

2012 年夏以降のわが国の課題

—冬場の需給逼迫懸念と電力コスト転嫁問題—

永富 悠*

要旨

原子力発電所の相次ぐ定期点検入りで、5月には全ての原子力発電所が停止する中、2012年の夏も厳しい電力需給状況を節電と供給力の確保で乗り越えることとなった。政府は2012年4月に電力需給を検証するために電力需給検証委員会を立ち上げ、需給両面で厳しい状況を想定した分析を進めた。その結果として節電目標・対策が策定され、特に需給が厳しいとみられる関西電力管内においては総理判断の下、大飯原子力発電所3,4号機を再稼働させるという判断に至った。9月7日及び14日まで続いた節電期間が終了し、この夏の電力需給に関するレビューが政府を中心に進められている。本稿ではそれらの分析を受けて、この夏の電力需給を概観するとともにこの冬の展望を整理した。

今夏は幸運にも数々の不確定要因が需給を緩和する側に働いたものの、それらの不確定要素を厳しく見れば、大飯がなければ関西電力管内はもとより、中西日本全体においても予備率が3%を切る可能性もあった。北海道の今冬の需給については、供給面で理想的にフルパフォーマンスを見込んだとしても、ピーク時の電力需給で見てkWで3%程度足りない可能性があり、更に発電量であるkWhで見ても4%程度足りない可能性がある。北海道電力管内の原子力発電所の再稼働見通しが立たない中では、この需給ギャップを埋め、かつ、発電所及び連系設備のトラブルや気温の変動などの多くのリスクに備えた厳しい節電が求められていくことになる。特に北海道の冬では、暖房以外にも融雪等の用途で電力が用いられていることがあり、更にkWだけでなくkWhの削減も求められるため夏の対策とは違った新たな節電のチャレンジが求められる。

また、電力の需給と同時に今後の課題となっているコストの問題について化石燃料輸入費の大幅増加と、需要家への転嫁という観点から分析を行った。燃料増加によって転嫁される可能性があるコストが総額で1.9兆円、単価にすると2.1円/kWhに上ると見られるが、現状では産業他用においては0.28円/kWhと一部転嫁されるにとどまっていると見られる。原子力発電所の再稼働の見通しが不透明な中、電力需給の安定化とそのコスト評価については、不断のレビューが求められる。

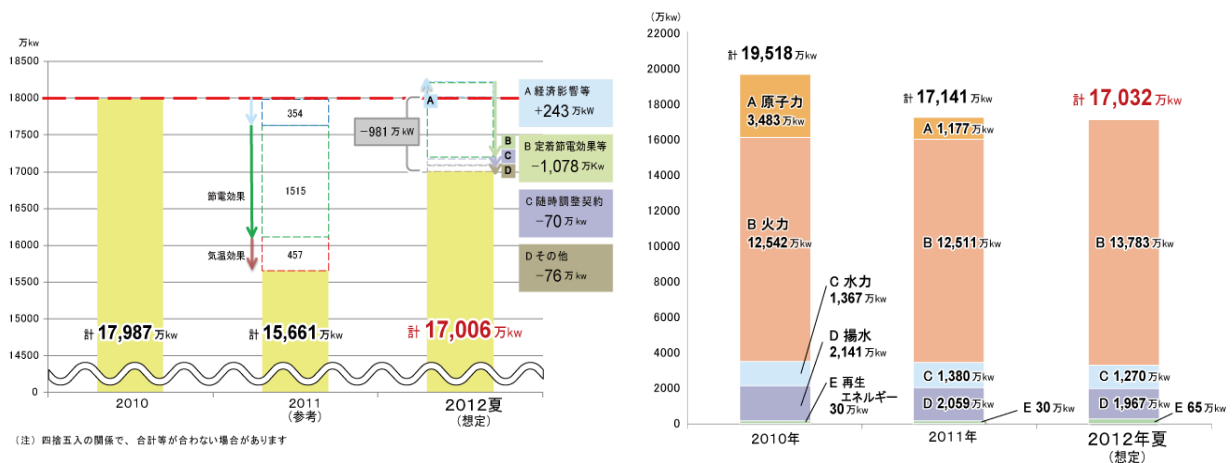
1. 需給検証委員会報告書における夏の電力需給の見込みについて

2012年4月に設置された需給検証委員会は、沖縄電力を除く9電力会社管内の2012年夏の電力需給状況に関して、第三者の視点で検証する目的で設置された。委員会は各電力会社から報告された需給の状況を整理、分析し、2012年夏の日本の電力需給見通しに関する報告書をまとめた。

同報告によれば、供給力については、2012年夏は原子力発電所が順次定期検査に入り、再稼働が見込めないため、その分供給力が低下するものの緊急設置電源や長期停止火力の活用によってそれを埋め合わせる供給力が確保できると見通した。需要については、2011年から経済が上向くことで需要増因になる一方で、全国的に無理のない範囲での節電が効果を発揮し、相当程度需要が押さえ込まれることを見込んでいた。結果として、電力の供給余力を示す供給予備率は0.1%であり、これは系統運用上最低限必要な、3%分を加味すると▲2.9%ということになり極めて厳しい電力需給状況が見通されるとまとめている。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 研究員

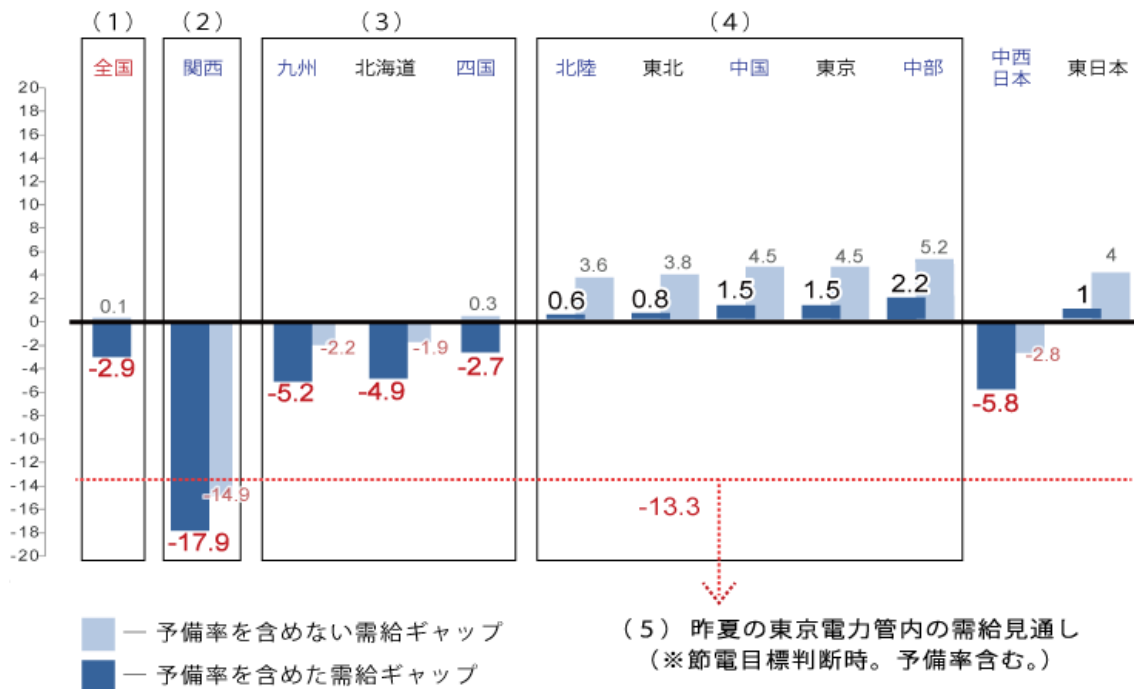
図1-1 需給検証委員会による電力需給の想定 (左図: 需要、右図: 供給)



(出所) 需給検証委員会

地域別には、原子力の比率が高い関西電力、九州電力、北海道電力、四国電力については予備率がマイナスになる状況が見込まれていた。特に関西電力については予備率を含めて、需給ギャップが▲18%となっており、何らかの追加的な対策が必須となっていた。これを受けて、野田総理は関西電力、大飯3号機及び4号機の再稼働を決定し、それぞれ7月9日、7月25日にフル稼働に達することで関西電力管内における需給ギャップの改善に大きく寄与した。

図1-2 需給検証委員会により今夏想定された各電力管内の需給ギャップ



(出所) 需給検証委員会

2. 今夏の電力需給の検証について

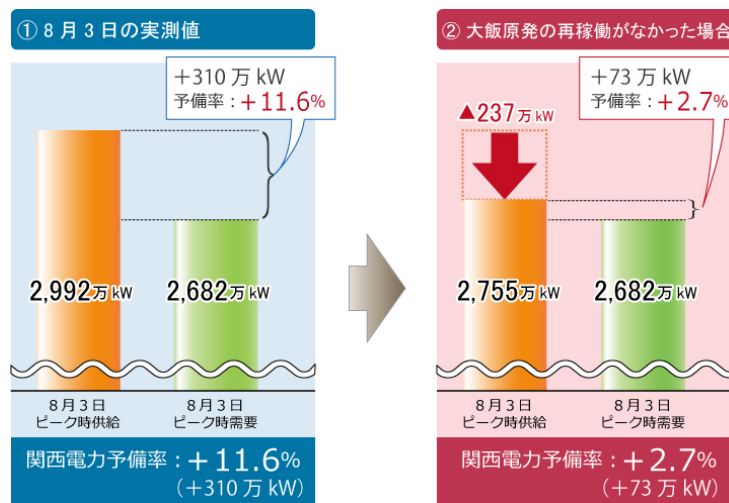
需給検証委員会の議論を受けて、関西電力を始めとして各電力会社に節電目標が設定されていたが、改めて大飯3,4号機の再稼働の決定を受けて、7月26日に各電力会社、特に中西日本地域の電力会社の節電目標が再設定されることになり、関西電力は10%、四国電力は5%、九州電力は10%の節電が7月26日から9月7日にかけて要請されることとなった。

上記の通り、需要家の節電努力や大飯発電所の再稼働等の各所の努力によって需給が緩和され、今夏においては計画停電など大規模な電力不足の問題を回避することができた。本章では、これらの目標を受けた電力需給対策の結果として今夏の電力需給の検証結果をレビューする。

2-1 関西電力管内

関西電力管内においては、大飯原子力発電所再稼働後も予断を許さない状況に備えて、計画停電の準備を進めていた。結果として計画停電が実施されることはなかったものの、一時需給のひっ迫が懸念される状況も発生していた。特に最大需要を記録した8月3日(金)(最高気温36.7℃)は実績としては大飯原子力発電所の再稼働によって予備率が+11.6%であったものの、仮に大飯原発3,4号機の再稼働分の供給力(237万kW)がなかったとすると、関西電力管内の予備率は+2.7%となり、運用上必要とされる水準である3%を下回る厳しい事態になっていたことと試算される¹。

図2-1 今夏の関西電力管内における電力需給の検証



(出所) 首相官邸 HP、「今夏の電力需給について」

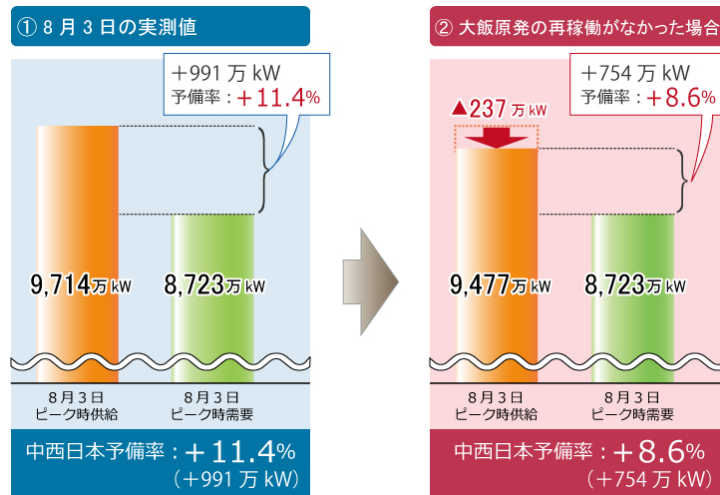
2-2 中西日本全体

前節で示した通り、関西電力管内単体では大飯原子力発電所の再稼働がなければ、需給逼迫の懸念があったものの、一方で需給逼迫時には他社電力からの融通の拡大が期待される。8月3日時点での中西日本全体の予備率は+11.4%であったため、関西電力管内以外からの応援によって関西電力管内の需給状況は改善されることが可能となる。また、仮に大飯原発3,4号機の再稼働がなかったとしても、8月3日に関西電力管内で今夏の最大電力を記録した瞬間の断面で見ると中西日本全体の予備率は+8.6%であった。これはひとえに需給検証委員会で想定した以上に供給力の増加及び需要の減少が進んだためであった²。

¹ 実際には、大飯原子力発電所3,4号機の再稼働によって揚水発電の稼働可能出力も増加していると考えられるため、この分の供給力を精査すれば、予備率は更に低い数字になると考えられる。

² 脚注1と同様。

図2-2 今夏の中西日本全体における電力需給の検証



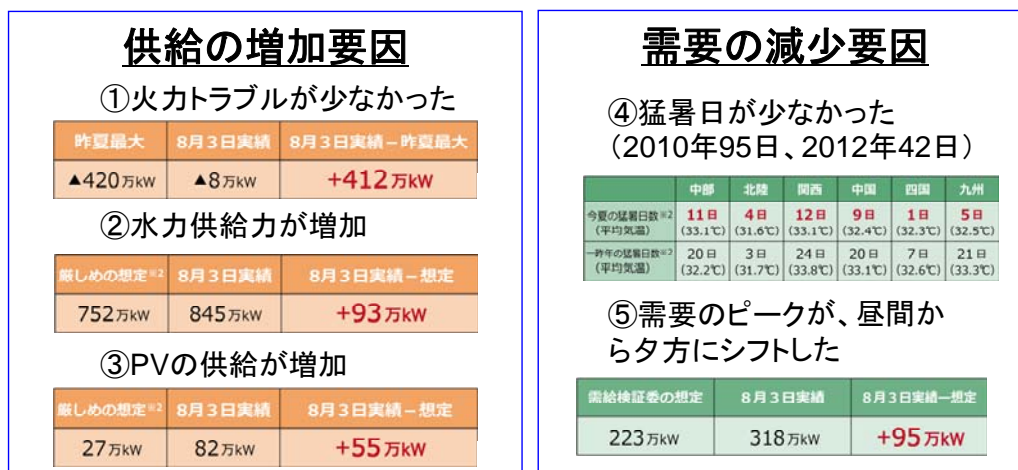
(出所) 首相官邸 HP、「今夏の電力需給について」

2-3 中西日本における需給の想定値と実績値の相違に関する要因分析

需給検証委員会において想定した状況よりも実績として需給状況が緩和した要因として供給面、需要面それぞれについて、以下のように整理される。

需要面では、2012年の夏は需給検証委員会が前提として想定したような2010年よりも猛暑日が少なかったことで需要が減少したことが挙げられる。また、需要家の努力により計画調整契約によるピークシフトが進んだことによってピーク時の電力需要が低くなったことがあり、これらの努力・対策が想定以上の効果を発揮したことが需要減に寄与した点が挙げられる。供給面では、昨夏はトラブルで供給力が減少した部分が最大で420万kWあったが、事業者の努力によって今夏は8月3日時点の実際のトラブル減少分が8万kWであった。これより昨夏最大と今夏の実績の比較では、差し引き412万kW（予備率にして約5%程度に相当）分、想定よりも供給力が増加した（図2-3の①に相当）。このように事業者の努力の結果として発電所のトラブルが少なかったことが予備率の確保に大きく寄与した。また、水力発電の供給力の増加（図2-3の②に相当）や、固定価格買取制度（FIT）等の後押しによる太陽光発電（PV）のピーク時の供給力の増加（図2-3の③に相当）があった。これらの要因によって供給力だけでも大飯原子力発電所3,4号機を上回る560万kWの増加があったため、節電の効果、気温の効果とあわせて需給の緩和に大きく寄与したといえる。

図2-3 今夏の中西日本全体における電力需給の検証と要因分析



(出所) 首相官邸 HP、「今夏の電力需給について」より作成

上記の通り、需給両面で想定と実績で異なる点があることが整理された。想定と実績が異なる点については、それが偶発的な要因によるものなのか否かが重要な論点となる。

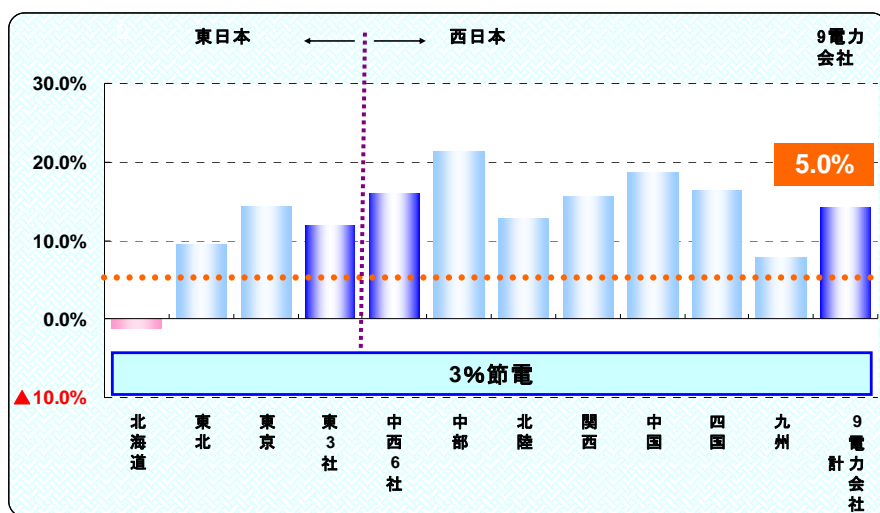
例えば、PV による供給力の増加は事業者の努力、需要家の積極的な設備導入によって今後もある程度期待できると思われるが、それでも追加した設備が全て供給力として寄与するかは不透明な点がある³。ピークシフトについては需要家、電気事業者双方にとって継続的に実施可能とするような仕組みづくりや制度作りが重要になる。一方で、火力のトラブルについては一定の努力によって改善が期待されるが、偶発的な要素に左右されるところもある。また、水力の供給力や猛暑日については、まさに降雨量や気温など天候に左右される要素が大きいため、予測の精度を継続的に向上するように努めることは重要であるが、想定としてこれらを楽観的に見ることは電力の安定供給を確保する観点から極めて難しい。

上の意味で、図 2-3 の供給の増加要因の①、②のそれぞれの要因が相対的に厳しく推移したと想定し、更に大飯がなかった場合を想定すると仮に PV の追加出力を全て供給力に計上したとしても、ピーク時供給力は今夏実績の 9,714 万 kW から大きく減少して約 8,970 万 kW 程度、予備率は 2.9% となり 3% を切る厳しい水準になっていた可能性もある⁴。これらのリスクを考えれば、今夏の需給対策について一概に過剰であったとも言えないであろう。予備率に関して、広域で 3% を確保できたとしても追加で事故があった場合はそれ以上の応援余力が無いために事故のあった地域で計画停電を適用する可能性が高くなる。そもそも、電力管内を越えた広域運用において 3% という水準が最低限確保すべき水準として適当か否かについて世界的にはそのような評価はされていないのが現状である。

3. 今冬の電力需給について

2012 年夏については、需給検証委員会が想定した以上の供給力の増加、節電の進展によって計画停電などの大きな影響は回避できることとなった。一方で、9 月 19 日に原子力規制委員会及び原子力規制庁が発足し再稼働のための安全基準を評価する新体制がようやく整ったものの原子力発電所の実際の再稼働については、依然として不透明な点が多い。しかし、仮にこの冬においても最大で今夏と同程度の供給力を確保できると想定すれば、概ね各社の電力需給状況は安定することが期待される。

図3-1 今冬の電力需給に関する試算



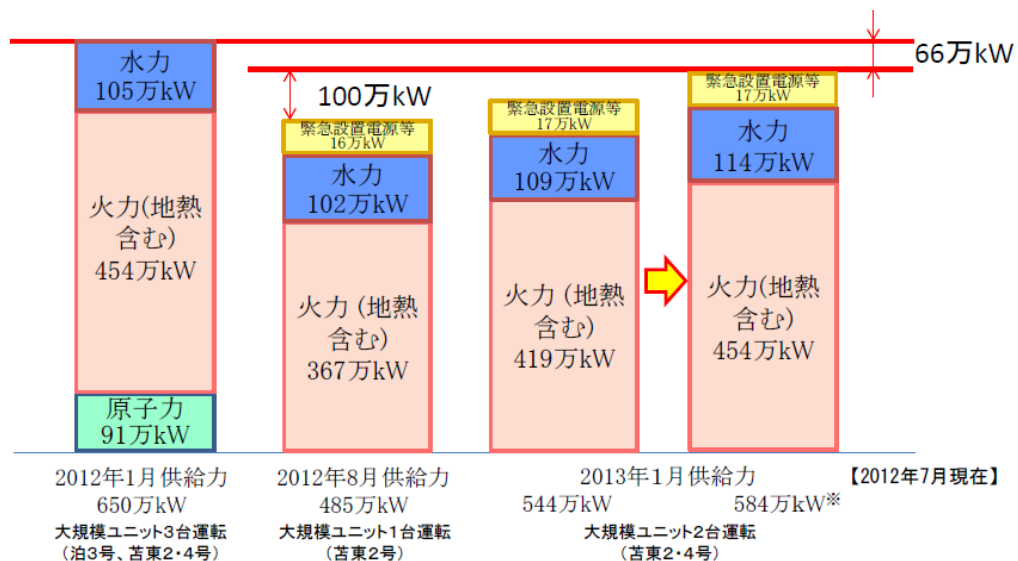
- (出所) 日本エネルギー経済研究所、「短期エネルギー需給見通しー 2012 年度のエネルギー需給予測 ー」2012 年 7 月 3 日
 (出所) 需給検証委員会資料、エネルギー環境会議資料等より日本エネルギー経済研究所推計
 (注) 一部の電力会社については夏の対策として需給逼迫時に限定して検討された供給力増加対策も見込む。
 (注) 節電 3% は全地域で共通の想定値。

³ 需給検証委員会においては、確実に見込める分として「過去 20 年間の夏季の気象データ等」を基準に、設備容量の最大 10% 程度を供給力として想定している。

⁴ 脚注 1 と同様。

ただし、夏より冬の方が電力需要が大きい北海道電力については一定程度の節電を見込んだとしても、2012年冬の電力需給は極めて厳しい状況が予想されるため、追加的な供給力の確保と節電対策の検討が必要である。図3-3に基づけば、予備率3%を確保するためには、特に2月において最低でも3%の節電が求められることになるが、図の供給力は発電所のトラブルがない理想的な状況を想定し、揚水を含めて全ての電源がベストに近いパフォーマンスを出す状況を想定していると考えられるため、リスクヘッジと系統運用上の余裕を持たせるためには、事実上3%を超える水準で節電を積み上げていくことが必要になると考えられる。特に北海道の冬では、暖房以外にも融雪等の用途で電力が用いられていることがあり、夏の対策とは違った新たな節電のチャレンジが求められる。

図3-2 北海道電力管内における供給力確保の見通し



(出所) 北海道電力、「今冬の電力需給について」平成24年7月31日

図3-3 北海道電力管内における今冬の需給の見通し (kW ベース)

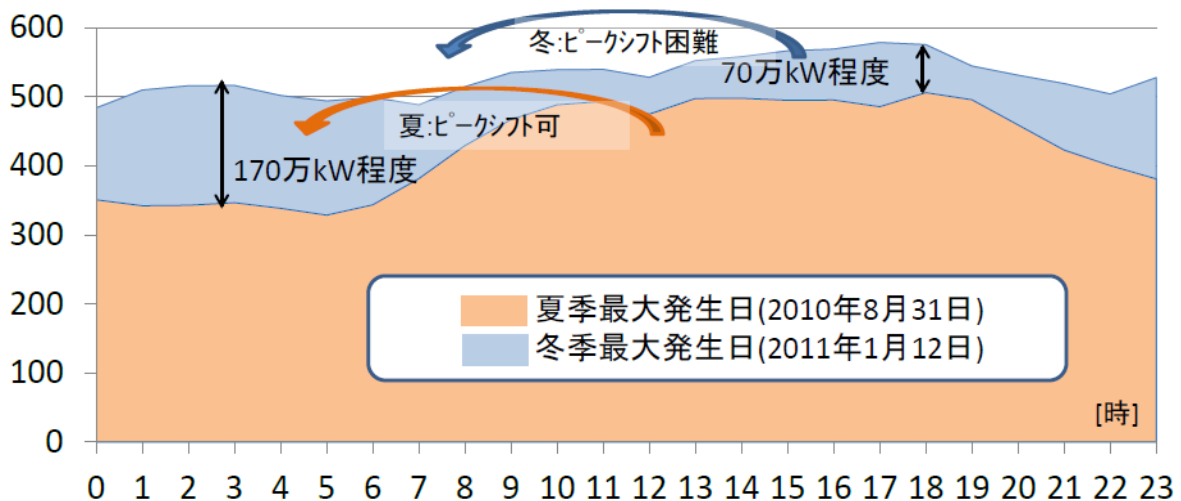
	12月	1月	2月	3月
1日最大電力	579	579	579	545
供給力※1	590	584	580	564
供給予備力	11	6	1	19
供給予備率 [%]	1.9	1.0	0.2	3.4

(出所) 北海道電力、「今冬の電力需給について」平成24年7月31日

(注) 1日最大電力、供給力、供給予備力の単位は万kW

供給力追加の対策として、資源エネルギー庁も自家発電設備の補助拡大等の支援を検討しているが、供給力の大幅な上積みは難しい以上、需要削減、節電に求められる役割は大きい。夏の節電対策は昨夏の経験を生かして、2012年夏においても全国的に十分な効果を上げたとみられるが、冬の節電は夏のようなピークカットにとどまらず、特に北海道電力管内では図3-4のように一日中高い水準で電力需要があるために、一日を通して電力需要削減を求められる状況が起こりうる。

図3-4 北海道電力管内の電力需要の推移



(出所) 北海道電力、「今冬の電力需給について」平成 24 年 7 月 31 日
 (注) グラフ内数字の単位は万 kW

また、北海道電力管内ではピークカットという意味での kW の需給バランスの確保とともに電力量である kWh の確保も大きな問題となっている。これは、同電力管内では 1 日 24 時間にわたって高い需要が継続するため、これを賄うための水力発電の水量や火力発電の燃料供給面、環境面での制約によって、供給できる電力量が 1 月から 2 月は非常に厳しくなるおそれがある。このための対策として電力の総量規制という声も出てきている⁵。

図3-5 北海道電力管内における需給の見通し (kWh ベース)

	12月	1月	2月	3月
需要電力量[億kWh]	34.9	36.5	32.7	33.8
供給電力量[億kWh]	35.5	35.0	31.6	34.3
供給電力量の余裕[億kWh]	0.6	▲1.5	▲1.1	0.6
不足の割合[%]	2	▲4	▲3	2

(出所) 北海道電力、「今冬の電力需給について」平成 24 年 7 月 31 日

また、他電力からの応援については、北海道電力は本州との連系が最大で 60 万 kW と限定されており、他電力会社からの応援融通の大幅な拡大を期待することは難しい⁶。総合エネルギー調査会総合部会、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」では、北本連系設備の増強について「現行の増強計画（既設 60 万 kW から 90 万 kW への増強）については、可能な限り早期に実現する必要がある。」としているものの、この冬には間に合わない⁷。また、図 3-6 の通り連系線にもトラブルリスクがある。

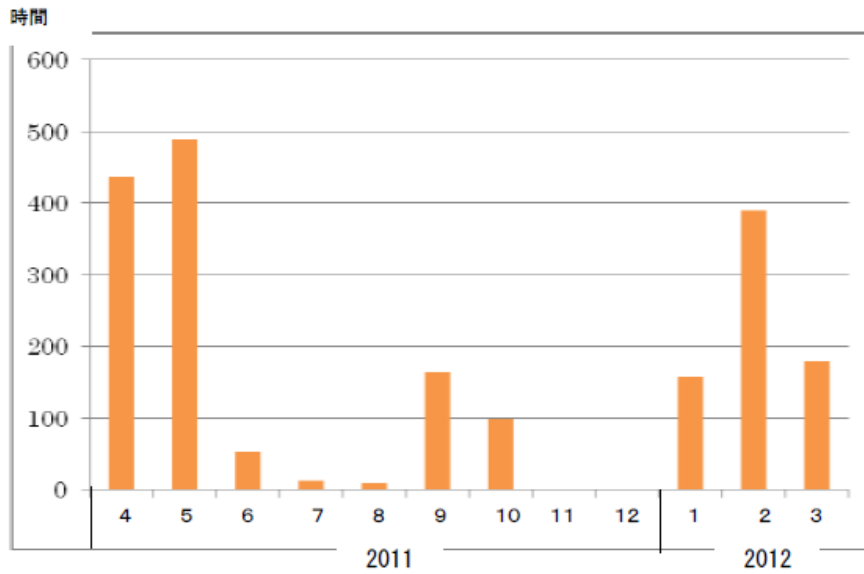
北海道電力単体で原子力なしでどの程度追加供給力を確保できるのか、また、どこまで節電できるのかといった分析とともに各種設備のトラブル等、不意のリスクが万が一にも多層的に発生するような状況も考慮した現実的な対応策を検討すべきである。

⁵ 電気新聞、2012 年 8 月 16 日、http://www.shimbun.denki.or.jp/news/main/20120816_01.html

⁶ 北本連系設備は、火力発電のトラブル等大規模電源の脱落に備え北海道向けの融通受電分を空けておく必要がある。また、他の発電設備と同様に北本連系設備においても計画外停止の懸念がある。2011 年度は 30 万 kW 以下の停止が 7 回、60 万 kW 停止が 1 回、延べ 78 日間停止していた状況があるため、連系設備のリスクにも備えて、できる限りの供給余力を持つことが望ましい。

⁷ 同研究会で北本連系設備について、60 万 kW×3 ルートを増強するために 5000 億円程度かかると試算している。この試算に基づけば、単純計算で 30 万 kW で 800 億円程度の費用がかかると見られる。

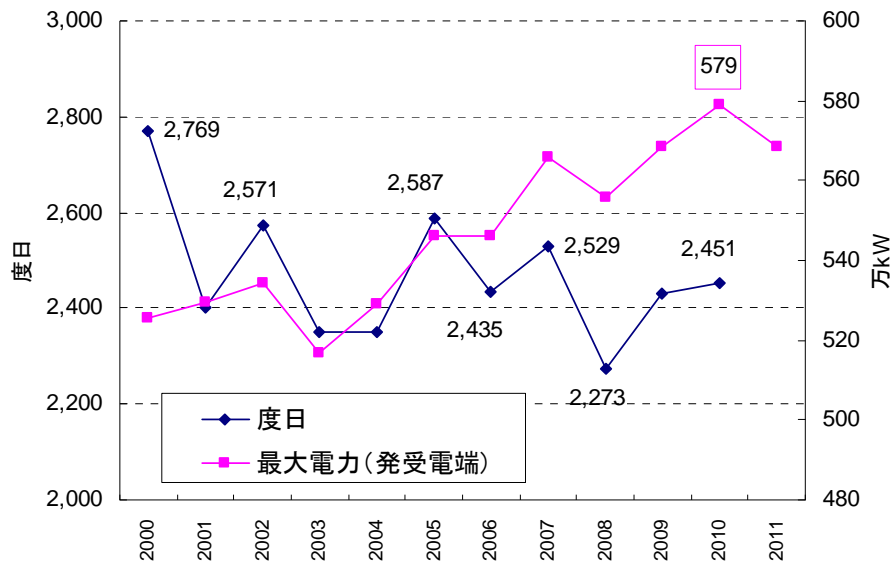
図3-6 北本連系における市場分断実態の実績



(出所) 総合エネルギー調査会総合部会、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会-中間報告」、2012年4月

更に、北海道電力の発表資料では、今冬の最大電力需要見通しとして、2010年度の最大電力を一日最大電力需要として想定しているが、下図の通り、暖房度日でみると2010年は極端な厳冬ではない。過去10年の暖房度日を見ると今冬の気温の変動リスクとして2010年度よりも厳冬に振れる可能性は低いとはいえず、2000年並の厳冬が訪れた時、最大電力需要は579万kWから増加する可能性がある。上で述べてきた供給面でのリスクに加えて気温のリスクについても考慮しておく必要があるだろう。

図3-7 月間最大電力と暖房度日⁸



(出所) エネルギー・経済統計要覧、電力調査統計より作成

⁸ 暖房度日とは、気温の推移を計る指標であり、日平均気温より作成。14度を下回る日の平均気温と14度との差を合計。値が大きいほど厳冬であることを示す。

4. 今後のコストの転嫁と電気料金上昇の懸念

2012年夏の電力需給は全国的に乗り切ることができたものの、冬の電力需給については特に北海道電力において厳しい状況が予想される。需給対策としては節電を全国的に進めるとともに、原子力に代わる火力の焚き増しによって供給力の確保を進めてきているが、需給両面での総合的なコスト評価や、電気料金への転嫁などは進んでいない。実際、割高な火力の焚き増しを進めている電力会社各社の四半期決算はいずれも赤字が拡大しており、厳しい決算内容となっている。家庭用など規制部門の値上げは特殊な状況を抱えた東京電力を除き、各社とも申請していない状況にあり、自由化部門においてもどこまで電気料金に転嫁できているかは不透明である。本章では、実際の電力価格の上昇を調べるとともに、今後追加的に発生する可能性のある費用を燃料費要因とその他要因に分解した。その上で、料金のうちから燃料費調整に相当する分、それ以外の価格要因分を控除することで、どれだけ燃料増加要因分の費用が転嫁できているのか試算した。

現行の電気事業の制度において相対契約が中心である自由化部門を除いて、電気料金の値上げ改定には経産大臣の許認可が必要となっている。電気料金の算定にあたっては、想定原価と燃料費が中心となる実績原価に分けて審査を受けることになる。特に燃料費調整制度によって調整される実績原価分は、認可以降では為替レートの変動や原油価格など時々の状況を反映し、システムティックに料金に転嫁される。燃料費以外の想定原価は、電力会社から経済産業大臣に申請し審査を受けて大臣が認可するプロセスを経る。実績としての電気料金は電気事業者の経営合理化を受けて、平成8年から段階的に引き下げられている。

電気料金改定の基本的な考え方に沿えば、燃料費自体の上昇分によって料金を改定して負担額を回収するメカニズムと、現状のように原発の代替として火力発電用燃料の増加とそれに伴う原価の上昇は、別の考え方で料金に反映されることになる。2011年度は既に大幅に火力発電用燃料の輸入が増加しているが、この分の追加費用は燃料費調整制度でそのすべてをまかなえるものではない。このため、今後、燃料費自体にかかる部分以外の原価に係る費用をどのように転嫁していくかが電気事業者、需要家双方にとって大きな問題となる。

日本エネルギー経済研究所が2012年7月に発表した短期エネルギー需給見通しにおいては、2012年度の電力会社向け化石燃料費は2010年度比で約3.1兆円増加すると試算している。この費用の増加要因を分解すると以下のとおりとなる。

燃料増加分：1.9兆円、価格変動分：1.2兆円、為替変動分：-0.3兆円、交絡項⁹：0.3兆円

この中で、いわゆる燃料費調整制度に相当すると考えられる要因は、価格変動分と為替変動分である。これらを2012年度の見込み発電電力量（8977億kWh）で除すと1.00円/kWhであり、これが燃料費調整単価として転嫁の検討対象とされるべき価格となる。また、原発を代替するために火力を焚き増したことによるコスト増加要因が燃料増加分であり、これを2012年度の見込み発電電力量（8977億kWh）で除すと2.1円/kWhとなる。

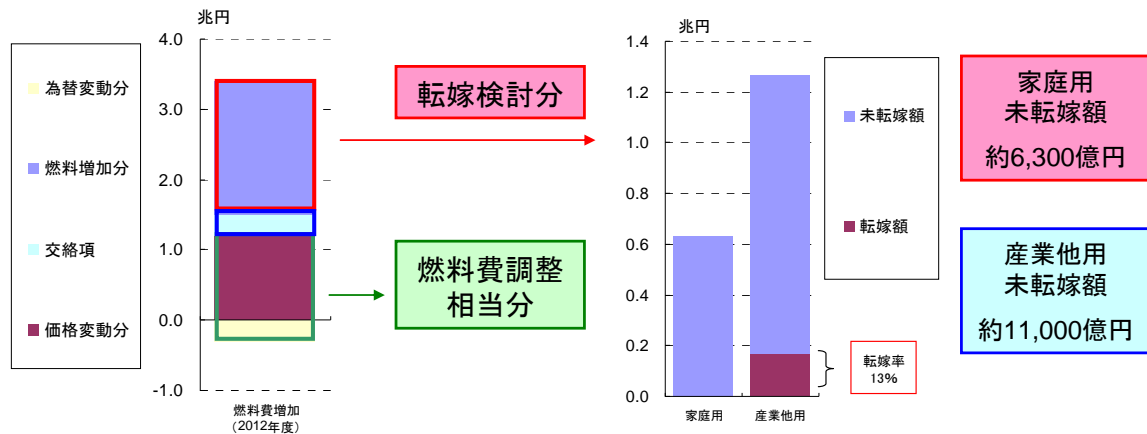
一方で、実際の電力価格は消費者物価指数等のデータから推計すると2012年7月現在において家庭用で23.1円/kWh、産業他用で12.6円/kWhと推計される。これは2010年度の平均価格と比較すると、それぞれ1.70円/kWh、1.89円/kWhの上昇となっており、燃料費調整制度を含めた何らかの形で電気料金の上昇が進んでいると予測される。この料金の上昇分には固定価格買取制度（FIT）によるサーチャージの追加分、太陽光発電促進付加金も含まれている。これらの要素を加味した上で、実績としての電気料金の上昇分の中から燃料費調整分、FIT分、太陽光発電促進付加金分を除いたコスト増分がどの程度料金に転嫁できているのかを下記の通り試算する。

産業他用転嫁分：0.28円/kWh = 1.89円/kWh（上昇分） - 1.00円/kWh（燃調分） - 0.06円/kWh（太陽光発電促進付加金分） - 0.22円/kWh（再生可能エネルギー発電促進賦課金分） - 0.33円/kWh（交絡項分）

⁹ 交絡項とは、複数の要因が同時変化することによる変化分を指す。

上の試算より、燃料増加によって転嫁される可能性があるコストが総額で2.1円/kWhに上ると見られる中で、産業他用においては0.28円/kWhと一定程度の料金転嫁に留まっていると考えられる。この要因として、東京電力による自由化部門における値上げが挙げられる。東京電力は、2012年1月17日自由化部門における電気料金の値上げを発表しており、その後4月1日以降に需要家との交渉に基づいて順次値上げが実施され、新たな料金での契約の更新が進んでいることが想像される。

図4-1 化石燃料輸入増に伴う電気料金への転嫁に関する推計



(出所) 日本エネルギー経済研究所、「短期エネルギー需給見通し— 2012年度のエネルギー需給予測—」2012年7月3日及び総務省統計局HPより作成

燃料増加によって発生する1.9兆円の費用は、需要家もしくは電気事業者のいずれかが負担することになる。仮に、短期エネルギー需給見通しにおける2012年度の家庭用の見込み電力需要(約3,000億kWh)と産業他用の見込み電力需要(6,000億kWh)を用いて、燃料増加による想定負担額を按分すると1.9兆円のうち、家庭用で約6,300億円、産業他用で12,700億円の負担が予想される。家庭部門については、2012年9月に東京電力管内の料金が改定されたことを受けて、今後転嫁が進むと思われる。産業他用部門については、上の試算より0.28円/kWh程度、料金転嫁が進んでいると推計されるものの、依然として12,700億円のうち11,000億円が未転嫁であると推計される。これらの未転嫁分は、現状では電力会社が被ることで赤字として計上されているといえる。今後はこれらの未転嫁分の転嫁が進んでいくことで、需要家の電力にかかるコストが上昇していくことが懸念される。

5. まとめ

2012年の夏は、猛暑日が2010年に比べて少なかったこと、節電・ピークシフト等、現場の努力によって発電所のトラブルが少なかったこと、また、水力発電の供給力の伸びやFITによる太陽光発電の伸びなど、多くの不確定要素が幸運にも需給を緩和させる方向に転じたため、深刻な電力不足に陥らず夏を乗り切ることができた。一方で、冬に向かって夏よりも需給が厳しいと見られる北海道電力管内の需給対策については、既に予断を許さない。発電所・系統設備のトラブルのリスク、気温のリスク、節電が進まないリスクなど、種々のリスクを考慮した上での対策が必要となっている。その中では、冬のピーク対策の本格的な実施とともにピーク需要対策のみならず総量としての電力需要抑制対策という新たな課題の克服が求められている。天候の影響など偶発性が強い要素については、まさに今夏のように結果的に供給増、需要減に寄与したという形で判断するものであろう。偶発的要因とリスクをどの程度まで考慮に入れるかは難しい問題であるが、大規模な停電を避けるという目標のためにはできる限り安全サイドで対策を検討する必要がある、その点で需給検証委員会の厳しい想定は、数多くのリスクに備えて検討した結果であったと理解できる。

更に、今後は電力需給に関する課題対応に加え、電力のコストに関する問題にどう対応するかという論点が重

要化していくことが考えられる。本分析では、化石燃料輸入費の増加分がまだ十分に消費者に転嫁されていない可能性を指摘した。これらの未転嫁分が、今後料金値上げということで順次転嫁されていく可能性が考えられ、今後の日本経済・産業競争力・市民生活への影響が注目される。9月20日時点において関西電力や九州電力が家庭用など規制部門における料金の値上げ申請を検討しているとの報道もあった。原発停止の影響は電力需給面、コスト面の両方で大きなものであり、今後各方面で影響が顕在化してくる状況にある。今後は電力需給、コストなど、それぞれの影響について分析を進め、適切な対策を取ることが求められる。

6. 参考文献

- (1) 国家戦略室、需給検証委員会、各種資料
- (2) 首相官邸 HP、「今夏の電力需給について」
- (3) 北海道電力、「今冬の電力需給について」、2012年7月31日
- (4) 北海道電力、「今夏の電力需給状況 および今冬の電力需給対策の進捗状況について」、2012年9月5日
- (5) 総合エネルギー調査会総合部会、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会-中間報告」、2012年4月
- (6) 電気事業連合会、「電気料金の概要と料金改定について」、2008年10月24日
- (7) 日本エネルギー経済研究所、「短期エネルギー需給見通しー 2012年度のエネルギー需給予測 ー」2012年7月3日
- (8) 総務省統計局 HP
- (9) 東京電力、「自由化部門のお客さまに対する電気料金の値上げについて」、2012年1月17日
- (10) 東京電力、「電気料金値上げの認可について」、2012年7月25日

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp