\%$ に該当する設定点変動事象は LER の報告対象から外される)。

3. PWR の主蒸気安全弁

36件の事例、合計107個の MSSV において設定点変動が認められており、それらを年別に整理したものを Fig. 9 に示す。この図からわかるように、年ごとに設定点変動が認められた MSSV の数は大きくばらついている。特に、2002年は31個 (8 事例) と多く、逆に、2005年は4個 (2 事例) と少ない。

設定点変動が認められた107個の MSSV のうちの70%以上 (80個 : 27事例) において設定点が高い側に変動している。2000年、2001年、2003年および2005年において設定点が高い側に変動した MSSV は数個程度であるのに対し、2002年、2004年、2006年の該当個数は、それぞれ、24個、12個、19個と多い。ただし、該当事例件数については、2002年が7件、2006年が7件であるのに対し、2004年は2件であり他の4年と同程度である。設定点が高い側に変動した原因を分析すると、80個のうちの54個 (15事例) は、弁ディスクとノズルシートとの間における酸化固着によるものである (Table 1)。この酸化固着は、ディスクとシートの表面が物理的に固着してしまうことであり、出力運転中、ディスクとノズルシートとの間が弱アルカリの水様液状態となって酸化膜が形成され、これによりステンレス鋼 (例えば、マルテンサイト鋼 A422) 製ディスクが別のステンレス鋼 (例えば、オーステナイト鋼 A316) 製シートに溶け込むことによって起こる。固着が起こると最初の開動作時に対する圧力が高くなり、いったん開くことによって固着が解消される (いったん固着が解消

されると、弁の材料に関係なく酸化層が残っている限りディスクとシートが再度固着する傾向はないといわれている³¹⁾。この現象は、1990年代後半から多くのプラントで見られるようになり、対処策としてディスク材をステンレス鋼から Inconel X-750 に変更し酸化処理を行うなどの設計改良が行われ、その効果は確認されてきたものの完全な問題解決には至っていないといえる。また、ディスクとシートの固着については別の原因によるものも認められている。具体的には、加熱時におけるディスクとノズルシートの接触面間で熱膨張の違いにより、硬い材料のディスク (例えば、565SS) が軟らかい材料のノズル (例えば、316SS) に微小な摩損を引き起こしその結果生じる小さな擦傷くずによりディスクとノズルが融解することによってディスクとノズルシートの固着が発生する。この固着により設定点が高い側に変動した MSSV は5個 (3 事例) あるがこれらはいずれも Turkey Point において認められたものである^{32~34)}。Turkey Point では、2003年に当該固着を原因とする MSSV の設定点変動が認められた後、シートの表面仕上げの方法を変更するといった対策を講じたが問題解決には至らず2006年に再発している。そのため、酸化固着への対応と同様、ディスク材を Inconel に変更するといった対策が取られている。その他の原因としては、バネワッシャの腐食に伴うバネの圧縮増加、鍍の蓄積に伴う内部部品の経年劣化、弁主軸の固着による内部部品の機械的損傷など内部部品の不具合 (8 個 : 5 事例) や、不正確な開圧試験方法を用いたことによる誤差 (1 個 : 1 事例) などがある。変動幅については、Fig. 10 に示すように、変動の程度が示されている76個のうちの46個において3~5%の範囲で設定点の変動が起こっている。変動幅が5%を超えた MSSV は19個あるが、このうち、16個はディスクとノズルシートの固着 (14個 : 酸化固着、2 個 : 熱膨張による固着) によるものである。少数ではあるがいくつかのプラントでは、MSSV の設定点許容範囲を $\pm 1\%$ と規定しているため、11個の MSSV における変動幅が $+1 \sim 3\%$ の範

Fig. 9 No. of MSSVs affected

Fig. 10 No. of MSSVs by setpoint drift ranges

囲にあるが、このうちの4個は酸化固着によるものである。

一方、低い側への変動については、2000年に14個(4事例)のMSSVにおいて認められたが、その後は1個(1事例)、7個(2事例)、4個(2事例)、1個(1事例)と減少傾向を辿り、2005年と2006年には該当事例が発生していない(Fig. 9)。27個のうちの13個については設定点変動の原因が特定されていないが、残りの14個について原因を分類すると、バネの緩みや取付不良によるものが6個(2事例)、試験方法の差異(開圧設定時の確認試験方法と供用中試験に用いられた試験方法が異なっている)によるものが5個(2事例)、シート漏えいによるものが3個(2事例)である。変動幅については、 $-3\sim-5\%$ の範囲に入るものが17個(8事例)あるが(Fig. 10)、このうちの3個は試験方法の差異によるものであり、また、4個はバネの緩みや取付不良によるものである。また、 5% を超える変動が認められた4個(2事例)のうちの2個はバネの緩みに起因するものである。なお、シート漏えいによる設定点の変動が認められた3個のMSSVはすべて $-1.2\sim-1.3\%$ と変動幅が小さく、いずれもSalem-1号機と2号機で起こっており^{35,36)}、技術仕様に規定される設定点の許容範囲が $\pm 1\%$ と狭いことから、事象発生後に許容範囲を $\pm 3\%$ に広げるといふ申請がなされている。

VI. ま と め

本報では、2000年から2006年までに米国LWRにおいて発生した安全弁や逃がし安全弁の設定点変動事例に関する米国の対応経緯について述べるとともに、該当するLERを収集し各事例について内容を分析し設定点変動の原因や変動幅に着目してその傾向を調べた。

米国において、設定点変動は古くから多くのプラントで発生しており、NRCは、数多くの規制関連書簡を発行し設置者に対して注意を喚起してきた。一方、産業界においても原因分析を行いその結果に基づいてディスク材料の変更を行うなどの対応を取ってきた。それにも関わらず、設定点変動事象は継続して発生しており、いまだ問題解決には至っていないといえる。

SRVについては、パイロット弁のディスクとシートとの間における腐食性固着が原因となって設定点が高い側に変動する傾向が強いといえる。また、腐食性固着による設定点変動の程度は比較的大きく 10% を超える場合もあることから、過圧防止機能に対して重要な問題と考えられる。一方、設定点が高い側に変動したケースでは、シート漏えいや内部部品の実アライメントなどハードウェア上の問題を原因とする場合の変動範囲は $3\sim 5\%$ 程度であり、高い側への変動に比べるとその程度は小さい。また、シート漏えいや実アライメント以外による設定点の低い側への変動では、その多くが技術仕様の許容範囲を逸脱しているもののASME規格の許容範囲内であることが

ら、技術仕様の許容範囲を拡げるといった対応を取ることで設定点変動事例は大幅に低減するものと考えられる。

PSVについては、原因が特定されていないものが多いが、そのほとんどは設定点変動幅が $\pm 1\sim\pm 3\%$ となっている。これに対し、件数は少ないが、バネに問題が生じた場合には設定点が高い側に変動する傾向がある。一般に、PSVに対する設定点許容範囲は $\pm 1\%$ という狭い幅となっており、このため、わずかな逸脱でも技術仕様の運転制限条件から逸脱しLERの報告対象となる。多くの設定点変動に対してその根本原因が特定できず、また、この狭い範囲内に維持することには困難さを伴う上、安全解析の条件よりも厳しいものとなっていることから、技術仕様の要求を変更し緩和を求めるプラントもある。この緩和要求が一般的なものとなれば、PSVの設定点変動問題はある程度解消されるものと考えられる。

MSSVについては、ディスクとシートとの間における酸化固着あるいは熱膨張による固着が原因となって設定点が高い側に変動する傾向が強いといえる。また、こうした固着が起これば設定点変動の程度が比較的大きく 10% を超える場合もあることから、過圧防止機能に対して重要な問題と考えられる。これらの固着現象に対処するためにディスク材や表面仕上げの変更を行うなどの対策が講じられてきていることから、今後こうした原因による設定点の変動は改善されるものと考えられる。一方、設定点が高い側に変動したケースでは、原因が特定されているケースがさほど多くないため原因に基づく明確な傾向は把握できない。しかし、設定点の低い側への変動は、近年減少傾向にあり、また、その変動幅も比較的小さいという特徴がある。

— 参考文献 —

- 1) Nuclear Regulatory Commission, *Special Study: Safety and Relief Valve Reliability*, AEOD/S92-02 (1992).
- 2) South Texas Project Unit 1, *Pressurizer Safety Valves Setpoints Discovered Outside Required Tolerances*, LER No. 50-498/2001-002-00 (2001).
- 3) Nuclear Regulatory Commission, *Recent Operating Experience Associated with Pressurizer and Main Steam safety/Relief Valve Lift Setpoints*, Information Notice 2006-24 (2006).
- 4) Nuclear Regulatory Commission, *Standard Technical Specifications: General Electric Plants BWR/4*, NUREG-1433, Vols. 1 & 2, Rev. 3.0 (2004).
- 5) Nuclear Regulatory Commission, *Standard Technical Specifications: Babcock and Wilcox Plants*, NUREG-1430, Vols. 1 & 2, Rev. 3.0 (2004).
- 6) Nuclear Regulatory Commission, *Standard Technical Specifications: Combustion Engineering Plants*, NUREG-1432, Vols. 1 & 2, Rev. 3.0 (2004).
- 7) Nuclear Regulatory Commission, *Standard Technical Specifications: Westinghouse Plants*, NUREG-1431, Vols. 1 & 2, Rev. 3.0 (2004).
- 8) Nuclear Regulatory Commission, *Failure of Safety/Relief Valves to Open at a BWR*, Information Notice 82-41 (1982).

- 9) Nuclear Regulatory Commission, *Failure of Safety/Relief Valves to Open at a BWR-Interim Report*, Information Notice 83-39 (1983).
- 10) Nuclear Regulatory Commission, *Failure of Safety/Relief Valves to Open at a BWR-Final Report*, Information Notice 83-82 (1983).
- 11) Nuclear Regulatory Commission, *Target Rock Two-Stage SRV Setpoint Drift*, Information Notice 86-12 (1986).
- 12) Nuclear Regulatory Commission, *Target Rock Two-Stage SRV Setpoint Drift Update*, Information Notice 88-30 (1988).
- 13) Nuclear Regulatory Commission, *Target Rock Two-Stage SRV Setpoint Drift Update*, Information Notice 88-30 Supplement 1 (1990).
- 14) Nuclear Regulatory Commission, *Resolution of Generic Safety Issue B-55, "Improved Reliability of Target Rock Safety Relief Valves,"* Regulatory Summary Issue 2000-012 (2000).
- 15) Nuclear Regulatory Commission, *Failure of a Boiling Water Reactor Target Rock Main Steam Safety/Relief Valve*, Information Notice 2003-01 (2003).
- 16) Nuclear Regulatory Commission, *Pressurizer Safety Valve Reliability*, Information Notice 86-92 (1986).
- 17) Nuclear Regulatory Commission, *Setpoint Testing of Pressurizer Safety Valves with Filled Loop Seals Using Hydraulic Assist Devices*, Information Notice 88-68 (1988).
- 18) Nuclear Regulatory Commission, *Pressurizer Safety Valve Lift Setpoint Shift*, Information Notice 89-90 (1989).
- 19) Nuclear Regulatory Commission, *Pressurizer Safety Valve Lift Setpoint Shift*, Information Notice 89-90 Supplement 1 (1990).
- 20) Nuclear Regulatory Commission, *Engineering Evaluation Report: Additional Factors Affecting the Lift Setpoint of Pressurizer Safety Valves*, AEOD/E90-09 (1990).
- 21) Nuclear Regulatory Commission, *Pressurizer Safety Valve Lift Setpoint Shift*, Information Notice 89-90 Supplement 2 (1991).
- 22) Nuclear Regulatory Commission, *Changes in Pressurizer Safety Valve Setpoints before Installation*, Information Notice 91-74 (1991).
- 23) Nuclear Regulatory Commission, *Malfunction of a Pressurizer Code Safety Valve*, Information Notice 93-02 (1993).
- 24) Nuclear Regulatory Commission, *Main Steam Safety Valve Failures Caused by Failed Cotter Pins*, Information Notice 84-33 (1984).
- 25) Nuclear Regulatory Commission, *Main Steam Safety Valve Test Failures and Ring Setting Adjustments*, Information Notice 86-05 (1986).
- 26) Nuclear Regulatory Commission, *Main Steam Safety Valve Test Failures and Ring Setting Adjustments*, Information Notice 86-05 Supplement 1 (1986).
- 27) Nuclear Regulatory Commission, *Reliability of Main Steam Safety Valves*, Information Notice 86-56 (1986).
- 28) Nuclear Regulatory Commission, *Main Steam Safety Valve Setpoint Variation As a Result of Thermal Effects*, Information Notice 96-03 (1996).
- 29) Nuclear Regulatory Commission, *Failure of a Main Steam Safety Valve to Reseat Caused by an Improperly Installed Release Nut*, Information Notice 96-61 (1996).
- 30) Nuclear Regulatory Commission, *Inadequate Main Steam Safety Valve (MSSV) Setpoints and Performance Issues Associated with Long MSSV Inlet Piping*, Information Notice 97-09 (1997).
- 31) Davis Besse, *Main Steam Safety Valve Setpoints Greater than Allowable Values*, LER No. 50-346/2002-001-00 (2002).
- 32) Turkey Point Unit 3, *As-Found Cycle 19 Main Steam Safety Valve Setpoints Outside Technical Specification Limits*, LER No. 50-250/2003-004-00 (2003).
- 33) Turkey Point Unit 4, *As-Found Cycle 20 Main Steam Safety Valve Setpoints Outside Technical Specification Limits*, LER No. 50-251/2003-002-00 (2003).
- 34) Turkey Point Unit 3, *As-Found Cycle 21 Main Steam Safety Valve Setpoints Outside Technical Specification Limits*, LER No. 50-250/2006-002-01 (2006).
- 35) Salem Unit 2, *Main Steam Safety Valves Failed Lift Set Test*, LER No. 50-311/2000-004-00 (2000).
- 36) Salem Unit 1, *As Found Value for Main Steam Safety Valve Lift Setpoint Exceeds Technical Specification Allowable Limits*, LER No. 50-272/2001-003-00 (2001).