

需給検証委員会

報告書

平成24年5月

エネルギー・環境会議／電力需給に関する検討会合

需給検証委員会

需給検証委員会報告書

目次

はじめに～委員会のミッションと結論	…4
第1章 供給力の検証	…7
(1) 火力発電	…7
①定期検査の繰り延べ ~1基を除き繰り延べを実施。 +172万kW (昨年7月見通し比)	…7
②長期停止火力の再稼動 ~今夏に間に合うものは全て稼働。 昨年比+105万kW	…7
③火力の増出力 ~原則実施。昨年比+100万kW	…8
④緊急設置電源 ~更なる追加は難しく、昨年比+231万kW	…8
⑤ガスタービンの夏期出力低下～低下抑制策を講じる。 昨年比+6万kW	…8
⑥新設火力の試運転 ~今夏に安定火力としてカウント できるのは+46万kW	…8
⑦火力供給力の想定～昨年比+1,272万kW	…9
(2) 水力発電～1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量を 過去30年間の平均値等で評価。昨年比▲110万kW	…9
(3) 揚水発電～夜間の余剰電力、くみあげ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ 等を精査。節電による需要減で供給量は増加。昨年比▲92万kW	…10
(4) 自家用発電の活用～送電線に接続済みの一定規模以上の自家発は 最大限活用。昨年比+64万kW	…13
(5) 再生可能エネルギー～太陽光発電の設備容量の最大10%程度を 供給力として見込み、風力発電は見込まない。昨年比+35万kW	…17
(6) 今夏の供給力の検証結果～昨夏から原子力発電分が▲1,177万kW減少。 原子力発電以外の供給力が昨年比+1,068万kW	…19

第2章 需要想定の検証	…20
(1) 今夏の需要想定に当たっての考え方	…20
～気温は2010年の猛暑を見込み、経済影響については2010年から2012年の景気上昇分を見込む。節電効果は、2010年から2011年の需要減少分から節電効果分を算出した上で、その中で定着している節電分を決定し、その分を控除したものが2012年の需要想定	
(2) 定着している節電の検証	…21
～電力会社が提示してきた節電の検証。特に、定着率が低い関西電力についての徹底検証	
～随時調整契約は発動を織り込んだ数値を基本とする	
(3) 今夏の需要想定の検証結果	…26
～2010年需要17,987万kWから、定着した節電分1,078万kW等を控除。17,006万kW（昨年比+1,345万kW）を想定	
第3章 予備率と電力融通	…27
～今回の見通しに当たり、猛暑を想定していることから、通常必要とされる7～8%程度の予備率から、気温上昇分の3%程度を控除した5%前後を基本とし、それを超える分は融通する。この結果、現段階での融通量は合計で155万kWとなった	
～日々の需要変動への対応に必要な3%の予備力を超える2%前後の予備力については、約2週間前から需要想定を見直し、可能な限り早めに融通量を確定する	
第4章 全国、東日本、中西日本の需給ギャップ	…33
～関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%。昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況	

第5章 2つの課題解決に向けた対策	…35
第1節 より合理的なピーク時の電力不足解消策	…35
(1) 全国レベルでの節電と融通の最大活用 ~全国レベルの節電により、需給がひつ迫する地域の需給ギャップ改善に寄与	…35
(2) 節電目標の考え方 ~目標を共有し対策を推進	…36
(3) 構造的な需給ギャップの解消 ~「エネルギー需給安定行動計画」の着実な実施。現時点でも約400万kWの効果。今後も予算の前倒し執行、需給ひつ迫地域で積極的に予算活用	…38
(4) 新たなピークカット対策 ~ピーク料金、ネガワット取引、卸電力取引市場等を積極的に導入・活用	…39
第2節 電力コストへの影響の検証とその抑制策	…43
(1) 燃料費負担の現状 ~燃料費増加による国富の流出は2011年度:約2.3兆円、2012年度:約3.1兆円	…45
(2) 電気料金上昇リスクの検証 ~燃料コスト上昇により、電力会社の財務に与える影響は大。2011年度末の純資産額5.8兆円に対し、2012年度の純損失額の見通しは2.7兆円	…47
(3) コスト抑制策のフォローアップと今後の対応 ~電気料金への安易な転嫁は極力回避。電力会社はアクションプランの着実な実施等により努力	…47
おわりに ~政府への要請、不断のレビュー	…52

需給検証委員会報告書

はじめに～委員会のミッションと結論

【経緯】

エネルギー・環境会議は、昨年7月29日、短期的な電力需給の安定を図るために、夏の節電を促すための補正予算や規制・制度改革をとりまとめることを決定した。これを受け、昨年11月1日、「エネルギー需給安定行動計画」を決定した。

この行動計画では、

- ①一昨年並みの猛暑が再来し原子力発電所の再稼働がない場合、1割のピーク電力不足と電力コストの約2割に相当する年間3兆円超の燃料費増加が生じるおそれがある、
 - ②このため、政府は、電力会社に対して供給力増強と需給調整契約の普及拡大を要請するとともに、6,000億円の補正予算措置、26項目の規制・制度改革、価格メカニズムを活用した節電対策等あらゆる方策を講じる、
 - ③これらにより電力使用制限命令や計画停電は極力回避する、
 - ④コスト上昇の問題については、電力会社に経営効率化の推進に向けた取組を求めながら安いコスト転嫁を抑制する
- といった4点を確認した。

同時に、この「エネルギー需給安定行動計画」の実行により、1割のピーク時電力不足をほぼ解消する目途はつくとしたが、一方で、

- ①対策だけで3%程度必要とされる供給の余裕度（予備率）を確保することは難しい、
 - ②需要家を対象にした政策支援や制度改革の効果には不確実性がある、
 - ③夏の天候次第で需要が上振れする可能性や電力会社の火力が事故により脱落する可能性がある、
- といった理由から、エネルギー・環境会議は、春を目途に定める節電目標までに、更なる需給の精査を行うとともに、対策の実効性を高めることとした。

【需給検証委員会の発足と検証 3 原則】

需給検証委員会は、こうした経緯を受け、平成 24 年 4 月 19 日に、我が国の原子力発電所の再稼働がなく全基停止という想定のもとで、今夏の節電目標の検討の基礎となる電力需給の見通しを検証することを目的として、エネルギー・環境会議及び電力需給に関する検討会合の下に設けられた（委員長：内閣府副大臣（国家戦略担当）、副委員長：経済産業副大臣、委員：有識者 9 名（別紙 1 参照）、以下「本委員会」という。）。

本委員会の発足に当たり、このミッションを果たすため、以下の 3 原則を掲げて検証作業を開始した。

- ・国民の視点に立ち、第三者委員が、客観的に徹底検証する
- ・委員会の資料・議事については全て公開し、透明性の高い検証を行う
- ・電気事業法に基づく報告徴収による情報を活用し、適切な検証を担保する

本委員会は、電力需給の見通しを提案している分析者と需給精査の論点について議論した上で、電力会社、新電力、需要家等からのヒアリングを行い、電気事業法に基づく報告徴収で得られたデータ等を徹底的に検証した。ヒアリングに応じていただいた皆様には、この場を借りて感謝申し上げるとともに、お名前と資料は別冊 1 としてまとめさせていただいた。本委員会は、約 3 週間の間に、計 6 回の会合を持ち、さらに個別の打ち合わせも含め、約 30 時間以上の議論を行い、本日ここに、需給検証委員会報告書をとりまとめた。

【政府への要請と不断のレビューの実施】

昨夏は、気温が平年よりも低く、原子力発電が 16 基稼働しており（7 月 31 日時点）、復興も緒に就いたばかりで経済状況も低調であった。こうした側面から見れば、今年の夏は昨年よりも厳しい需給想定を行わなければならない。具体的には、昨年に比べて原子力発電の全基停止による供給減で▲1,200 万 kW 弱となるだけでなく、需要が 2010 年並みの気温や経済状況に戻るとすると、700 万 kW 程度増えることで、合わせて 1,900 万 kW の需給ギャップが生じることになる。

一方で、昨夏、今年の冬と 2 回にわたる国民的な節電行動により、自家発の普及や高性能の産業機械や省エネ住宅が増える等、構造的な節電が進み、国民の意識も大きく変わりつつある。昨年、1,500 万 kW 程度を需要家による節電が

生み出したと推定されている。即ち、1,900万kWと1,500万kWを、今夏、どう評価するかが、本委員会のチャレンジである。

今回、本委員会において慎重に検証した結果、全国の予備率は+0.1%となるが、関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%となり、昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況にあることが明らかになった。

昨夏よりも厳しい需給想定に対して、根付き始めた節電行動を定着・加速させることで、この難局を乗り切ることが必要である。このため、本委員会は、構造的な需給ギャップを解消するための予算の迅速な執行とともに、デマンドレスポンス対策やネガワット取引等、より柔軟に需給の変動に対応するための新たなピークカット対策を含めた、より合理的な需給ギャップの解消に向けた対策の実現に向けた取組についても提示した。また、各電力会社間での需給の状況が異なる場合、個別の電力会社ではなく、全国レベルでの節電目標の共有等、電力会社全体としての安定供給の確保に向けた取組を検討すべきであるということも指摘した。

更に、電力需給の問題に加え、現在の状況が続いた場合、火力発電所の活用の増大に伴う国富の流出が起り、電気料金値上げのリスクが高まることが確認された。ただし、電気料金への安い転嫁を極力回避すべく、電力会社の経営努力は継続されるべきであることも指摘した。

本委員会は、エネルギー・環境会議及び電力需給に関する検討会合に対して、検証結果を踏まえて、今夏の電力需給の安定確保に向けて、最良かつ最新の方策を、迅速に講じることを提案する。

第1章 供給力の検証

(1) 火力発電

供給力の検証の第一として、火力発電について、以下の論点を検討した。

- 1)火力発電は、夏の定期検査の繰り延べや長期停止火力等の再稼動等で、供給力を増やすことができるのではないか。
- 2)定期検査の繰り延べは保安上の観点で問題があるというが本当か。(定期検査時期の調整状況、長期停止火力等の再稼動の可能性を精査。)
- 3)火力の過負荷運転等による増出力が可能ではないか。(火力の増出力の取組等を精査。)
- 4)ガス火力は、気温が高くなると出力が低下するというが本当か。(ガス火力の夏期の出力低下率とその根拠を精査。)
- 5)新設の火力が本格的な稼働の前に、試運転を行う場合に発電される電力を供給力として見込むべきではないか。

①定期検査の繰り延べ～1基を除き繰り延べを実施。+172万kW(昨年7月見通し比)

火力の定期点検は、今夏以降に繰り延べ、又は前倒し、定期検査期間の短縮を実施する。この結果、昨年7月の見通し比で+172万kWの供給力を追加で確保する。定期検査の繰り延べの結果、トラブル等による脱落リスクが増えるが、これは予備力確保で対処する。なお、北海道電力苦東厚真4号機(70万kW)は、ボイラー主蒸気管等に使用している高クロム鋼の使用限界による設備寿命の問題があり、保安上の観点から定期検査時期を繰り延べできない。

②長期停止火力の再稼動～今夏に間に合うものは全て稼働。昨年比+105万kW

長期停止火力は全国に28基(計925万kW)ある。震災以降、既に4社8基が再稼働しているが、今夏までに2社2基(関西電力海南2号機、九州電力苅田新2号機)を再稼働する。これにより、昨年比+105万kWの供給力を確保する。

その他の長期停止火力18基(645万kW)は、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや、既に設備・部品が撤去されている場合もあり、材料手

配、部品調達、補修工事等を実施した場合、再稼働までに2年以上を要する。これらは今夏の供給力に算入しない。

③火力の増出力～原則実施。昨年比+100万kW

過負荷運転、炭種変更、重油の専焼等による火力の増出力を行う。これにより、昨年比+100万kWの供給力を確保する。増出力を行うためトラブル等による脱落リスクが増えるが、これは予備力確保で対処する。

④緊急設置電源～更なる追加は難しく、昨年比+231万kW

震災以降、今夏に向け、東北電力、東京電力を中心とし、緊急設置電源が大量導入された。関西電力等が現在追加設置の努力を継続してきたが、更なる追加は、納期や据え付け期間等の工程面に合致する製品が市場にほとんどなく難しい。効果は昨年比+231万kW程度となる。

⑤ガスタービンの夏期出力低下～低下抑制策を講じる。昨年比+6万kW。

夏は気温が上昇し、タービンに吸入する空気の密度が低下するとともに、投下燃料量も空気量で制限されることから、ガス火力の発電出力は10%～20%程度低下する。今夏については、一部設備において、吸気ダクト入口で水を噴霧し、吸気温度を下げることができる吸気冷却装置の導入により、出力低下を2%程度抑制する。今夏は東京電力、関西電力及び九州電力において出力低下抑制が見込まれている。

一方、他の電力会社に関しては、発電所によっては、同装置に導入に伴いダクト通過時に蒸発しない液滴が圧縮機翼に衝突し、翼の破損やコーティング剥離等の故障リスクが高まる等の理由から、発電所毎に個別に検討を行い、今夏の供給には見込んでいない。

以上から、出力低下を昨年比+6万kW抑制する。

⑥新設火力の試運転～今夏に安定火力としてカウントできるのは+46万kW

新設の火力発電所は、運転開始前6ヵ月前後から試運転を行う。今夏、試運転を開始する火力は2基(110万kW)あるが、試運転は、出力の急激な変

動や急激な立ち上げ等を試行するものであり、原則として安定した供給力として計上することは困難である。

ただし、2013年2月運転開始予定の東京電力川崎2号系列第1軸（設備容量ベースで50万kW）に関しては、同じサイト内で他の軸が順調に運転を開始しており、技術的蓄積の横展開により、試運転に伴うトラブルの見込みが低いことから、試運転中の出力を今夏の供給力として見込む。

⑦火力供給力の想定～昨年比+1,272万kW

以上、今夏の火力の供給力は、13,783万kW（昨年比+1,272万kW）と見込む。

なお、火力発電に関しては、突然のトラブル等による脱落のリスクとともに、燃料を海外から輸入していることに伴う、供給途絶のリスクもあることに留意が必要である。

（2）水力発電～1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価。昨年比▲110万kW

水力発電については、渇水率を過大に見積もっているのではないかという指摘を検証した。（水力発電の渇水力と供給力の関係を精査。）

水力発電における渇水のリスクは、電力会社は従前から、出水量は天候・季節により変化する中で、安定的に見込める出力を評価する観点から、1ヵ月間のうち下位5日の平均の出水量について、過去30年間の平均値等で評価している。

水力発電の渇水率については、天候予想との関係で、現段階で過小に見積ることは適切ではない。このため、これまでの考え方を踏襲し、今夏の水力の供給力は、1,270万kW（昨年比▲110万kW）と見込む。ただし、時間が経過し、今夏の出水量が十分に見込まれるようになれば、供給力の見通しは上方修正されることになる。逆に、リスク要因として、予想を上回る渇水も考え得るが、その場合は、基本的には後述する予備力で対処する。

(3) 揚水発電～夜間の余剰電力、くみあげ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等を精査。昨年比▲92万kW

揚水発電については、設備容量に対して出力が小さく、もっと活用できるのではないかという点を検証した。(揚水発電の見込みの根拠と夜間の自家発活用の可能性等を精査。)

揚水発電の供給力については、原則として¹、各揚水発電所の①ポンプのくみ上げ能力と②夜間にくみ上げ時間から発電可能量(≒上部ダムの水量)を計算した上で、③昼間の運転必要時間を想定して、設備容量限度内の最大供給力を算出している。揚水発電の「供給力」と設備容量の関係や揚水発電の活用の考え方については、図1－1を参照されたい。

図1－1からも明らかなとおり、揚水発電の供給力は、くみ上げられる水量と昼間の揚水発電の運転必要時間によって決まることになるが、前者については、①ポンプの能力、②くみ上げ可能な夜間の時間、③夜間の余剰電力の全てに影響を受けるため、いずれか一つの要素が律速になる可能性がある。

特に、今夏の需給が厳しい関西電力の場合、夜間の余剰電力の制約要因よりは、ポンプの能力とくみ上げ可能な夜間の時間が短いことが制約要因となると見られている。

よって、その制約を解消するための方策は以下の2つと考えられる。

方策A：ポンプの能力増強

方策B：くみ上げ可能な夜間の時間の確保(＝昼間の揚水の運転必要時間の短縮)

方策Aについては、水管、トンネルの工事等に長期間を要する。他方、方策Bについては、需要の減少によって、揚水発電の供給力が増強するというダブルの効果が期待される。逆に、昼間の需要が想定よりも高かった場合は、供給力は下がる。

¹ 揚水発電所の中には、上部ダムに河川からの流れ込みがある方式(混合揚水式)があり、その場合はポンプでの汲み上げを実施しなくとも河川からの流れ込みでの発電が可能な発電所がある。

図1－1 揚水発電の活用の考え方

- 一般的に、揚水発電所の能力として表示されている設備容量(kW)は、上部ダムが満水時に1時間で発電できる設
計上の最大出力
- 一方、一般的に、必要なピーク時ににおける揚水発電の供給力(kW)は、以下の2つの要素で決まる。
 - ・発電可能量(＝夜間電力を使って汲み上げる水量により決定:kWh)を
 - ・運転必要時間(＝昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの



●一般的に、設備容量(kW)よりも供給力(kW)は小さい。その理由は2つある。

- (1)汲み上げられる水量の制約：汲み上げられる水量が少なければ少ないうまど供給力は下がる
＊汲み上げられる水量 = ①ポンプの能力 * ②汲み上げ可能な夜間の時間 * ③夜間の余剰電力
- (2)昼間の揚水の運転必要時間(④)：長ければば長いほどピーク時ににおける供給力は下がる

～(イメージ)A揚水発電所の場合：
・設備容量は、20万kW
・ポンプの出力は、19万kW/h(①)

(ケース1)昼間の余暇時間が長い場合(8時から22時 15時間)

$$\begin{aligned}
 &\cdot \text{くみ上げ可能な夜間の時間} = 9h(②) \\
 &\cdot \text{夜間の余剰電力} = 171\text{万kWh以上}(③) \\
 &\quad (\text{ここで制約にならない} \rightarrow \text{この条件に満たす}) \\
 &\cdot \text{この時の揚水発電時間} = 15h(④) \\
 &\cdot \text{この時の供給力は} = 19\text{万kW}/h(①) \times 9h(②) \times 0.7(\text{ロス分}) \\
 &= 121.2\text{万kWh}(\text{発電可能量 } ⑤) \\
 &= 13.14\text{万kW}(\text{供給力 } ⑥)
 \end{aligned}$$

⇒従って、今夏のピーク需要時的一般的な揚水の供給力(kW)は、以下の点を踏まえて算出されていることが必要。

- ・ポンプの能力(汲み上げ可能な夜間の時間内でどの程度汲み上げる能力があるか)
- ・夜間余剰電力(原発分が減少。自家発や火力で補えるとみているか)
- ・昼間の活用時間⇒汲み上げ可能な夜間の時間(表裏一体の関係、需要想定に基いた適切な活用時間帯が想定されているか)

表1-2 各社の揚水の供給見通し

	設備容量((1))	今夏の供給力見通し((2))	(1)と(2)の差の理由
北海道	40	30	・新規発電所(10)補修中
東北	71	71	
東京	1100	850	・鳩原発電所(90)漏水補修中 ・満水可能。ただし、昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
中部	432	399	・高根第一4号(8.5)長期停止中 ・満水可能。ただし、昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
関西	506	239	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=星間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。
北陸	11	11	
中国	212	165	・満水可能。ただし、昼間放水時間が約11時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=星間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず
九州	230	150	・満水可能。ただし、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
合計	2671	1967	

（4）自家用発電の活用～送電線に接続済みの一定以上の規模のある自家発は最大限活用。昨年比+64万kW

自家用発電の活用については、一般電気事業者が自家発電から購入する量を更に見込めるのではないかとの指摘について検証した。

自家用発電の活用については、昨夏の時点でも課題としてあげられており、昨年7月29日の「当面のエネルギー需給安定策」の策定時に、経済産業省が1,000kW以上の自家用発電を設置している約3,000社にアンケート調査を行い、5,373万kWの設備容量の自家発の実態を確認し、ピーク時の電力供給源としての活用の可能性を検討した。併せて、国内で2,300万kWの設備容量がある非常用自家発に関する分析も行った。（図1－3参照）

常用自家発については、概ね、既に電力会社や新電力に売電されているか、自家消費されているものの、昨年7月時点では、288万kWの余剰があることが判明した。そのうち、売電可能とされたものが114万kW、売電できないとされたものが174万kWであった。

その際、余剰があると答えた事業者に対し、今回追加的に調査を実施したところ、売電可能なものは、ほぼ全て自家消費あるいは売電されることになっており、売電不可とされていた174万kWのうち、約100万kWは活用される見通しとなっていた。（図1－4参照）

今後、更なる自家発の積み増しについて考えた場合、以下の通り整理できる。

○今回の調査でも、余剰はあるが売電不可とされた73万kWについては、経済産業省によるアンケート調査結果によると、①設備上の制約（系統への逆潮流装置がない等）、②燃料調達面での制約、③人員等の体制面での制約等の問題があり、現段階で、供給力あるいは需要減として、織り込むことは困難である。

○非常用自家発については、①系統に接続されていないこと、②2時間程度しか発電できること、③非常の場合に備えるための燃料補給が必要等の制約があり、需給対策への活用は難しい。

○以上から、現時点で、供給力として、自家発による追加の電力を積み増すこ

とは困難といわざるをえないが、少しでも、自家発活用による需給ギャップ解消の可能性を広げるために、以下のような取組を進めていくことは重要である。

- ・生産等に応じた短期間・短時間の自家発の稼働についても最大限に活用できるように、規制・制度改革や、卸電力取引市場への参加要件緩和等により市場を通じた調達も図っていく。
- ・休止中の自家発の活用に関しては、東京電力のビジネス・シナジー・プロポーザルで採用されたビジネスプランでも検討されており²、今夏に間に合うよう進めること。

このような点を踏まえ、送電線に接続済みの中規模以上の自家発は最大限活用するという観点で、今夏の一般電力電気事業者による自家発の電力の購入は、301万kW（昨年比+64万kW）と見込む。なお、卸電力取引市場におけるピーク対応型の価格での買い取りの活用や、小規模の自家発の活用で、電力供給の増加や電力需要の減少の可能性があることにも留意しておく必要がある。他方、燃料価格の高騰が、自家発の運用コストを直撃するというリスクも十分に踏まえておく必要がある。

² 「スマートカットプラン～需要ひつ迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～」（三愛石油、グローバルエンジニアリング）：ピーク時に、三愛石油が燃料を供給する顧客等が保有する、休止中の自家発電設備を稼働させる指示を出し、顧客の東京電力からの受電を抑制。既存設備の有効活用により、効率的なピーク抑制を実現。

図1－3 自家発の全体像（イメージ）

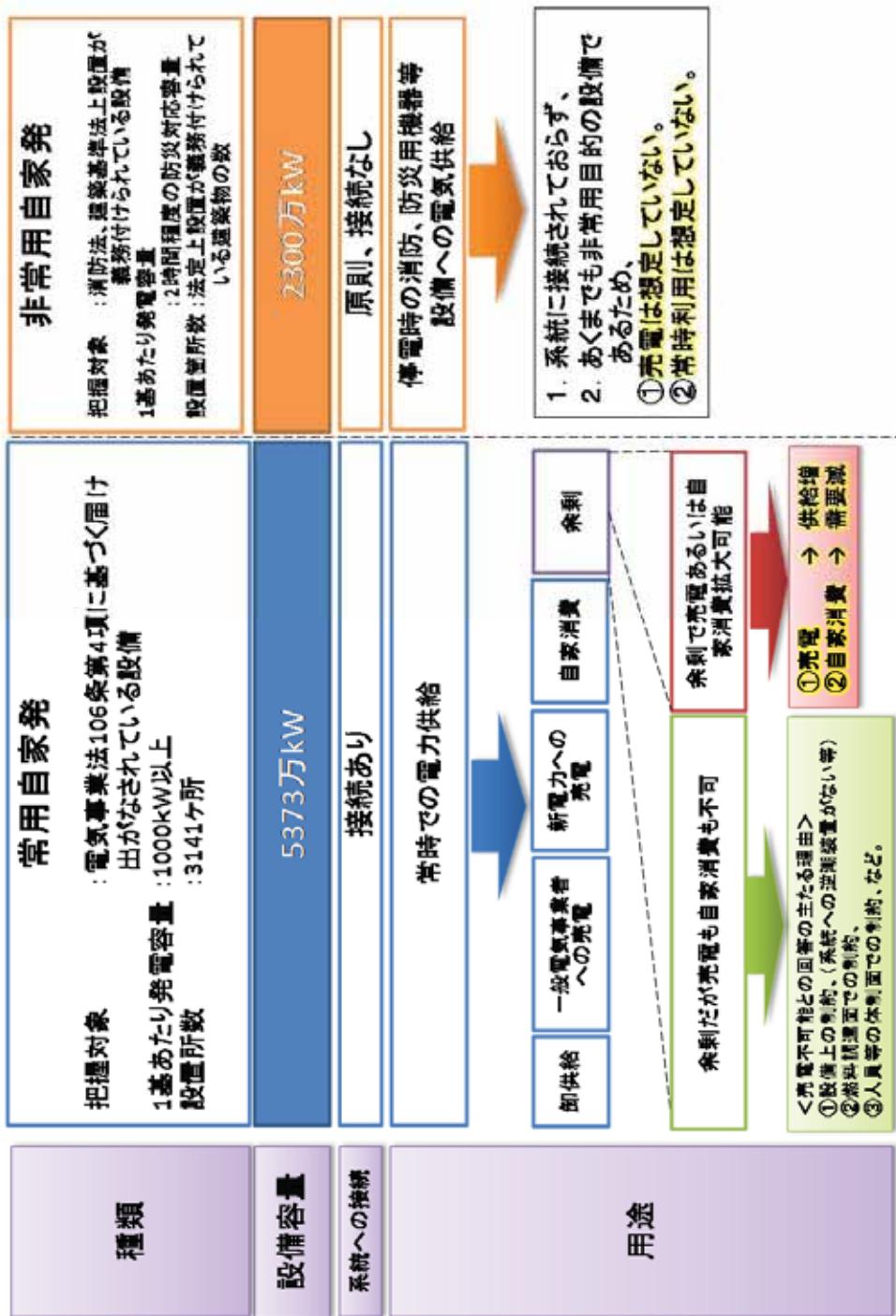
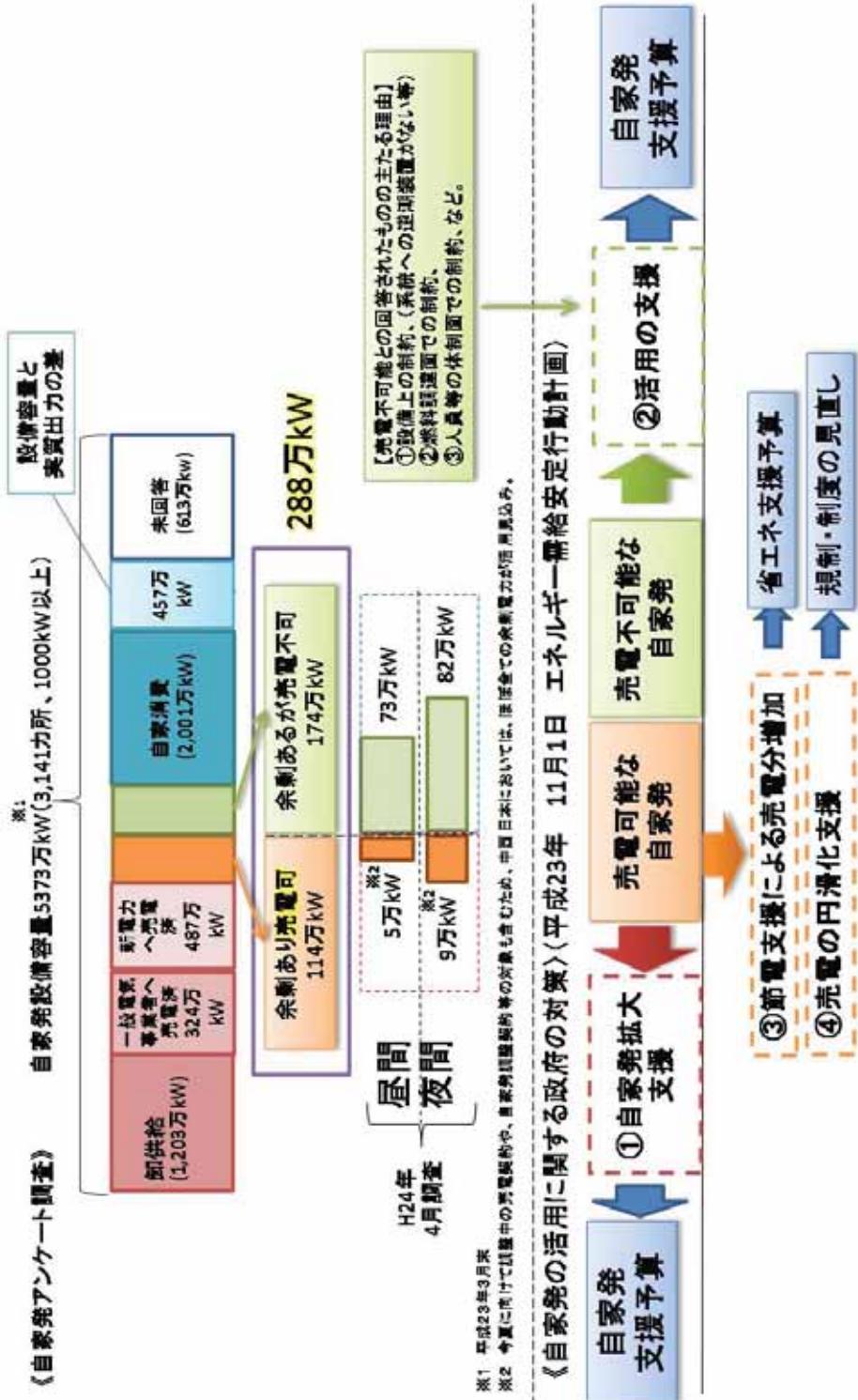


図 1-4 自家発の現状と課題



(5) 再生可能エネルギー～太陽光発電を設備容量の最大 10%程度を供給力として見込み、風力発電は見込まない。昨年比+35 万 kW

再生可能エネルギーについて、供給力に盛り込むべきという論点を検証した。
(太陽光発電、風力発電の供給力を精査。)

再生可能エネルギーについては、現時点での設備容量は、太陽光発電が約 421 万 kW、風力発電が約 238 万 kW ある。これまで、いずれの発電も、天候等により出力が大きく変化するという理由で、供給力(kW)として見込んでいなかった（注）。

（注）安定して発電できる地熱発電は従前から見込んでいる。

太陽光発電は、ピーク負荷時に出力がゼロになることはなく、設備容量の 30% 程度の発電を期待することは可能³であることから、自家消費分を除き最大 10% 程度は供給力として見込むこととする。

一方、風力発電に関しては、ピーク時に出力がゼロとなるケースが多数存在していることから、供給力としては見込むことは困難である（図 1－5 参照）。

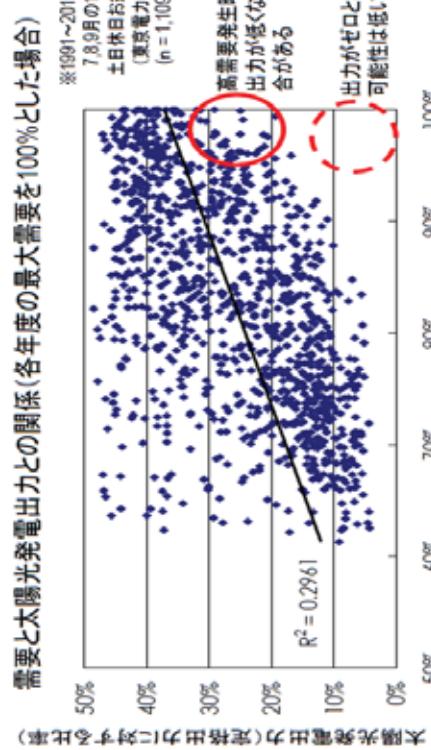
以上から、太陽光発電について設備容量の最大 10%程度を供給力として見込み、風力発電は kW ベースの供給力としては見込まない前提で評価し、65 万 kW（昨年比+35 万 kW）と見込む。

なお、太陽光発電については、自家消費分となる約 20%程度は需要の減少という形で需要の想定に見込まれており、今後の導入量の追加についても同様の扱いとすることに留意が必要である。

³ 資源エネルギー庁の「地域間連系線の強化に関するマスタープラン研究会中間報告書」において、「地域差があるものの、従来の最大需要発生時間帯の 15 時において、最も見込めるところで設備容量の 30%程度が、自家消費分を差し引いた後では最大 10%程度の供給力 (kW) が期待される」とした評価結果が示されている。この評価は現段階で得られるデータによるものであることから、今後のデータの蓄積に基づく継続的な解析評価が必要と考えられる。

図1-5 太陽光発電と風力発電のピーク時供給能力について

太陽光発電のピーク時供給能力



風力発電のピーク時供給能力

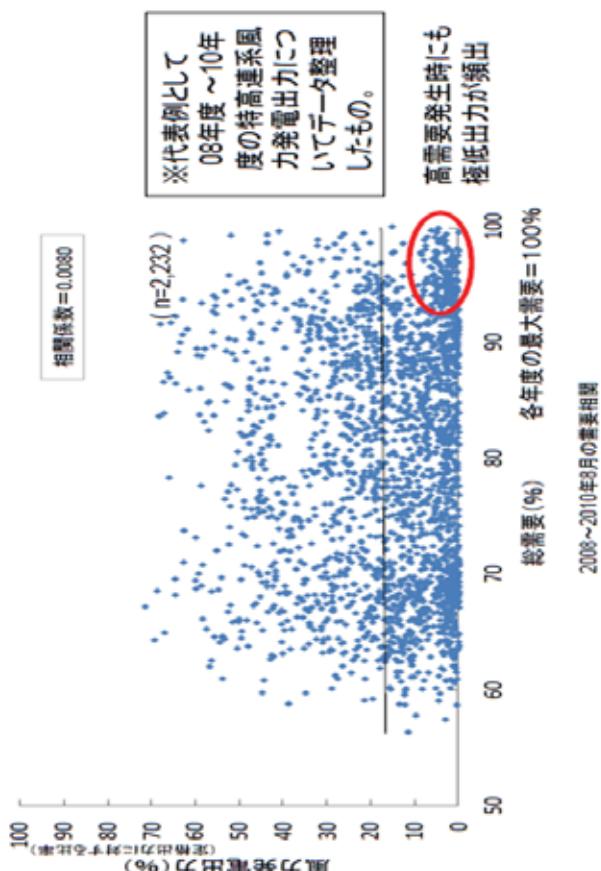


表1—6 今夏の供給力の検証結果

(供給力内訳)	一昨年 夏実績 (ピーク 需要日)	昨夏 実績 (ピーク 需要日)	今夏の想定			供給力及び 需給状況に 見込まない項目
			7月29日 時点 (第2回正 木原会議)	11月1日 時点 (第4回正 木原会議)	4月23日 時点 (横浜燃 油支店)	
原子力	3483	1177	0	0	0	
火力	12542	12511	13202	13515	13783	
うち実効され ている火力	12338	12019	12583	12649	12891	○実効率の低下が予想され、供給率を下げる可能性。 ○導出が予想されるが、また、火力は資源の制約上によるものと想定する。 ○出力が低下を防ぐ必要がある。 ○試運転は、当分の間は定期や通常が立ち上げなどを実行するものであり、実足 した供給がどうぞご了承。
うち長期停止 火力の再稼働	—	168	190	273	273	○再稼働までに時間は要する。 停止火力
うち緊急措置電源	—	87	264	308	318	318
うち自家発電取	144	237	165	265	301	301 ○送電網に接続済みの発電機のある施設は最大限利用。 ○自家発電
水力	1367	1380	1295	1251	1270	1270 ○定期的に点検する必要があるから、通常30年の使用期限から下回る日 の平均を用意。
揚水	2141	2059	1604	1948	1660	1660 ○揚水の全効率が、既に物力、設備能力、漏水状況の良さなどに対応して、現時に 供給が計上。 ○揚水については、揚水装置にあわせて計ることがあるが、運営が公表
地熱・太陽光	30	30	47	41	65	65 ○太陽光については、ピーク発電時に資源強度の変化を考慮し、 ○太陽光発電については、電力会社の買取料として算入。 ○太陽光発電ではどの程度まで出力が可能か。 ○太陽光発電については、電力会社が能力として算入し、 電力会社が買取料について、電力会社が能力として算入し、
融通	0	65	0	0	0	0
新電力への供給等	▲47	▲82	▲49	▲50	▲51	▲51
供給力計	19518	17141	16297	16703	17025	17022

第2章 需要想定の検証

今夏の需要想定について、「これまでの政府の見通しで示してきたように一昨年の猛暑時の需要を前提とするのではなく、昨年の節電を含んだ実績等を踏まえた需要を想定すべきではないか」との論点について検証した。

特に、昨年の需要の実績は、①気温の変化、②経済の状況、③節電効果の3つの要素で実現したものと考えられるが、それらの影響を精査し、需要想定を提示することとした。

(1) 今夏の需要想定にあたっての考え方

～気温は2010年の猛暑を見込み、経済影響については2010年から2012年の景気上昇分を見込む。節電効果は、2010年から2011年の需要減少分から節電効果分を算出した上で、その中で定着している節電分を決定し、その分を控除したものが2012年の需要想定

今回の2012年夏の需要の想定にあたって、電力需要の変動要因である気温、経済、節電効果について、どの変動要因をどの程度見込むかを検討した。

- ・気温については、現時点での今夏の気温を見込むことが難しい中、気温が高くなるリスクを想定し、2010年並みの猛暑を前提（全国で17,987万kW）とする。従って、出発点はこの数字であり、これは、昨年7月と11月のエネルギー・環境会議における決定の前提となったものである。
- ・ここから上振れの要因として、経済影響を勘案した。経済については、2010年から見た場合、2012年は拡大が予想されている。2010年度から2012年度までの実質GDP及びIIPの経済見通し等を踏まえ、全国で+243万kWを見込む。
- ・そこから、節電効果を控除し、2012年の需要想定を算出することとした。節電効果の算出方法は、以下の通りである。

2010年から2011年にかけての需要の減少分▲2,326万kWから、気温影響分▲457万kW、景気低迷の影響等の約▲354万kWを控除した▲1,515万kWが純粋な節電効果とした。

その節電分には、東京都や需要家のヒアリングにより、生産シフト等の「無

理のある節電」と、照明や空調の調整等、「無理のない節電」があることが明らかになった。経済産業省のアンケート等からも、このうち、「無理のない節電」が定着する可能性が高いことが判明した⁴。

従って、2011年夏の節電効果のうち、無理な節電分を控除した分を「定着している節電分」とし、今夏の需要想定をする際に、節電効果として勘案することが適當と判断した。

この結果、2010年の猛暑の需要を出発点とし、経済影響分を加えた上で、「定着している節電分」を差し引いたものを2012年夏の想定需要とすることとなった。この考え方に基づき、各電力会社が提出した需要想定を検証した。

（2）定着している節電の検証

- ～電力会社が提示してきた節電の検証。特に、定着率が低い関西電力についての徹底検証。
- ～随時調整契約は発動を織り込んだ数値を基本とする

【各電力会社が提出してきた節電効果】

各電力会社は、昨年の節電効果のうち、定着している分を算出したものを定着節電分として提出してきた。

東京電力は、昨夏の業務用を中心とした取組がある程度浸透しているとして、定着率を70%とし、610万kWの定着節電効果を想定した。また、九州電力は全ての節電が定着しているとして、123万kWの定着節電効果を見込んだ。9電力会社の総計としては、昨夏の需要減少の実績が1,515万kW（2010年比）に対し、今夏の節電定着分は1,063万kWと提示された。

それらの見通しについて、その妥当性を評価した。

各社においては、定着率を算出するにあたり、主として、自社のヒアリング・アンケート調査をもとにしている。

⁴ 需要家が継続して行うことが困難という意味で、①実施により日常生活に支障が生じる等のストレスが大きいもの、また②ストレスは小さくてもコストがかかり、その投資回収が困難、もしくは継続的なコストが発生するものについては、定着している節電とは言えないと考えられる。すなわち、本委員会では、「ストレスが小さく、かつ、コストが少ない、もしくは投資回収ができるもの」が定着している節電となるものと整理した。その中には、コスト等検証委員会で省エネコストとして試算が示された、白熱電球からLED照明への取り換え等は、かえって需要家にメリットが生じるものもある。

現段階での電力需給見通しを客観的に検証するためには、今年の夏の「あるべき節電」や「数値目標等により期待できる節電」ではなく、現段階で「定着している節電」かどうかを判断する必要があり、かかる観点からは、他社の数値や情報よりも、自社管内のデータを利用する方が有用といえる。従って、各電力の定着率を算出するにあたっては、基本的には、自社の管内の需要家に対するヒアリング・アンケート調査を基にする方法は妥当といえる⁵。

【関西電力の節電効果の精査】

上記の考えに基づき、多くの電力会社の節電見込みについては、特に問題が指摘されなかつたが、需給のひっ迫が想定させる関西電力が定着率を 54%として、定着節電分を 102 万 kW しか見込んでいない点について議論があり、この点について、更なる精査を行うこととし、以下の観点から、関西電力、東京電力、九州電力を比較・検証を行つた。

①昨夏以降の秋、冬、春の節電の実績の比較

昨秋、今冬、今春の節電実績のうち、▲10%の節電要請があつた冬を除き、秋と春の節電幅を定着率とすると関西電力は約 3 %弱の定着となる。2010 年の夏の需要を基準とすると、88 万 kW 程度が定着している節電ということになる。関西電力から申告のあつた節電定着分 102 万 kW は、これより上回つていることを踏まえると、低い数値とはいえない（図 2－1 参照）。

②電力会社及び政府による需要家のアンケートの分析

関西電力については、スマートメーターの家庭への設置等が、他の電力会社に比べて進んでいることから、節電効果について需要家を大口、小口、家庭と分けた上で、そのセグメント毎のヒアリングやアンケートの結果をあてはめることで、比較的、推計値として利用可能な値が算出できると考えられる。資源エネルギー庁の調査を見ると、今冬の節電期間後の節電の継続について、「節電を継続（開始）する」とする約 4 割の家庭についてのみ節電は「定着している」と見なすか、「何かしらの節電を継続（開始）する」も含めた約 9 割の家庭について節電を「定着している」と見なすかとの判断がある。この論点については、以下の点を総合的に勘案した

⁵ アンケートの結果については、必ずしも確定的な情報といえないことに留意する必要がある。他方、他のデータや情報が必ずしも十分に得られていない中では、アンケート結果をできる限り活用してみるとの結論となつた。

- 1) 九州電力は、ほぼ同じ結果について、自社アンケート結果も踏まえ、10割の家庭で昨夏の節電を継続すると推定している。
- 2) 他の8電力会社のアンケート結果では、家庭の継続について、4社が約9割、3社が約8割、残り1社も約6割としている。
- 3) 家庭用は、業務用と同様、照明、空調等、継続可能な節電行動が多い。加えて、本委員の要請に基づき経済産業省が緊急に行ったアンケート調査においても消費者の約7割が節電を継続するとの結果が出た(注)。以上を総合的に勘案し、関西電力においても家庭の節電の約9割が継続し、定着していると見なすことが適当であると考えた。このため、節電効果として15万kWを追加する。

以上から、今回の需要想定の算出については、2010年の猛暑の気温を前提として、節電定着分の需要減及び経済影響の需要増を加味して算出することが適当である。その上で、節電定着分の考慮に際して、関西電力の節電効果を117万kWと見直すことが適当と考えられた。

【随時調整契約】

今回電力会社が算出した定着している節電効果の中には、計画調整契約については勘案されている一方、随時調整契約については勘案されていない⁶(表2-2参照)。この点について、電力会社から申告されている定着節電効果の中には含まれていなかったが、一定の条件のもとでは、実効性はあることから、節電効果に見込むべきではないかとの指摘がなされた。

本委員会では、随時調整契約については、以下の2つの意見が出された。

- 1) 契約で担保されており、実効性が証明されている以上は、発動条件に該当する電力ひっ迫状況が生じうる会社では、ピークカットの節電効果を見込むべきであるとの意見
- 2) 今夏の需給見通しにおいて、関西電力等は、発動条件に合致する日時が、発動の条件を超える見込みとなっており、保守的に見積もるという立場にたてば、参考値として示すべきであり、基本は節電効果として見込むべきではないとの意見

随時調整契約については、様々な節電への取組等がなされた場合には、発動

⁶ 具体的には、2011年の夏は、随時調整契約が発動されておらず、2011年の節電実績では、随時調整契約はゼロとなっているからである。

条件を超える事態が減り、適切な効果を確保できる可能性が高まることとなる。このことを踏まえ、本委員会では、一定の条件の下での発動が前提となることを明確にしつつ、発動を織り込んだ数値を基本とする。

図2－1 関電の昨夏、昨秋、今冬、今春の節電幅

昨夏	昨秋(10月、11月)	今冬(12~3月)	今春(4月)
190万kW (6.5%) (▲10%の節電要請)	66万kW (3.3%)	120万kW (5.0%) (▲10%の節電要請)	45万kW (2.4%)

表2-2 電力会社の需給調整契約の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
随時調整契約 (見通し)	9万kW	18万kW	166万kW	70万kW	37万kW	20万kW	115万kW	23万kW	33万kW	491万kW
実効率等※ ⁴ を加味した数字	6万kW	12万kW	—	—	26万kW	—	—	0万kW※ ¹	24万kW	上記5社のみ 70万kW
契約上の発動可能回数上限※ ²	10回※ ³	20回	—	—	20回※ ³	—	—	—	10回	—

※1 現行契約の発動条件が系統事故時等のため、需給ひつ追時に需要抑制効果が見込めない。

※2 契約が複数存在する場合には、条件が一番厳しい契約の上限回数を記載。

※3 発動時間に上限あり(北海道：4時間、関西：5時間)

※4 需要家側での調整電力(kW)の実効率を発電端に割り戻した値となる。

表2-3 今夏の需要想定の検証結果

一年年 度実績 (ピーク 需要日)	今夏 実績 (ピーク 需要日)	今夏の検定				需要想定に 見込みの項目	
		7月28日 時点 (東京エキ ス会場)	11月1日 時点 (東京エキ ス会場)	4月23日 時点 (東京エキ ス会場)	今回想定 値(会場)		
需要想定 (①②、③加 算)	17987	15651	17954	17931	17016	17016 ○2010年最大需要に準じ、景気影響等を加算して算出。	
需要想定 (①②、③加 算)	-	-	-	-	-		
①経済影響率	-	-	-	-	243	243	
②定期販電	-	-	-	-	▲103	▲103 ○2011年の需給状況のうち、経済影響と遅延影響を除外したものが2011年の需給状 況とし、そこから販電している分を算出。	○「見通していない」販電
③その他(注)	-	-	-	-	▲76	▲76	
④定期販電算定 (販電調整等加算)	-	-	-	-	-	▲70	○定期販電算定は、販電している状況に準じた場合と想定しない場合の 販電を比較。

(注)経済影響率・定期販電については、上級3段がの電力供給平均価格(1)をベースに算出して求めたため、見通し(1)／Hは本年の実績から、最大電力需要(H1)に転換して算出した差分。

第3章 予備率と電力融通

～今回の見通しに当たり、猛暑を想定していることから、通常必要とされる 7

～8%程度の予備率から、気温上昇分の 3%程度を控除した 5%前後を基本とし、それを超える分は融通する。この結果、現段階での融通量は合計で 155 万 kW となった

～日々の需要変動への対応に必要な 3%の予備力を超える 2%前後の予備力については、約 2 週間前から需要想定を見直し、可能な限り早めに融通量を確定する

需給ギャップの解消のために、電力会社間の融通を行うに当たって、融通する側の電力会社の管内の安定供給を果たすための適切な予備率を、どの程度とすることが適當かを精査した。

【これまでの予備率の考え方】

通常、瞬間的な電力の需要変動に対応するためには、最低でも 3%の予備率を確保することが必要である。更に、①計画外の電源脱落、②気温上昇による需要増を考えた場合には、5%前後の予備率が必要となる。特に前者については、当該電力会社の管内で一番大きな発電所の出力も参考となる。

通常、需要期の 1 週間前までは、計画外の電源脱落と気温上昇による需要増に備えて、7～8%以上の予備率を見込んで計画を立てている。

その上で、1 週間前から、温度に関する情報をもとに、より正確な需要を想定し、予備率を見直している。計画外の電源脱落については、いつ起こるかわからないものの、需要当日に近づくにつれ、発生の確率は減少することから、確保すべき予備率も調整している。需要前日段階で他の電力会社において需要ひっ迫が厳しい場合、自社管内で電源トラブルがなく気温も想定内との前提で、ぎりぎり 3%の予備率を残して融通することも可能としている。もしその状態で自社発電所にトラブル等が発生し、それが 3%を超える影響がある場合は、他の電力会社からの応援融通を受ける、もしくは、他の電力会社への応援融通を取り止める等により対応する。(図 3－1)

【今回の電力会社申告分の融通量の検証】

融通は、必要な供給予備力を超えた部分について、他電力に提供するものである。従って、瞬間的な需要変動分 3%程度は確実に必要である。また、計画外の電源脱落などについても、今夏に向かってその可能性は否定し得ず、現段階

では、必要な予備力と考えられる。他方、気温の上昇に伴う需要増加分に対応するための予備力3%程度については、今回の需要想定において、2010年という猛暑を想定していることを踏まえると、既に、そのリスクは見込まれていると考えられる。従って、その分は差し引いた5%程度から、融通可能量を算出することが適切と考えられる。その結果、今回、中部、北陸、中国の各社が申告している融通量は、気温要因を差し引いた融通可能量とほぼ合致しており、現時点においては適切なものと考えられる⁷（図3-2、3-3参照）。

【需要期が近づいた段階で、2%前後分を融通に活用可能か検討する】

また、需要期が近づいた段階で、3%を超える予備率分については、予見性が高まるのに合わせて、融通量を見直すことが必要である。特に、今夏の関西電力の状況を考えれば、関西電力管内の需要家の節電を効果的に実施すべく、できる限り早く各電力の需給状況を正確に認識することが重要である。

従って、他電力からの融通量も、可能な限り、早めに正確な数字が分かるような運用を行うべきである。

具体的には、全電力会社において、必要な予備率を見極めて融通量を固めていく際の運用にあたって、①気象庁の協力による1ヵ月予報（注）の活用とより詳細な気象情報の入手、②約2週間前（これまで通常1週間前）段階で可能な範囲での気温上昇リスクの判断、③約2週間前からの随時の見直しを実施すべきである。

（注）1ヵ月平均気温、第1週・第2週・第3～4週の平均気温、1ヵ月合計降水量、1ヵ月合計日照時間、日本海側の1ヵ月合計降雪量のそれぞれの出現確率

よって、5%前後相当の予備力のうち、日々の需要変動3%を除いた2%前後相当の予備力（注）について、いつの時点で、どの程度融通に活用できるかについて、約2週間前（可能な範囲）、1週間前、前日の3段階で、明確化することが必要であり、政府は、一般電気事業者に対して要請すべきである。一般電気事業者はこれまで1ヵ月予報、1週間予報を活用して融通可能量を予測してきたところであるが、気象庁との連携を更に深め、異常天候早期警戒情報を活用する等して、その予測の確度を高めることが期待される。

⁷ なお、委員会において、東日本3社から夜間に融通余力があれば、中西日本の供給力に大きく影響するとの指摘があった。しかし、東日本3社からは、供給力が揚水発電の供給力増に効果を發揮する夜間の時間帯でも予備率5%以下となっていること、また、夜間の発電について、燃料の制約等もある場合もあることから、現時点では融通余力を見込むことは困難であるとの回答があった。

(注) 今回の見通しに基づけば、予備率が3%以上ある4社について、3%を超える予備力は約162万kWある。

他方、電源のトラブルや気温が想定を上回ることが明らかになった場合は、計画した融通が実施できなくなることに留意が必要である。

図3-1 供給予備率の考え方

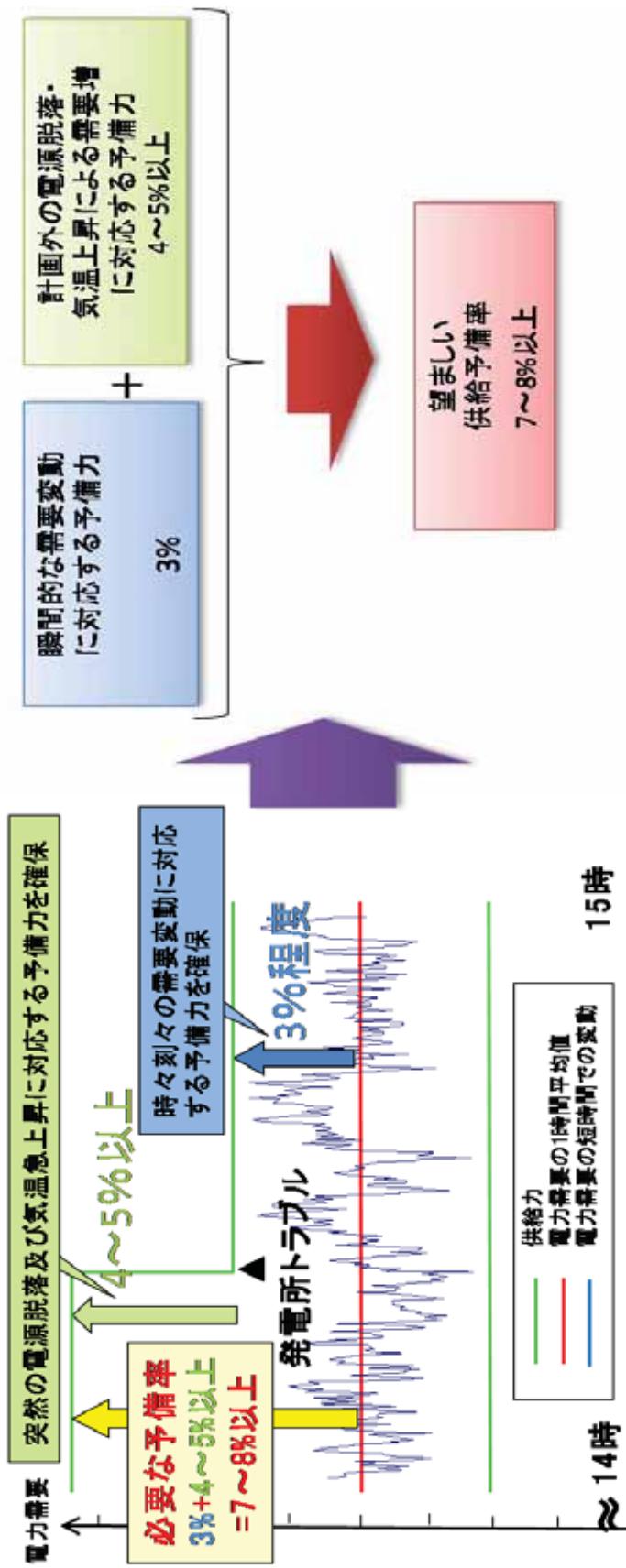


図3－2 融通可能な考え方

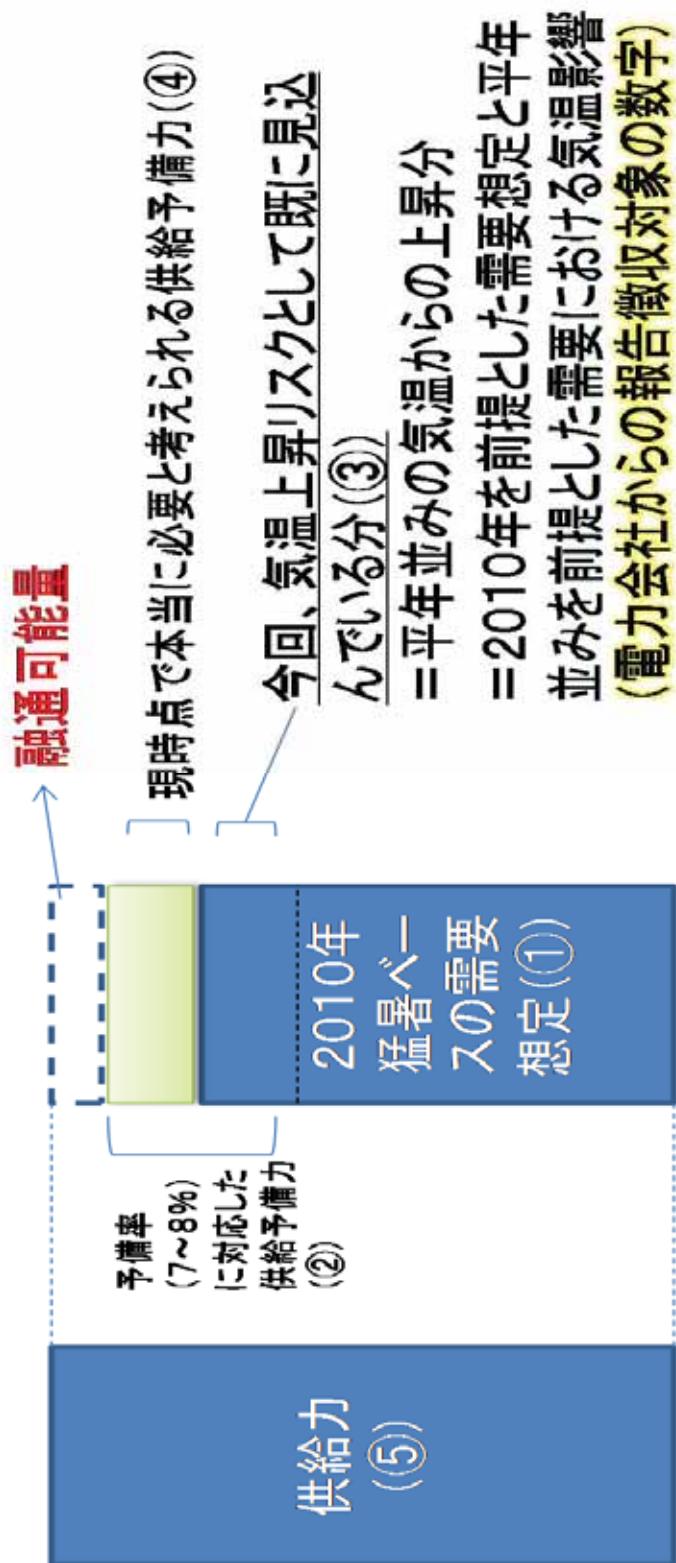


図3-3 供給予備率が3%を上回っている電力会社4社の融通可能な確認
(単位:万kW)

	東京	中部	北陸	中国
今夏の需要想定(2010年猛暑、節電効果等あり)(①)	5520	2648	558	1182
予備率7.5%の場合の供給予備力((① * 予備率7.5%②))	414	199	42	89
気温影響として既に需要想定で見込んでいる分(③)	164	63	20	38
猛暑での節電定着を見込んだ需要想定の場合に必要な供給予備力((②-③=④))	250	136	22	51
融通前の供給力(⑤)	5771	2885	584	1284
融通可能量(猛暑前提の想定需要①に④の予備力を加えた分を上回る供給力、⑤-(①+④))	1	101	4	51
4月23日時点の電力会社の申告における融通可能量	0	100	6	49
融通後の予備率	4.5%	5.2%	3.6%	4.5%

第4章 全国、東日本、中西日本の需給ギャップ

～関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%。昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足よりも厳しい状況

第3章までの議論を踏まえた、今夏の需給ギャップは、全国の予備率+0.1%となるが、関西電力管内における今夏の予備率は▲14.9%となり、昨年の東京電力管内の想定されたピーク時の電力不足（▲10.3%）よりも厳しい状況にあることが明らかになった。（図4－1 参照）

図4－1 2010年の猛暑、2012年の経済状況、定着している節電の効果を前提とした需給見込

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
供給力	7731	485	1475	5771	9301	2785	2542	578	1235	587	1574	17032
需要想定	7454	500	1434	5520	9622	2648	3015	558	1182	585	1634	17076
定着節電効果	▲674	▲14	▲50	▲610	▲404	▲97	▲117	▲21	▲30	▲16	▲123	▲1078
経済影響等	172	9	22	141	71	29	14	4	8	1	15	243
供給力(一需要想定 (予備率))	276 (3.7%)	▲16 (▲3.1%)	41 (2.9%)	251 (4.5%)	▲321 (▲3.3%)	137 (5.2%)	▲473 (▲15.7%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲60 (▲3.7%)	▲45 (▲0.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	0.7%	▲6.1%	▲0.1%	1.5%	▲6.3%	2.2%	▲18.7%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲6.7%	▲3.3%
最大電力需要 (随時調整契約加味 後)	7436	494	1422	5,520	9570	2,648	2,987	558	1,182	585	1,610	17006
随時調整契約 (実効率等加味後) 供給一需要 (予備率)	▲18	▲6	▲12	-	▲52	-	▲28	-	-	0	▲24	▲70
随時調整契約 (実効率等加味後) 要解消ギャップ 3%控除予備率	294 (4.0%)	▲10 (▲1.9%)	53 (3.8%)	251 (4.5%)	▲269 (▲2.8%)	137 (5.2%)	▲445 (▲14.9%)	20 (3.6%)	53 (4.5%)	2 (0.3%)	▲36 (▲2.2%)	25 (0.1%)
	1.0%	▲4.9%	0.8%	1.5%	▲5.8%	2.2%	▲17.9%	0.6%	1.5%	▲2.7%	▲5.2%	▲2.9%

※ 7月に夏のヒーク需給が生じた場合には、猛暑並気温・2012年経済状況・定着している節電効果を前提とした場合は、9電力合計で▲0.7%、東日本で4.2%、中西日本で▲4.5%の可能性があり。

第5章 2つの課題解決に向けた対策

ピーク時の電力不足対策については、これまで政府は、構造的な需給ギャップの解消を重視した対応を行ってきた。本委員会では、それに加えて、新たに以下の3点について最新の知見を活用した取組を進めていくことが肝要と判断した。

第一に、全国レベルでの節電と融通の最大活用である。これにより、需給がひっ迫する地域の需給バランスの改善だけでなく、それによる揚水発電の発電量の増加による、二重の需給改善効果が期待できる。また、関西電力管内のひっ迫した需給に対して、中西日本全体、更には全国レベルでの節電目標の共有し、広域的な対応を検討することを勧める。

第二に、毎日すべての時間帯がピーク時間帯ではない中で、価格機能によって、需要の見える化とピークに合わせた需要家による自発的な節電を可能にすることでより負担の少ない、効率的なピークカット対策を実施することができる。なお、スマートメーターを導入済みの需要家だけではなく、スマートメーターが導入前においても可能な対策を実施していくべきである。

第三に、仮にピーク時電力不足が解消したとしても、火力発電所の活用の増大に伴う国富の流出が続くことになる。このままの状態が続けば、既に2011年度には約2.3兆円もの流出が発生、2012年度には3兆円超（国民一人あたり約2.4万円）の流出が発生すると試算されており、これが電気料金値上げのリスクにつながることとなる。化石燃料の合理的な調達等の対応を進め、政府は電力コストの安い価格転嫁を抑制していくべきである。

第1節 より合理的なピーク時の電力不足解消策

（1）全国レベルでの節電と融通の最大活用～全国レベルの節電により、需 要がひっ迫する地域の需給ギャップ改善に寄与

今夏の電力需給の見通しでは、電力会社毎の需給のひっ迫状況が異なっていることが明らかになった。こうした中で、全国レベルでの安定供給を確保するという観点からも、需給がひっ迫している電力会社管内のみならず、全国レベルで節電を行うことによって、融通を最大限行うことが有用である。

特に、需給がひっ迫する関西電力管内の揚水発電は、ポンプの性能と夜間のくみ上げ時間の関係で、ダムを満水にできない場合がある。この場合、朝方（7～9時）や夜（20～25時頃）の時間帯の節電あるいは電力供給により、昼の揚水発電の放水時間を短くし、夜のくみあげ時間を延ばすことがきわめて有効な対策となる。その際、当該地域だけでなく、全国レベルのその時間帯の節電を行うことは、電力需要の減少に加えて、融通を通じて、他の地域の揚水の発電量の向上が可能となり得る、いわば「二重の改善効果」が期待される（図5－1参照）。

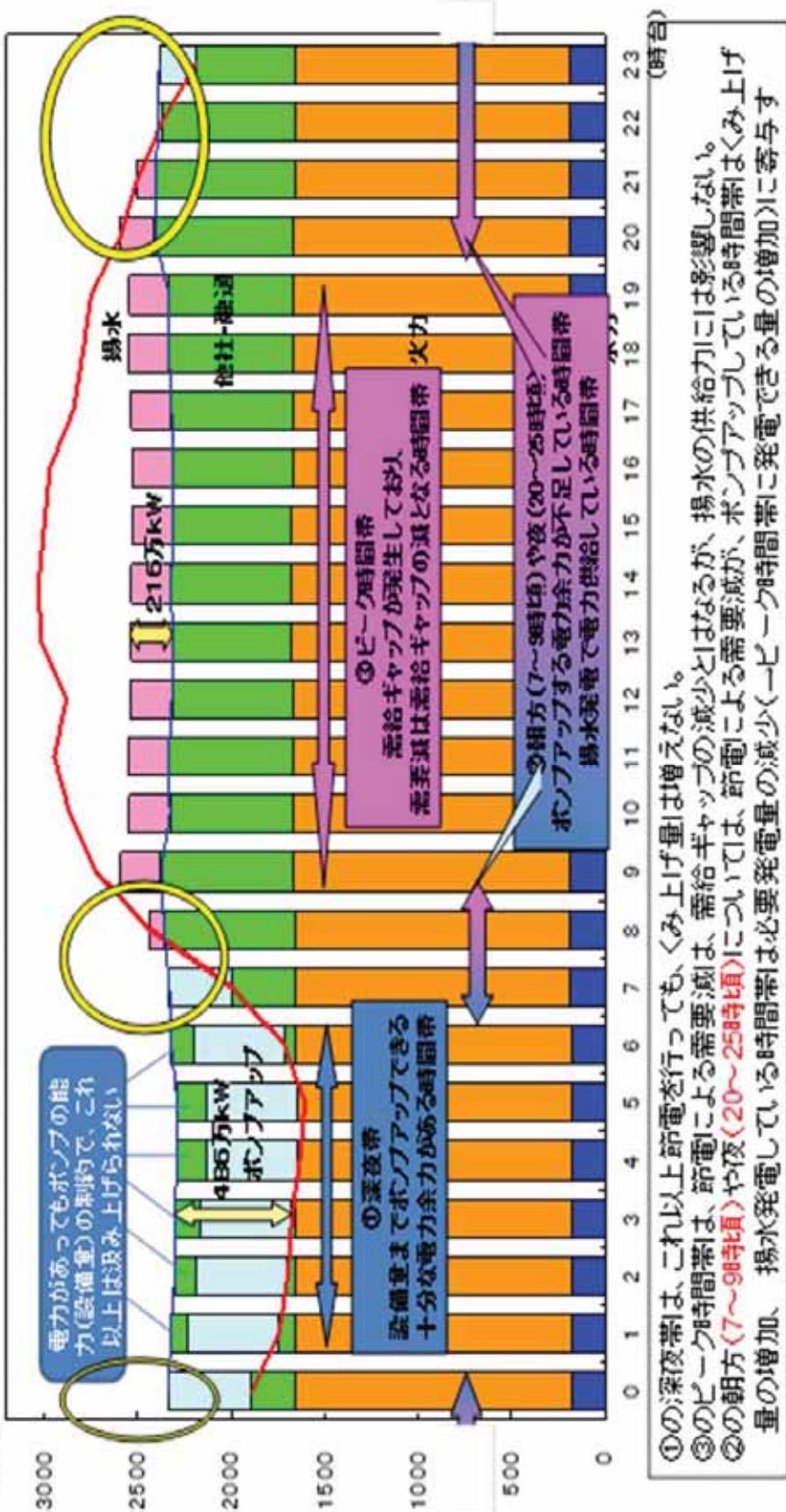
今夏は、全国レベルでも、十分な予備率が確保されている状況ではなく、各電力会社のいずれかで、発電所のトラブル等により、需給ギャップが拡大する可能性もある。かかる観点からも、需給がひっ迫する地域内だけではなく、全国レベルで、節電の目標を共有し、取り組んでいくことが、我が国における電力の安定供給の確保にとって、有効な対策といえる。

（2）節電目標の考え方～目標を共有し広域で対策を推進

昨年の東京電力管内で想定された以上のピーク時の電力不足の恐れがある関西電力や、需給がひっ迫する九州電力、北海道電力、四国電力等について、政府は早急に節電目標と対策をとりまとめるべきである。

昨夏よりも厳しい需給想定の中で、関西電力、九州電力、北海道電力、四国電力（予備率3%を考慮した場合）以外の需給については、節電を定着することにより対処可能である。しかしながら、特に関西電力管内の需給安定を確実にするために、関西電力への融通余力を極力確保する必要がある。今回のように各電力会社間での需給の状況が異なる状況下においては、個別の電力会社ではなく、全国レベルでの節電目標の共有といったような、電力会社全体としての安定供給の確保に向けた取組を検討すべきである。

図5-1 揚水の供給力改善に効果がある節電効果の時間帯(関西電力の例)



①の深夜帯は、これ以上節電を行っても、くみ上げ量は増えない。
 ③のピーク時間帯は、揚水による需要減少が、揚水の供給力には影響しない。
 ②の朝方(7～9時比直)や夜(20～25時比直)については、節電による需要減少が、ポンプアップしている時間帯よくみ上げ量の増加、揚水発電している時間帯は必要発電量の減少(一ピーク時間帯に発電できる量の増加)に寄与する
 以上から、揚水発電の最大活用を目指す場合、現在の関電、四国を除く各社の揚水供給力の見通しは、上部ダムは漏水可能という前提どなつており、これ以上の深夜電力での汲み上げは効果がない。但し、朝方(7～9時比直)にいすわの地域でも、節電を行うことにより、融通も組み合わせることで、需給ひつ追地域のピーク時の需要状況の改善効果が期待できる。これまでにピークシフトを行い、需要を昼から朝方(7～9時比直)や夜(20～25時比直)にシフトしている需要家にとってはさうなる放電を行うことは難しい。他方、朝方(7～9時比直)や夜(20～25時比直)では、需要の抑制でも、安定した供給力の増加でも、揚水の活用は進むことになる。



（3）構造的な需給ギャップの解消～「エネルギー需給安定行動計画」の着実な実施。現時点でも約400万kWの効果。今後も予算の前倒し執行、需給ひつ迫地域で積極的に予算活用

需給ギャップ解消に向けた対策について、まずは、11月の「エネルギー需給安定行動計画」の検証を実施した。

上記の全国レベルでの需給把握、目標の共有を行った上で、構造的な需給ギャップ対策を迅速に推進していくことが重要である。この構造的な需給ギャップの解消対策としては、省エネ投資の拡大、省エネ製品の購入等といった節電構造への転換とともに、自家発拡大、再生可能エネルギーの拡大等の供給能力の向上の、需給両面の対策が挙げられる。

エネルギー・環境会議は、昨年11月1日に「エネルギー需給安定行動計画」をとりまとめ、約1割のピーク時の不足の解消のための政府や電力会社の対応策を提示した。この行動計画は、構造的な需給ギャップの解消策のパッケージであり、本委員会では、その進捗状況を検証した。

「エネルギー需給安定行動計画」で計上した5,794億円の予算のうち、3月末時点でおよそ3,005億円が執行済であり、2,224億円が24年度に繰り越しを行い、執行手続きを進めている。対策の効果として503万kWを見込んでいたところ、現時点では今夏に約400万kWの実現が見込まれている（詳細は別紙3参照）。

今後も、構造的な需給ギャップの解消に向けて、24年度に繰り越した予算の早期執行をはじめとして節電投資の支援策の前倒しで進めるとともに、規制・制度改革の推進を同時に実行する等、「エネルギー需給安定行動計画」関連の施策を着実に進めていく必要がある。また、特に需給がひつ迫している関西電力管内あるいは、復興に注力しなければならない東北電力管内での積極的な予算活用による対策実施を促していく必要がある。

(4) 新たなピークカット対策～ピーク料金、ネガワット取引、卸電力取引市場等を積極的に導入・活用

需給ギャップ解消に向けた対策として、節電を促すような新しいピーク電力対策を実施すべきではないかとの指摘を検証した。具体的には、新たな需給調整契約の形態、ピークカット対応メニューの導入に加え、ピーク料金制度の導入、ネガワット取引の活用、リアルタイムの卸電力取引市場の活用等の可能性の精査を行った。

構造的な対策に加え、①日によって大きく変化するピーク需要にあわせた供給力を保有し続けるコストは相対的に高いこと、②ピーク時を避けるために常に一定の節電を求めれば、本来節電が不要な日時でも節電が強いられるといった観点から、節電を促すような新しいピーク電力対策の導入の必要性が高まっている（図5－2参照）。すなわち、価格機能によって、需要の見える化とピークに合わせた需要家による自発的な節電を可能にすることでより負担の少ないピークカット対策を実施することができる。

効果的なピーク時の電力不足解消のための対応案として、以下のような対策が有効である。

【業務部門中心の継続性の高い対策】

昨年の東京において、業務部門を中心に実施された

- ・ 照明照度の見直し：執務室の平均的な照度を 500 ルクス程度に下げる（従来は 750 ルクス程度以上が大半）、
- ・ 室温 28°C を目安にした節電の徹底：共有部だけでなく、テナントエリアでも空調 28°C を徹底する（従来は 3 割→7 割の事業所に拡大）
- ・ 需要の見える化

等の対策によって、2011 年の東京電力管内の最大電力は、2010 年比約 18% 削減が実施された。

こうした効果的で継続性の高い対策を全国レベルで実施することは、需要家にとって負荷が小さく、すぐにできる対策として、今夏の需給ギャップの解消にとって有効である。

なお、本委員会においては、対策の実施にあたり、換気のし過ぎで熱を損失