

需給検証委員会
報告書
(案)

平成 24 年 10 月

電力需給に関する検討会合／エネルギー・環境会議

需給検証委員会

目次

I 章 今夏の需給のフォローアップ

1. 経緯等
 - (1)経緯
 - (2)今夏の需給のフォローアップを行う目的
2. 今夏の需給見通しの検証
 - (1)各電力会社管内における需給の状況
 - (2)供給
 - (3)需要
 - (4)今夏の需給に関するまとめ

II 章 今冬の電力需給見通し

1. 今冬の見通しと需給ギャップ
2. 供給力
 - (1)火力
 - (2)水力・揚水発電
 - (3)再生可能エネルギー（太陽光、地熱）
 - (4)電力融通
3. 需要
 - (1)需要見通しの主な要素
 - (2)節電
4. 北海道の特殊性
 - (1)冬季の特徴と停電影響
 - (2)予備率と予備力
 - (3)電力融通の制約
 - (4)リスク低減に向けた対応の方向

III 章 その他

1. 電力コストへの影響とその抑制策
 - (1)燃料費の増加
 - (2)その他コスト増減の要因
 - (3)電力各社の財務状況の悪化
 - (4)コスト抑制策の着実な実施
2. 来夏の需給の見通し
3. 中長期的な課題

おわりに

I 章 今夏の需給のフォローアップ

1. 経緯等

(1) 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、夏の節電を促すための補正予算や規制制度改革を取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稼働がない場合、1 割のピーク電力不足と電力コストの 2 割に相当する 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など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易なコスト転嫁を抑制する

といった 4 点を確認した。

同時に、この需給安定行動計画の実行により、1 割のピーク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、更なる需給の精査と対策の実効性を高めることとした。

需給検証委員会（以下「本委員会」という。）は、

- ・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
- を 3 原則として、本年 4 月より、今夏の電力需給について検証を実施し、5 月 12 日にその結果をと取りまとめた。と取りまとめにおいては、特に関西電力管内において、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おそれがあること、並びに関西電力管内以外でも北海道電力、四国電力及び九

州電力管内では電力需給がひっ迫する可能性があること等を明らかにした。

この検証結果を受け、政府は、5月18日、電力需給に関する検討会合及びエネルギー・環境会議の合同会合において、数値目標を伴う節電要請などを電力需給対策として決定した。

(2)今夏の需給のフォローアップを行う目的

上述の電力需給対策を受けて、需要家と供給側とが一体となって需給対策の取組を行ったこと等により、今夏は、結果的に需給ひっ迫は回避された。他方で、現時点では、多くの原子力発電所が停止しており、今冬以降の需給についても、引き続き厳しい状況となる可能性がある。

このため、今冬以降の電力需給について、よりの確な需給の想定や対策の方向性を示すことができるよう、本委員会が行った今夏の電力需給の事前の想定と電力需給の実績とを比較・検証する。

2. 今夏の需給見通しの検証

(1)各電力会社管内における需給の状況

図表1は、今夏の各電力会社管内の最大需要日における需給の状況を示したものである。本委員会で予備率がマイナスになると想定された北海道電力、関西電力、四国電力及び九州電力管内をはじめ、いずれの電力管内においても、最大需要日において需給のひっ迫は回避された。特に、最も厳しい需給見通しとなっていた関西電力管内においても、最大需要日(8月3日)の予備率は11.6%であり、安定的な供給を確保できた。

その理由としては、本委員会での検証時には計上しなかった大飯発電所3、4号機の再起動による供給力の大幅な積み増しや、数値目標付の節電要請の下での需要家の節電努力によるものなど様々な要因が考えられる。以下(2)、(3)では、需給両面からこれらを検証した結果を示す。

【**図表 1** 今夏の各電力管内における需給の状況（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日 (時間帯)	気温(°C)	最大需要 (万kW)	ピーク供給力 (万kW)	予備率
北海道電力	▲7%以上	9月18日(火) (18~19時)	30.5	483	512	6.0%
東北電力	数値目標を 伴わない節電	8月22日(水) (14~15時)	34.8	1,364	1,468	7.6%
東京電力	数値目標を 伴わない節電	8月30日(木) (14~15時)	35.0	5,078	5,453	7.4%
中部電力	数値目標を 伴わない節電	7月27日(金) (14~15時)	36.6	2,478	2,662	7.4%
関西電力	▲10%以上 生産活動に支障が生じる場 合▲5%以上	8月3日(金) (15~16時)	36.4	2,682	2,992	11.6%
北陸電力	数値目標を 伴わない節電	8月22日(水) (14~15時)	35.9	526	576	9.4%
中国電力	数値目標を 伴わない節電	8月3日(金) (14~15時)	35.0	1,085	1,198	10.4%
四国電力	▲5%以上	8月7日(火) (13~14時)	35.5	526	603	14.6%
九州電力	▲10%以上	7月26日(木) (14~15時)	33.5	1,521	1,626	6.9%
合計	—	—	—	15,743	17,090	8.6%

(2)供給

図表 2 に示すように、今夏の各電力管内の最大需要日の供給力（実績）の合計は、本委員会の供給想定である 1 億 7,032 万 kW より 58 万 kW 増の 1 億 7,090 万 kW であり、実績が想定を少し上回った。

この増加の最大の要因は、本委員会での検証時には計上しなかった大飯発電所 3、4 号機 237 万 kW の再起動に伴う供給力の増加である。大飯発電所 3、4 号機の再起動がなかった場合の関西電力管内の需給への影響について、本委員会において、関西電力及び関西広域連合エネルギー検討会電力需給等検討プロジェクトチームによる試算が紹介された。

仮に、大飯発電所 3、4 号機の再起動がなかった場合、関西電力の試算によると、関西電力管内の最大需要日(8 月 3 日)の予備率は 2.4% となり、瞬間的な需要変動に対応するために必要な予備率 3% を確保できない事態となっていた可能性がある」と報告された。

また、関西広域連合のプロジェクトチームが報告した試算に基づけば、仮に大飯発電所 3、4 号機の再起動がなく、更に節電効果が昨年並であった場合には、予備率は▲0.5% となり、計画停電が必要なレベルとなっていた可能性がある。

なお、関西電力の試算については、他電力管内からの電力融通が加味されて

いないこと等、関西広域連合の試算については、結果論としての発電所の運転（需要カーブが判明して初めて可能となる揚水発電所の運転）を前提としている等の点に留意が必要である。このように大飯発電所3、4号機の再起動の評価に当たり、再起動がなかった場合の影響を分析する際には、いづれにせよ、何らかの仮定を置かざるを得ない。いづれにせよ、大飯発電所3、4号機の再起動により供給力が確保されたことで、需給ひっ迫のリスクは低減した評価には限界があるが、大飯発電所3、4号機の再起動は、関西電力管内における需給の安定化に貢献したものと考えられる。

【図表2 今夏の供給実績の総括（単位：万kW）】

電源	実績－見直し (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	+58		全体としては、概ね想定どおりの供給力。
原子力	+237	大飯原発再起動による増。	—
火力	▲423	大飯原発再起動、節電の実施により、需給のひっ迫がなかったため、調整火力を停止したことによる減少。	火力発電について、供給力減少の主要因となる計画外停止は、ある程度は避けられないものの、巡回点検の強化などにより一定の減少効果が認められる。
水力	▲2	西日本では見通しより実績が多かったものの、東日本では渇水の結果、全国ではほぼ見通しどおり。	全国的にほぼ想定レベルとなったものの、地域による差が大きくなった。今夏の下位5日の平均出水量を使う見積もりは妥当。
揚水	+103	需要減少及び大飯原発の再起動等による供給力増に伴う増。	—
地熱 太陽光 風力	+99	日射量の上昇と設備導入の拡大により、太陽光発電が増加。	太陽光発電について、今後、FITの導入効果により、更なる設備導入が拡大する可能性が高い。来夏以降の想定を考える際には留意が必要。
融通調整	+36	（各社の最大需要日が異なっているため、全国ではゼロにならない）	今後、広域での電力融通は安定かつ有効な供給力確保手段となり得る。
新電力への供給等	+5	新電力への供給減。	—

※9電力の最大需要発生日における値を合計

①火力発電

各電力管内の最大需要日における火力発電の供給力（実績）の合計は、1億3,360万kWであり、本委員会の想定を423万kW下回った。自家発電の買取分が想定よりも少し多かったこと(301万kWの想定に対し、実績は311万kW)を除けば、火力発電の供給力は想定を下回った。これは、電力需要が想定を大きく下回っていたこと、本委員会の想定では計上しなかった大飯発電所3、4号機の再起動により大きな供給力が確保されたこと等を受け、最大需要日に稼動

させなかった火力発電所があったことが主要因であると考えられる。また、火力発電所の計画外停止が少なかったことも、供給力の確保に大きく貢献した。以下、火力発電の供給力に影響を及ぼしうる主な要因について、更に詳細に検証する。

a) 計画外停止の状況

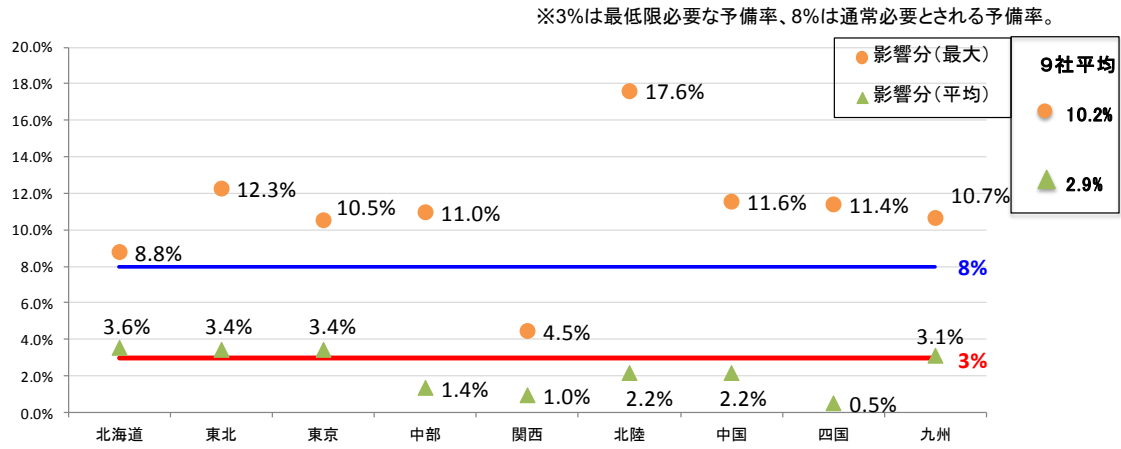
今夏（7月～9月）の計画外停止の状況を図表3-1に示す。需給ひっ迫が想定された北海道電力、関西電力、四国電力及び九州電力管内の最大需要日の計画外停止実績は、いずれも、昨夏の計画外停止の実績を大きく下回った。（計画外停止が予備率に与える影響（全電力管内の平均）は2.9%と昨夏並であったが、需給ひっ迫が想定された関西電力管内をはじめ6電力管内で昨年実績を下回った。）

火力発電の稼働率が上昇する中、昨夏に比べて計画外停止が少なかった理由について、各電力会社からは、巡回点検の件数の増加や豊富な知識・経験を持つOB社員の活用による設備の異常兆候の早期発見や休日・夜間を利用した早期復旧などが寄与したものと考えられるとの報告があった。

【図表3-1 火力等の今夏の計画外停止状況】

（単位：万kW）	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7～9月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	45 (9/8-9)	180 (9/28-29)	547 (7/14)	272 (7/13)	120 (8/11)	93 (7/12)	125 (7/14-15)	60 (8/11)	162 (8/27)	772 [613] (7/14)	832 [444] (7/13)	1,604 [940] (9/9)
【主な計画外停止発電所】 ※（）は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	伊達火力2号 (35) 高見揚水 (10)	仙台火力4号機(42) 能代火力2号 (60) 第二沼沢揚水 (46)	鹿島火力6号(100) 鹿島火力2.3号 姉崎火力3号	四日市火力4系1軸(10) 奥矢作第一第二(揚水)	赤穂火力1.2号(各60)	富山新港火力1号(50) 福井火力三國1号	下松火力3号(70) 水島火力3号	阿南火力3号(45) 他社受電(火力)	新小倉火力5号(60) 九州北部豪雨等による水力発電停止9基	-	-	-
②7～9月の計画外停止分の平均	17	55	190	65	27	8	24	4	62	262	191	453
③最大需要日の計画外停止実績	5	23	153	47	0	0	0	0	7	181	54	235
今夏の最大需要	483	1,364	5,078	2,478	2,682	526	1,085	526	1,521	6,925	8,818	15,743
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲9.3%	▲13.2%	▲10.8%	▲11.0%	▲4.5%	▲17.6%	▲11.6%	▲11.4%	▲10.7%	▲11.2%	▲9.4%	▲10.2%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響 ※（）は昨夏の想定需要に対する影響	▲3.4% (▲3.7%)	▲4.0% (▲5.2%)	▲3.7% (▲2.9%)	▲2.6% (▲1.6%)	▲1.0% (▲2.0%)	▲1.5% (▲3.0%)	▲2.2% (▲6.2%)	▲0.8% (▲1.1%)	▲4.1% (▲2.7%)	▲3.8% (▲3.4%)	▲2.2% (▲2.6%)	▲2.9% (▲2.9%)
③の今夏の最大需要への影響	▲1.0%	▲1.7%	▲3.0%	▲1.9%	0%	0%	0%	0%	▲0.5%	▲2.6%	▲0.6%	▲1.5%

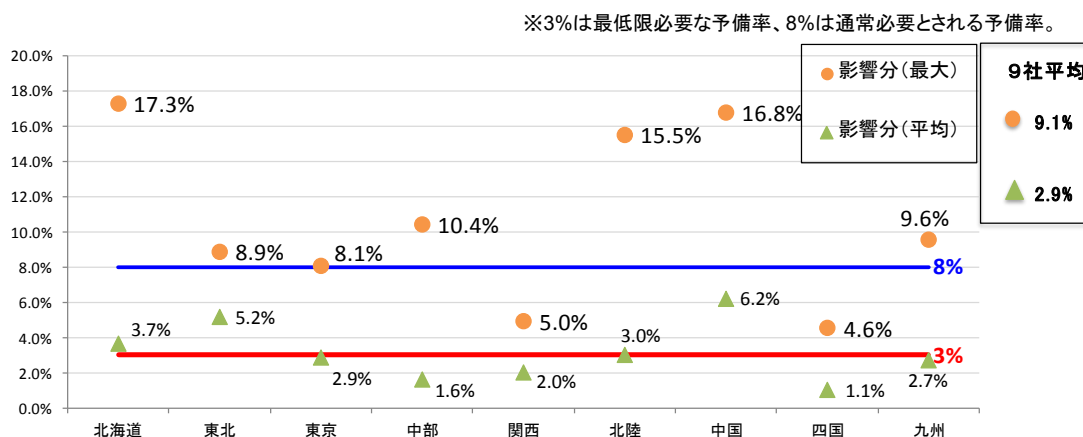
【図1 今夏最大需要日に計画外停止が発生した場合の予備率への影響】



【図表4-3-2 火力等の昨夏の計画外停止状況】

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7～9月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	88 (7/17～23)	132 (8/17～18)	485 (9/4)	283 (7/20)	155 (8/30)	89 (7/8)	202 (9/3～4)	27 (8/18～26)	168 (8/27)	704	924	1,628
【主な計画外停止発電所】 ※()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫厚真4号機(70) 奈井江火力1号機	秋田火力2号機(35) 新潟・福島集中豪雨による水力発電所停止28基(他社含む)	鹿島火力6号機(100) 鹿島火力4号機 姉崎火力3号機	尾鷲三田火力3号機(50) 奥矢作第一・第二(揚水) 平岡水力発電所等 他社受電(揚水)	堺港火力2号機(40) 奥多々良木(揚水)	敦賀火力2号機(70) 牧・新猪谷水力発電所等	三隅火力1号機(100) 水島火力1号機 下松火力3号機	坂出火力1号機(30) 他社受電(水力)	新小倉火力4号機(60) 苅田火力新1号機 豊前火力1号機 新大分3号系列第2軸	-	-	-
②7～9月の計画外停止分の平均	19	77	173	45	64	17	75	6	48	269	255	524
③今夏における火力最大ユニット・系列	60	149	100	170	90	70	100	70	87	309	587	896
昨夏の想定需要	506	1,480	6,000	2,709	3,138	573	1,201	597	1,750	7,986	9,968	17,954
仮に想定需要発生日に①が発生した時の予備率への影響	▲17.3%	▲8.9%	▲8.1%	▲10.4%	▲5.0%	▲15.5%	▲16.8%	▲4.6%	▲9.6%	▲8.8%	▲9.3%	▲9.1%
仮に想定需要発生日に②が発生した時の予備率への影響	▲3.7%	▲5.2%	▲2.9%	▲1.6%	▲2.0%	▲3.0%	▲6.2%	▲1.1%	▲2.7%	▲3.4%	▲2.6%	▲2.9%
仮に想定需要発生日に③が発生した時の予備率への影響	▲11.9%	▲10.1%	▲1.7%	▲6.3%	▲2.9%	▲12.2%	▲8.3%	▲11.7%	▲5.0%	▲3.9%	▲5.9%	▲5.0%

【図2 昨夏最大需要日に計画外停止が発生した場合の予備率への影響】



なお、本委員会において、運転開始後30年以上を経過した火力発電の老朽化に伴い計画外停止が増加する可能性が指摘されたが、少なくとも今夏の実績を見ると、老朽火力発電と比較的新しい火力発電の停止実績には、顕著な差異があるというデータは示されなかった。ただし、特に北海道電力管内の30年超の石油火力については、他と比べて計画外停止等が多かった（表5参照図4）。など、平時にピーク電源として比較的短い時間使用していた火力発電を長時間駆使用したことによる負荷が、今後どのような影響をもたらすかは不明であり、不測の事態に備えた点検・補修に万全を尽くす必要があると考えられる。

【図4表5 老朽火力と計画外停止の関係（北海道電力）】

経過年数 (合計出力)	発電所	運転開始	40年到達年	燃料種別	認可出力 (万kW)	計画外件数(4月1日～9月30日) ()内は昨年度同期実績	
						停止	出力抑制
40年超過 (35万kW)	奈井江1号	1968.5	2008	国内炭	17.5	1 (4)	0 (2)
	奈井江2号	1970.2	2010		17.5	1 (2)	0 (0)
	小計						2 (6)
30年超過 (169.8万kW)	苫小牧	1973.11	2013	石油	25	6 (2)	7 (0)
	砂川3号	1977.6	2017	国内炭	12.5	2 (2)	0 (0)
	音別1号	1978.5	2018	軽油	7.4	1 (0)	0 (0)
	音別2号				7.4	1 (1)	0 (0)
	伊達1号	1978.11	2020	石油	35	6 (1)	1 (0)
	伊達2号	1980.3			35	6 (2)	2 (0)
	苫東厚真1号	1980.10	2022	海外炭	35	0 (1)	4 (3)
	砂川4号	1982.5			国内炭	12.5	3 (3)
小計						25 (12)	14 (3)
それ以下 (200万kW)	知内1号	1983.12	2023	石油	35	4 (1)	1 (1)
	苫東厚真2号	1985.10	2025	海外炭	60	0 (0)	3 (1)
	知内2号	1998.9	2038	石油	35	1 (0)	1 (0)
	苫東厚真4号	2002.6	2042	海外炭	70	0 (1)	0 (1)
	小計						5 (2)
合計						30* (20)	19 (8)

※合計値が合わないのは、砂川3・4号および伊達1・2号の共通設備に係る作業停止をそれぞれ1件としていることによるもの

b) その他供給減少の可能性のあるに与えた要因

計画外停止以外に火力発電の供給力減少の可能性のあるに与える要因としては、ガスタービンの気温上昇に伴う出力低下や吸気冷却装置の設置が考えられていたが、その影響は、両者ともに概ね5月時点の見通しのとおりであり、対策として取られた吸気冷却装置の効果も同様にほぼ見通しどおりであった（表6参照）。

【表6 今夏の気温上昇に伴う出力低下、吸気冷却装置等】

(イ) 気温上昇に伴う出力低下

(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
①最大需要日の実績	▲260	▲0.8	▲60	▲199	▲195	▲118	▲45	0	▲3	▲4	▲25	▲455
②需給検証委想定	▲269	▲0.8	▲60	▲208	▲191	▲118	▲41	0	▲3	▲4	▲25	▲460
差分(①-②)	+9	0	0	+9	▲4	0	▲4	0	0	0	0	+5

(ロ) 吸気冷却装置

(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
①最大需要日の実績	9	—	1	8	9	—	8	—	—	—	1	18
②需給検証委想定	8	—	0	8	7	—	6	—	—	—	1	15
差分(①-②)	+1	—	+1	0	+2	—	+2	—	—	—	0	+3

c) その他の供給力確保のための対応

火力発電の供給力確保の観点から実施された、定期検査の繰り延べ、長期停止火力の再稼働、火力の増出力、緊急設置電源、新設火力の試運転については、5月の時点で示した通りであった。

② 水力・揚水発電

各電力管内の最大需要日における水力発電の供給力（実績）の合計は、1,268万kWであり、本委員会の想定が5月時点に示した1,270万kWとほとんど変わらず、ほぼ想定どおりであった。ただし、図5表7に示すとおり、東日本では7月下旬からの少雨の影響により、想定よりも▲98万kWの供給減となる一方、西日本ではたびたびの大雨の発生により、出水に恵まれ、想定よりも96万kWの供給増と対照的な実績を示した。地域によっては、実績が想定から増減する可能性があるを下回ったことには、留意が必要である。

揚水発電については、今夏の電力需要が想定を大きく下回っていたことや、本委員会の想定では計上しなかった大飯発電所3、4号機の再起動によって大きな供給力が確保されたこと等により、揚水発電所における水の汲み上げ量が増えたことや、揚水発電所の発電時間が短くなったことにより、供給力（実績）は、本委員会の想定を103万kW上回る2,070万kWであった。

【表7 図5 水力発電の実績】

(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
①最大需要日の実績	420	83	134	203	848	153	303	133	55	68	136	1,268
②需給検証委想定	518	72	144	302	752	143	254	136	49	60	110	1,270
差分(①-②)	▲98	+11	▲10	▲99	+96	+10	+49	▲3	+6	+8	+26	▲2
(最大需要発生日)	-	9月18日	8月22日	8月30日	-	7月27日	8月3日	8月22日	8月3日	8月7日	7月26日	-

③ 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）

図6表8に太陽光、地熱及び風力発電について、今夏の供給力実績を示す。なお、風力発電については、そもそもの特性として風速の変化による出力変化が極めて大きく、ピーク時に出力がゼロとなる場合もあることから、本委員会の事前の想定では供給力として見込まないこととした。各電力管内の最大需要日の風力の供給力（実績）の合計は、図6のとおり、13万kWであった。しかし、需要が最大となる瞬間に出力がゼロとなる可能性がある限りは、これを確

実な供給力として見込むことは現時点では困難であると考えられる。

太陽光発電と地熱発電については、各電力管内の最大需要日の供給力（実績）の合計は、それぞれ 121 万 kW、30 万 kW であり、太陽光発電は本委員会の想定を 86 万 kW 上回り、地熱発電は想定同様の 30 万 kW だった。太陽光発電については、夏の高需要時に一定の発電をしていることを見込めるため、需要見通しに算入した。太陽光発電の発電量は、日射量と相関があるため、自流式の水力発電の下位 5 日平均による評価を参考に、過去 20 年間（1991 年度～2010 年度）の最大電力（H3）発生日における発電量の下位 5 日平均値を本委員会では想定し、太陽光発電の供給力については発電量として設備容量の 10% を最大として計上した。太陽光発電の供給力の増加要因としては、設備導入量の増加及び日射による稼働出力比率の増加が考えられる。図 7 表 9 に示すとおり、このうち設備導入量の想定からの増加は 31 万 kW と全体（464 万 kW）の 1 割未満であり、太陽光発電の主たる増加要因は、当日の日射が想定より大きかったこと量による稼働の出力比率の増加に起因するものと考えられる¹。

なお、風力発電については、そもそもの特性として風速の変化による出力変化が極めて大きく、太陽光発電とは異なり高需要時であっても出力がゼロとなる場合もあることから、本委員会の事前の想定では供給力として見込まないこととした。各電力管内の最大需要日の風力の供給力（実績）の合計は、表 8 のとおり、13 万 kW であった。しかし、需要が最大となる瞬間に出力がゼロとなる可能性がある限りは、これを確実な供給力として見込むことは現時点では困難であると考えられる²以上、本委員会が事前に想定した見通しは、引き続き妥当性の高い判断と言える。

¹ 一般に冬のピークは朝方又は夕刻以降となるため、今冬の供給力には見込めない。

² 出力変動に対して有効な蓄電池等の整備が発電側でなされれば供給力として見込むことが可能となる。なお、蓄電池は電力システム全体での運用が基本であり、発電所側のみに設置することを前提とすべきではない点や蓄電池の設置には相応のコストが必要である点には留意が必要である。

【~~図6表8~~ 太陽光、地熱、風力の発電実績（単位：万kW）】

供給力		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
最大需要日		9月18日	8月22日	8月30日	7月27日	8月3日	8月22日	8月3日	8月7日	7月26日	-
i) 太陽光	設備容量	8	29	133	77	62	7	43	22	83	464
	①最大需要日の実績	0	8	25	20	19	2	20	7	20	121
	②需給検証委想定	0	1	7	8	5	0.4	4	2	8	35
	差分(①-②)	0	+7	+18	+12	+14	+2	+16	+5	+12	86
ii) 地熱	設備容量	5	26	0.3	-	-	-	-	-	21	52
	①最大需要日の実績	2	12	0.2	-	-	-	-	-	16	30
	②需給検証委想定	0	15	0.3	-	-	-	-	-	15	30
	差分(①-②)	+2	▲3	▲0.1	-	-	-	-	-	+1	0
iii) 風力	設備容量	29	55	35	22	12	15	30	12	41	251
	①最大需要日の実績	5	2	0.1	2	0	1	3	0.2	0.2	13
	②需給検証委想定	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	差分(①-②)	+5	+2	+0.1	+2	0	+1	+3	+0.2	+0.2	13
i) ~ iii) 合計	設備容量	42	111	168	99	74	22	73	34	145	768
	①最大需要日の実績	7	22	25	22	19	3	23	7	36	164
	②需給検証委想定	0	16	7	8	5	0.4	4	2	23	65
	差分(①-②)	+7	+6	+18	+14	+14	+3	+19	+5	+13	99

(注)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

【~~図7表9~~ 太陽光発電の増加要因分析（導入量と日射量）（単位：万kW）】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力 (万kW)	①最大需要日の実績	0	8	25	20	19	2	20	7	20	121
	②需給検証委想定	0	1	7	8	5	0.4	4	2	8	35
	差分(①-②)	0	+7	+18	+12	+14	+2	+16	+5	+12	+86
太陽光設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	8	29	133	77	62	7	43	22	83	464
	②需給検証委想定	6	27	122	79	56	7	39	20	77	433
	差分(①-②)	+2	+2	+11	▲2	+6	0	+4	+2	+6	+31

(参考)出力比率(自家消費分+供給力分)

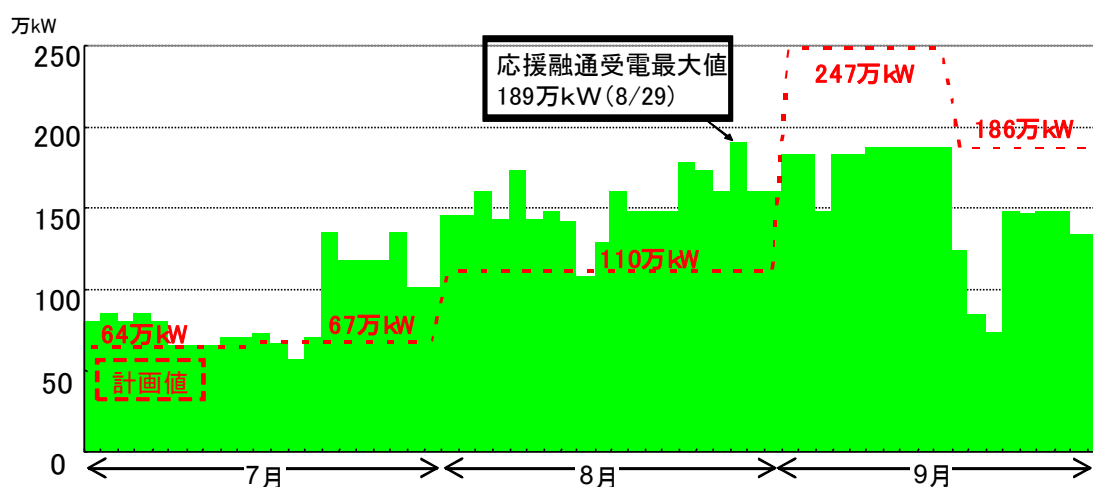
		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
出力比率(%) (自家消費 +供給力)	①最大需要日の実績	0	39	35	35	47	48	63	49	39	-
	②需給検証委想定	0	17	22	26	25	23	26	28	27	-
	差分(①-②)	0	+22	+13	+9	+22	+25	+37	+21	+12	-

④電力融通等

電力融通については、本委員会では、電力融通を最大限活用する必要性を示唆し、電力需給に関する検討会合及びエネルギー・環境会議の合同会合が決定した今夏の需給対策においては、中西日本等の広域での機動的な電力融通を行うことにより、地域全体として需給バランスを確保できるような対応を行うこととしされた。これを踏まえ、特に大きな需給ひっ迫が想定された関西電力及び九州電力は、中部電力、中国電力及び北陸電力より、事前の想定を上回る電力融通を受け、特に関西電力は、110万kWの想定に対し、最大需要日（8月3日）には、160万kWの電力融通を受けた。（今夏最大受電日（8月29日）には、189万kWの電力融通を受けた。）（図3-8参照）。

各電力管内の需給状況が異なる中で、電力会社間での電力融通は、有効な手段となると考えられる。また、今夏、各電力会社間で通告調整融通³や自家発電融通⁴といった新しい需給調整契約や管外ネガワット取引⁵などの電力会社間での協力体制（協力の仕組み）が構築されたことは、広域的な電力融通による需給安定の可能性が高まったことを意味し、その意義は大きいと考えられる。

【図3-8 関西電力管内の中西日本における電力融通の実績】



³需給がひっ迫している電力会社からの要請を受けて、他の電力会社が管内の需要家に需要抑制を要請し、その抑制分を需給がひっ迫している電力会社に融通する契約。

⁴需給がひっ迫している電力会社からの要請を受けて、他の電力会社が管内の需要家に自家発電設備の焼き増しを要請し、その供給力の増加分を需給がひっ迫している電力会社に融通する契約。

⁵需給がひっ迫している電力会社からの要請を受けて、アグリゲーターが、需要抑制が可能な他電力会社の需要家を対象にネガワット入札を実施し、その抑制分を他の電力会社から融通送電してもらい供給力を確保する仕組み。

⑤その他の取組

これまでに述べた主な供給面での取組に加え、ピークカットのための新たな取組も始まりつつある。例えば、電力会社による自家発電の買い取り分を需要家の節電とみなす指針（昨年11月公表）などの効果により、50箇所を超える供給地で節電みなしに取り組んだとの報告があった。

また、未だ取引量は小さいものの、分散型売電市場が6月18日に開設され小規模電源等からの電力も売電可能としたり⁶、卸電力取引所の時間前市場の利用要件が緩和されるなどの電力の売買市場の環境整備が行われている。

燃料コスト増と異なり、特別損失に計上されたり、資産化されて今後減価償却を行うものが含まれるため、単年度に生じる費用ではないことに留意。

【表10 震災以降、今夏までの供給力対策に要した追加費用】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①被災火力の復旧	費用(億円)	-	1,176 ^{※1}	543	-	-	-	-	-	-	1,719
	供給力(万kW)	-	305 ^{※1}	920	-	-	-	-	-	-	1,225
②長期停止火力の再稼働	費用(億円)	-	3	50	14	200	-	17	4	42	330
	供給力(万kW)	-	35	87	53	45	-	35	22	38	315
③緊急設置電源の導入	費用(億円)	47	821	1,895	-	100	-	-	-	8	2,871
	供給力(万kW)	7	103	284	-	7	-	-	-	0.7	402
④吸気冷却装置	費用(億円)	-	-	6	1	10	-	-	-	2	19
	供給力(万kW)	-	-	8	2 ^{※2}	6	-	-	-	4	20
合計	費用(億円)	47	2,000	2,494	15	310	0	17	4	52	4,939
	供給力(万kW)	7	443	1,299	55	58	0	35	22	43	1,962

※1 来春、運転再開予定の原町1・2号機(各100万kW)を含む

※2 試験結果の2万kW程度を計上。なお、今夏は試験中のため供給力には未計上。

注) 設備投資、復旧作業等に費やした追加費用であり、燃料費は含まれない。

⁶ 9月末時点で3件の取引が成立。

【表 1 1 震災以降設置した緊急設置電源一覧】

電力会社名	発電所	定格出力
北海道電力	苫小牧 緊急設置電源	7万kW
	小計	7万kW
東北電力	八戸 緊急設置電源	27万kW
	秋田 緊急設置電源	33万kW
	東新潟港 緊急設置電源	5万kW
	東新潟 緊急設置電源	34万kW
	新潟 緊急設置電源	3万kW
	小計	103万kW
東京電力	姉崎 緊急設置電源	0.6万kW
	袖ヶ浦 緊急設置電源	11万kW
	千葉 緊急設置電源	100万kW
	大井 緊急設置電源	21万kW
	川崎 緊急設置電源	13万kW
	横須賀 緊急設置電源	33万kW
	常陸那珂 ^(※) 緊急設置電源	25万kW
	鹿島 緊急設置電源	80万kW
	小計	284万kW
関西電力	姫路第一 緊急設置電源	7万kW
	小計	7万kW
九州電力	豊前 緊急設置電源	0.4万kW
	新有川 緊急設置電源	0.3万kW
	小計	0.7万kW
	合計	402万kW

(※) 平成24年3月31日に廃止済。

(注) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(3)需要

図9表12に示すように、今夏の各電力管内の最大需要（実績）の合計は、本委員会の需要想定である1億7,076万kWに対し、実績はよりも1,333万kW少ない1億5,743万kWであり、実績が需要想定を大きく下回った。(2)で見たとおり、供給力の合計は、ほぼ想定どおりであったことから、需給のひっ迫が回避にされた主な要因は、節電要請の下での需要の減少が大きく貢献したであつたと言える。

【図9表12 今夏の需要実績の総括（単位：万kW）】

	委員会報告 (5月)にお ける見通し	今夏の 実績	実績－ 見通し	差の主な要因
	17076	15743	▲1333	気温の影響もあるものの、節電が、見通しよりも大幅に増加(下表参照)

【需要の主な減少要因の分析】

	委員会報告 (5月)にお ける見通し	今夏の 実績	実績－ 見通し	差の主な要因
経済影 響	243	98	▲145	GDPの伸び率の鈍化(2010年度比2.5%→2.2%)、 工場の生産減少等
気温影 響等	▲76	▲543	▲467	今夏は猛暑だったが、2010年と比べると、最大需要 日の気温が下回ったエリアが多かった。 最大電力需要と最大3日平均需要の分析の差分等
節電影 響	▲1078	▲1799	▲721	9電力会社全てで見通しを下回った。家庭も含めた 全分野での節電意識向上で照明、空調による節電 が幅広く実施された

(参考：随時調整契約)

	▲70	0	+70	需給がひっ迫しなかったため、発動実績無し。
--	-----	---	-----	-----------------------

①需要の主な減少要因

本委員会での行った需要想定においては、需要変動に影響を与える要素を、①経済影響等、②気温影響等、③節電影響に分類して、需要想定検証を行った。以下、それぞれの項目ごとについてその実績を検証する。

①経済影響等については、GDPの伸び率が、本委員会の事前想定時点での予測値である2.5%から2.2%に鈍化したこと、及び工場の生産減少等によりを踏まえ、需要をが想定よりも145万kW減少させた~~した~~と考えられる。

②気温影響等については、今夏も平年を上回る猛暑であったが、本委員会が想定した2010年度並の猛暑と比べると、最大需要日の気温が下回った地域が多かったこと等により、需要をが想定よりも467万kW減少させた~~した~~と考えられる。

③節電影響については、節電により本委員会の想定から需要が721万kW減少したと考えられ、今夏の電力需給の安定化に大きく貢献した。図1-0表13に各電力会社管内における節電目標と需要実績を示す⁷。節電量は、9電力管内の全てにおいて定着節電量の想定を上回っており、かつ、数値目標付の節電要請を行った地域において特に節電量が大きかったと言える。なお、本委員会の想定よりも節電量が多かった要因の一つとして、本委員会で厳しい需給状況が明らかになったことや、その後の節電要請等によって初めて、節電行動が深掘りされたということが考えられる。

【図1-0表13 各電力会社管内における節電目標と需要実績】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
節電目標 (7月26日～)※1	▲7%以上	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	▲10%以上 (生産活動に支障が生じる場合▲5%以上)	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	▲5%以上	▲10%以上
定着節電 (需給検証委想定)	▲2.8%	▲3.4%	▲10.2%	▲3.6%	▲3.8%	▲3.7%	▲2.5%	▲2.7%	▲7.0%
最大需要の対2010年比 ()は一昨年との気温差	▲4.6% (▲2.0℃)	▲12.4% (▲0.2℃)	▲15.4% (▲0.7℃)	▲8.5% (1.0℃)	▲13.3% (▲0.1℃)	▲8.2% (▲0.4℃)	▲9.7% (▲1.0℃)	▲11.9% (0.5℃)	▲13.1% (▲1.3℃)
<今夏> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	①483 ②9/18 ③30.5℃	①1,364 ②8/22 ③34.8℃	①5,078 ②8/30 ③35.0℃	①2,478 ②7/27 ③36.6℃	①2,682 ②8/3 ③36.4℃	①526 ②8/22 ③35.9℃	①1,085 ②8/3 ③35.0℃	①526 ②8/7 ③35.5℃	①1,521 ②7/26 ③33.5℃
<一昨年夏> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	①506 ②8/31 ③32.5℃	①1,557 ②8/5 ③35.0℃	①5,999 ②7/23 ③35.7℃	①2,709 ②8/24 ③35.6℃	①3,095 ②8/19 ③36.5℃	①573 ②8/5 ③36.3℃	①1,201 ②8/20 ③36.0℃	①597 ②8/20 ③35.0℃	①1,750 ②8/20 ③34.8℃
(参考) 需要減少の対2010年比 (期間平均※2) ()は需要減少量	▲8.9% (▲43)	▲5.2% (▲75)	▲12.7% (▲762)	▲6.1% (▲155)	▲11.1% (▲306)	▲5.7% (▲30)	▲5.0% (▲53)	▲8.6% (▲45)	▲9.5% (▲146)

※1) 関西、四国、九州電力管内は7月2日(月)～9月7日(金)まで、北海道電力管内は7月23日(月)～9月14日(金)までが数値目標付節電期間。

※2) 7月2日から8月31日まで(土日祝日等を除く)の一昨年と今夏の同一気温帯等の需要の平均を比較したもの。

⁷ 北海道は最大需要日が数値目標付の節電要請期間外に発生したことに留意。

②節電の浸透

a)需要家別の取組

今夏の節電期間を通じて数値目標付の節電要請を行った北海道電力、関西電力、四国電力及び九州電力管内の需要減少の内訳を表1-4-1-1に示す。基本的には大口、小口需要家、家庭ともに1割前後の需要減となった。北海道電力管内については、家庭の需要減少が小さいが、これは冷房需要が少なく、節電を行う余地が少なかったことも一因ではないかと考えられる。

【表1-4-1-1 大口・小口・家庭別の需要実績】

<需要減少(対2010年比)について「大口需要家」・「小口需要家」・「家庭」の内訳推計※>

単位(万kW)

	北海道電力	関西電力	四国電力	九州電力
全体節電効果	▲8.9% (▲43)	▲11.1% (▲306)	▲8.6% (▲45)	▲9.5% (▲146)
大口需要家	▲15% (▲10程度)	▲13% (▲130程度)	▲9% (▲16程度)	▲8% (▲40程度)
小口需要家	▲11% (▲24程度)	▲11% (▲118程度)	▲9% (▲15程度)	▲9% (▲60程度)
家庭	▲5% (▲9程度)	▲10% (▲58程度)	▲8% (▲14程度)	▲12% (▲50程度)

(参考) <需要減少(対2010年比)について「産業用」・「業務用」・「家庭用」の内訳推計※>

単位(万kW)

	北海道電力	関西電力	四国電力	九州電力
産業用	▲13% (▲13程度)	▲12% (▲122程度)	▲7% (▲13程度)	▲7% (▲30程度)
業務用	▲11% (▲21程度)	▲11% (▲126程度)	▲10% (▲18程度)	▲10% (▲70程度)
家庭用	▲5% (▲9程度)	▲10% (▲58程度)	▲8% (▲14程度)	▲12% (▲50程度)

※7月2日から8月31日まで(土日祝日等を除く)の一昨年と今夏の同一気温帯等の需要の平均を比較したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

—図4-1-2は、需要種別で見た節電の取組内容を示す。大口、小口、家庭ともに、照明、空調が主な取組内容となっており、比較的負担が小さく継続的に効果のあるものと考えられるが、一方で、産業需要家別の電力消費比率(図5-1-3参照)から分かるように、これらの取組は削減量という観点からは、業種や業態によって大きくその効果が異なることが予想される。今回本委員会でヒアリングを行った住友電工のような製造業では、いわゆる省エネによる節電効果の割合が小さく、設備投資や休日のシフト、生産設備停止といった相応のコスト負担が伴う対策が必要となることに留意が必要である。

【図 4-1-2 需要種別の節電取組】

需要種別の節電取組

○大口、小口、家庭ともに、照明、空調が主な取組み内容。
○一部では自家発電稼働や操業シフトなどコストのかかる節電を実施。

政府アンケートの結果から抜粋

※政府アンケート(関西電力管内、複数回答)で回答が多い項目順に記載

大口 (N=169)

- ①こまめな消灯(142件)
- ②空調温度を高め(28℃等)に設定(129件)
- ②節電目標や内容を社内に啓発(129件)
- ④照明の間引き(122件)
- ⑤不在エリアの空調停止(101件)

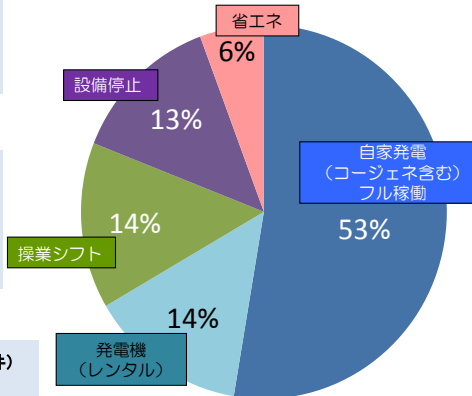
小口 (N=519)

- ①こまめな消灯(396件)
- ②空調温度を高め(28℃等)に設定(355件)
- ③照明の間引き(301件)
- ④節電目標や内容を社内に啓発(258件)
- ⑤不在エリアの空調停止(245件)

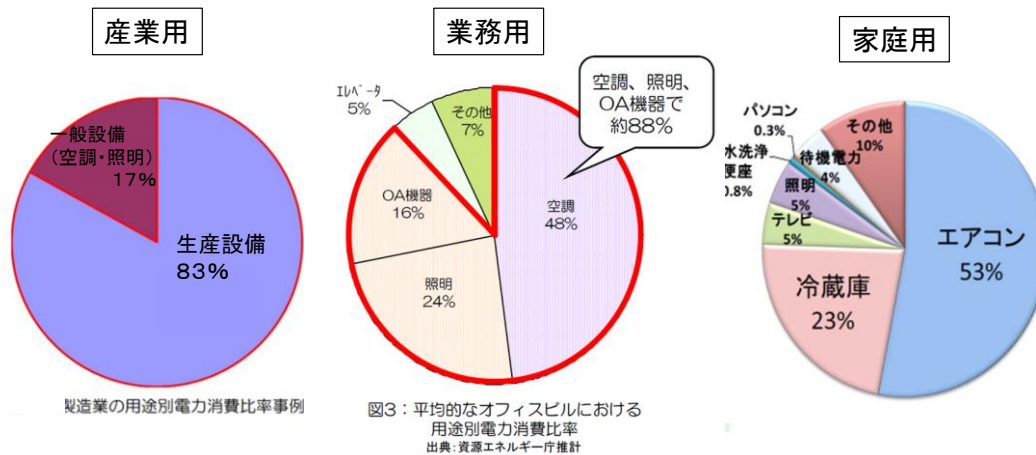
家庭 (N=1000)

- ①無理のない範囲でエアコンを消して扇風機を使用(693件)
- ②エアコンは室温28℃を心がける(663件)
- ③日中は照明を消して夜間も照明をできるだけ減らす(661件)
- ④長時間使わない機器はコンセントからプラグを抜く(544件)
- ⑤冷蔵庫の設定を強から中に替える(490件)

(参考)住友電工の取組
(第7回資料から抜粋)



【図 5-1-3 需要家別の電力使用量内訳】



平成23年11月1日
エネルギー・環境会議/電力需給に関する検討会合
資料2から抜粋

b) 節電が電力量(kWh)に与える影響

I章で示したように今夏の節電によるピーク電力需要(kW)の減少は、9電力合計で約10%程度まで進んだ。これは、いわゆる需要家の省エネへの取組に加え、ピークシフトなどの取組を総合した結果である。

こうした今夏の節電の取組が電力量(kWh)にどの程度影響したかを図1-4表1.5に示す。電力量の減少分から温度や景気影響等の要因を除いた節電による2010年度に対する今夏(7月及び8月)の電力量の減少分は、約49億kWhと減少率は6%程度となった。ピーク電力の減少割合の半分強の水準であるが、今夏の節電が電力使用量の削減にも相当の効果があつたことが想定される。

【表1.5 図1-4 今夏の節電影響 (kWh) について】

(単位: 億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計	
7月	①平成24年度 節電電力量	▲1.6	▲2.2	▲28.7	▲3.0	▲5.7	▲0.6	▲1.6	▲1.4	▲4.3	▲49.1
	②平成22年度 電力量	24.5	66.1	257.6	112.8	129.3	24.7	51.4	25.2	70.5	762.3
	節電率 (①/②)	▲6.5%	▲3.3%	▲11.1%	▲2.7%	▲4.4%	▲2.4%	▲3.1%	▲5.6%	▲6.1%	▲6.4%
8月	①平成24年度 節電電力量	▲2.5	▲2.2	▲27.0	▲3.5	▲5.1	▲0.6	▲2.1	▲1.6	▲4.4	▲49.0
	②平成22年度 電力量	25.8	74.2	277.7	121.0	146.9	26.5	57.0	27.7	84.5	841.3
	節電率 (①/②)	▲9.7%	▲3.0%	▲9.7%	▲2.9%	▲3.5%	▲2.3%	▲3.7%	▲5.8%	▲5.2%	▲5.8%

c) 需給調整契約

一般に、各需要家の省エネをはじめとする節電行動を前もって正確に予測することは難しいが、今夏の電力需要対策の中で計画的に相当量の需要減少を見込むことができたのが計画調整契約によるピークシフト対策である。図1-5表1.6に各電力管内の計画調整契約の実績を示すが、最大需要日の契約実績で529万kW(本委員会の想定より100万kW増加)、特に関西電力管内だけで155万kW(本委員会の想定より97万kW増加)の契約実績となった。関西電力においてこれだけの契約実績となったのは、①早期遡り開始による需要家の検討時間確保、②全ての大口需要家(約7,000件)に対するきめ細かな説明、③料金メニューの拡充などに加え、「計画停電を回避したい」という需要家の意向が働いたとの分析も示された。

こうした取組は、他電力においても十分に参考となる情報であり、今後の各電力における需要対策にも活用できるものと考えられることから、需給ひっ迫が予想される電力会社の管内においては、以上の取組や経験を踏まえ、計画調整契約の積み増しを図っていくべきである。なお、需給ひっ迫時に発動される随時調整契約については、今夏の発動実績はなかった。

【~~図1-5~~表1.6 各電力管内の計画調整契約の実績】

○計画調整契約の状況

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①最大需要日の契約実績	6	25	167	83	155	5	24	9	55	529
②需給検証委想定*	5	22	179	50	58	3	43	21	48	429
差分(①-②)	1	3	▲12	33	97	2	▲19	▲12	7	100
(参考)今夏契約実績	12	27	206	61	193	5	53	21	51	629

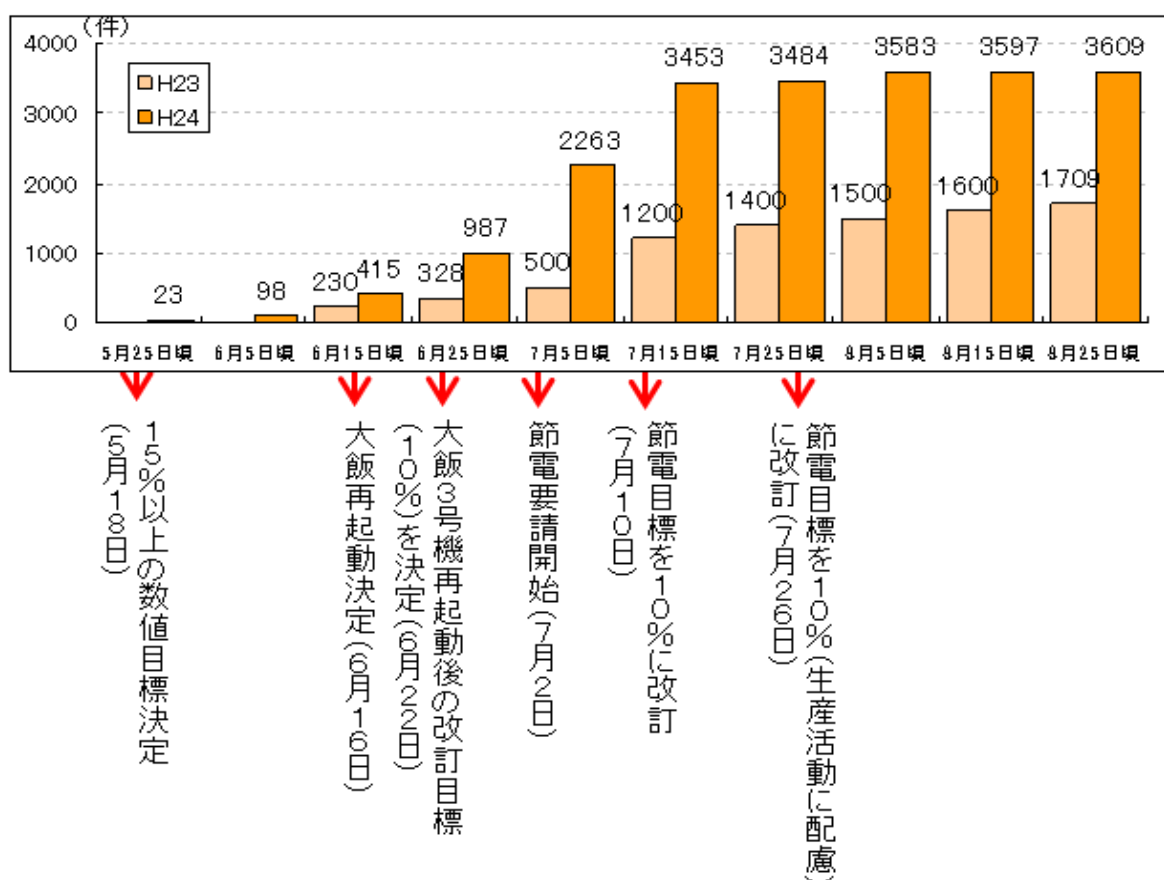
※ 需給検証委想定は平均や契約総量等のため、最大需要日の契約実績に比べ高くなる場合がある。

(参考)随時調整契約の状況

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①今夏契約実績	8	21	174	70	44	20	118	23	33	511
②需給検証委想定	9	18	166	70	37	20	115	23	33	491
差分(①-②)	▲1	3	8	0	7	0	3	0	0	20

【図6 関西電力における計画調整契約件数の推移】



d)新たな取組

東京電力及び関西電力では、今夏から新たなピーク料金メニューが導入された。新メニューの加入件数(9月末時点)は、東京電力で約2,500件、関西電力で約7,300件と件数は多くないが、例えば関西電力管内における実績が平成23年度比較で▲15%削減と相応の効果を示すなど、今後の加入者の拡大が図られれば、相当な需要対策として期待される。なお、関西電力においては、約13,000件の申込者に対し、メニューの理解を深めるため、電話や個別訪問により詳細に現状の使用形態の確認を行った結果、申し込みの取り下げが相当数あった。

このため、今後、メニューのPR方法等で改善すべき点がある可能性がある。

また、今回の本委員会でもヒアリングを実施したが、アグリゲーターを活用したデマンド・レスポンス・サービスの導入も始まっており、試験的な実施においては、基準値の取り方に課題はあるものの、を含めてほぼ契約どおりの需要抑制効果があるとの報告も行われた。また、関西電力では、アグリゲーター

等の活用、ネガワットプラン、管外の需要家とのネガワット取引などの取組を行ったことも報告された。

こうした需要面での対策は、料金の設定、契約の条件、周知の方法などの工夫により、さらなる効果が期待されることから、今後、メニューの内容やPR方法等で改善すべき点がある可能性がある。

また、新たな取組も始まりつつある。例えば、電力会社による自家発電の買い取り分を需要家の節電とみなす指針（昨年11月）などの効果により、自家発電を保有する需要家が50箇所を超える需要地で節電みなしに取り組んだとの報告があった⁸。

③e)各対策の費用対効果について

今夏の極めて厳しい需給状況の中で、関西電力を中心に様々な需要・供給面での対策が実施されてきたが、持続可能な対策の見極めが必要である等の理由から、対策の実施に当たっては、費用対効果にも留意すべきとの指摘があった。

費用対効果については、検証に必要な情報の一部が経営に関わるものであるため限られた情報提供しか見込まれないことに加え、発電側のコストとの比較の考え方や需給ひっ迫の状況、節電意識などによりその評価が大きく異なることに留意が必要である。特に、電力需給の大幅なひっ迫が見込まれる状況では、その時点での発電コストが非常に高いかあるいは更に発電するコストが無限大となる場合もあるので、この値をもって経済性があるのかないのかというのは判断できないとの指摘もあった。こうした前提の下、表17に示す関西電力の需要対策については毎の費用対効果の高いものも見られる。が議論された（図1-6参照）。上述した制約がある中で、一定の需要対策のコスト比較の端緒ともなるものであり、こうした費用対効果の分析の下に、適切な需要対策が行われる必要がある。

⁸節電みなしの対象となる需要の最大値を単純に合計した場合、約7万kW程度。ただし、これらは需要削減ではなく、需要家による供給力の増加としての効果を有する。

【~~図1-6~~表1-7 関西電力の費用対効果分析】

	需要側の取組み						供給側
	法人					家庭	
	随時調整契約	計画調整契約	デマンドカットプラン	ネガワットプラン(入札)	BEMSアグリゲーターの活用	節電トライアル	
削減効果(kW)	約44万kW ※1	約193万kW ※2	約59万kW	約12万kW ※3	約0.5万kW ※5	約1万kW	約45万kW
総コスト(円)	約40億円	約150億円	約10億円	0 (発動実績なし)	—	約1.5億円	再稼動に要した費用 約200億円 ※8
円/kW	約710円/kW	約800円/kW	約1,000円/kW	—	—	— (約250円/kW) ※7	
円/kWh	約143円/kWh	約40円/kWh	約17円/kWh	— ※4	— ※6	約13円/kWh	

※1: 随時調整契約の削減効果(kW)は、契約値(瞬時調整特約:約36万kWと通告調整特約:約8万kWの合計)

※2: 計画調整契約の削減効果(kW)は、日・時間毎の契約調整電力合計値の最大値

※3: 契約電力の合計値

※4: 発動実績がなく評価不可

※5: BEMSアグリゲーターの活用における削減効果(kW)は16事業者の契約調整電力の合計値

※6: 個別契約に基づいたものであり、また、アグリゲーターとその顧客との契約にも影響する可能性があり(参考価格の提示を含め)開示不可

※7: 使用量(kWh)の削減率を評価する施策であるが、平日60日(20日×3ヶ月)に負荷抑制した場合を想定し試算した1日あたりの数値

※8: 稼働率や今後の使用年数などの諸条件により大きく異なり、単価の評価は困難

なお、今夏節電要請期間におけるJEPXシステムプライスの最高値は約40円/kWh

(注1)随時調整契約、計画調整契約、デマンドカットプランの単価については、複数あるメニューのうち契約数が多いものを例示。

(注2)各種取組みの費用には管理費を含まない。

(参考)需給調整契約等の費用対効果(算定の考え方)

	算定の考え方
随時調整契約	・割引単価(瞬時調整特約(割引額は20回発動することを前提)、通告調整契約(割引額は1回発動の都度発生)) 約710円/kW・回 ※1回当たり5時間を上限 ・kWhベースでの割引単価水準 約143円/kW・時(≒割引単価約710円/kW・回÷5時間) ※1回当たり5時間需要抑制した場合
計画調整契約	・割引単価(ピーク時間調整特約) 約800円/kW・時間・月 ※ピーク時間において、1時間需要を抑制することを1ヶ月(平日20日間)継続した場合の割引単価 ・kWhベースでの割引単価水準 約40円/kW・時(≒割引単価約800円/kW・時間・月÷20日) ※ピーク時間において、1時間需要を抑制し、1ヶ月間継続した場合、平日20日で延べ20時間抑制した場合
デマンドカットプラン	・割引単価<業務用の場合> 約1,000円/kW・月 ※前年同月の最大需要電力から当月の最大需要電力を差し引きし、最大需要電力を1kW抑制した場合の割引単価 ・kWhベースでの割引単価水準 約17円/kW・時(≒割引単価約1,000円/kW÷20日÷3時間) ※平日20日間、3時間(13時~16時)負荷抑制した場合
節電トライアル	・必要費用 約1.5億円 (QUOカード購入費用等) ・削減効果(kW) 約10,000kW [≒(約14%(トライアル申込者H23年度比削減率(※1)) - 約6%(家庭用全体H23年度比削減率)) × 約700W(700万kW: H23ピーク時kW/1000万: 家庭用口数(※2)) × 約196,000件(申込者数)] ・削減効果(kWh) 約11,000MWh [≒(約264万kWh(トライアル申込者H23年度使用量合計) - 約245万kWh(トライアル申込者H24年度使用量合計)) × 約0.57[(7%: トライアル申込者の節電効果 - 3%: 家庭用全体の節電効果) ÷ 7%]] ・kWベースでの必要費用(1日あたり) 約250円/kW・日(≒必要費用約1.5億円÷約10,000kW÷3ヶ月÷20日) ・kWhベースでの必要費用 約13円/kW・時(≒必要費用約1.5億円÷約11,000MWh)

(4)今夏の需給に関するまとめ

以上、本委員会が行った今夏の電力需給想定と実績との差異について検証を行ったが、今後の電力需給見通しに対する示唆となるものも多く存在した。供給・需要の両面から、今夏の需給検証結果のポイントを以下に示す。

①供給面

- 火力発電について、供給力減少の主要因となる計画外停止は、ある程度は避けられないものの、巡回点検の強化などにより一定の減少効果が認められる。
- 水力発電については、全国的にはほぼ想定レベルとなったものの、中西日本では発電量が多かったのに対し、東日本では少雨のため想定よりも発電量を下回地域による差が大きくなることから、今夏の保守的に見積もりの考え方（1か月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価する方法）は妥当と判断される必要がある。
- 太陽光発電については、想定より設備の増加が多かったこと、日射量に恵まれたことにより、実績が想定を上回った。今後、固定価格買取制度の導入効果により、更なる設備導入の拡大・発電量が向上する可能性があり、来夏以降の想定を考える際には留意する必要がある。
- 広域での電力融通については、従来よりも円滑に融通を行う仕組みも構築され、想定以上の融通実績となった。今後の安定かつ有効な供給力確保手段となりうる。

②需要面

- 数値目標付の節電要請を行ったこと等から、需要家が節電に取り組んだことにより、全国的に想定以上の節電が行われた。節電の主たる内容は、大口、小口、家庭のいずれも、照明（間引き、こまめな消灯、LED等への切替など）や空調（高めの設定温度、不在エリアの空調停止、扇風機の利用など）であり、大きな負担を伴う無理な節電である場合を除き、これを継続しようとの意識があれば、引き続き需要抑制が行われるものと想定される。したがって、こうした節電意識の継続状況を今後の節電見通しに反映していくことが重要である。

なお、これらの節電行為は、産業の様態によってその効果が大きく異なる場合があり、例えば、製造業のように電力使用の相当部分を製造設備の稼動に利用する業態の場合には、節電効果も小さくなることに留意が必要である。

また、節電の効果などについて、より正確な見通しを得るために、今後のアンケートの設問を統一するなどの工夫や丁寧な分析が必要と考えられる。

- 今夏、関西電力において、計画調整契約の大幅な積み増しが実現された。こ

これは、節電目標を示した上で、早期態勢開始やきめ細やかな説明などの関西電力の取組に加え、「計画停電を回避したい」という需要家の意向が働いたものと考えられるが、需給ひっ迫が予想される電力会社は、今夏の関西電力の取組を参考にすべきである。

- デマンドレスポンス等の需要をコントロールする新たな取組の効果や、調整電力を正当に評価すできる基準値の~~日~~の設定などの検討課題が明らかになりつつある。これら取組への参加者を更に増やし、実績を積むことで需要対策の有力な手段となる可能性がある。
- 一昨年ほどではないが、今夏は全国的に猛暑となった。今後の需給見通しにおいても、平年並みではなく、猛暑や厳寒などのリスクサイドで評価する必要がある。

II 章 今冬の電力需給見通し

1. 今冬の見通しと需給ギャップ

今冬の各電力会社管内における需給見通しを【~~図1-7表18~~】に示す。~~今夏までに、需要家による節電がより定着してきたこと等を踏まえ、~~冬季に最も需要が大きくなる来年1月及び2月における各電力管内における需給の見通しは、いずれも瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しとなった。これは、今夏までに需要家による節電がより定着してきたことが大きいが、火力発電所等の計画外停止が発生するリスクがあり、引き続き、予断を許さない状況にあることに留意する必要がある。

北海道電力管内~~についても~~では、需給バランスが最も厳しい来年2月の予備率は最低限必要な3%を上回り、5.8%となるを確保できる見通しであるが、一機基の発電所の計画外停止が需給全体に与える影響が大きいこと（例えば最大である苫東厚真火力発電所4号機（70万kW）が脱落すれば、予備率12.4%の喪失となる）、かつ、他社からの電力融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活等に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性を踏まえる必要がある。

【~~図1-7表18~~】 今冬の各電力会社管内の需給見通し】

【12月】

(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	7,348	607	1,440	5,301	8,583	2,350	2,596	523	1,126	556	1,432	15,931
最大電力需要	6,582	563	1,359	4,660	8,096	2,253	2,445	489	1,010	510	1,389	14,678
供給－需要 (予備率)	766 (11.6%)	44 (7.8%)	81 (6.0%)	641 (13.8%)	487 (6.0%)	97 (4.3%)	151 (6.2%)	34 (6.9%)	116 (11.5%)	46 (9.0%)	43 (3.1%)	1,253 (8.5%)

【1月】

(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	7,534	601	1,505	5,428	9,017	2,480	2,670	557	1,165	556	1,589	16,551
最大電力需要	7,021	563	1,408	5,050	8,566	2,367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,587
供給－需要 (予備率)	513 (7.3%)	38 (6.7%)	97 (6.9%)	378 (7.5%)	451 (5.3%)	113 (4.8%)	133 (5.2%)	38 (7.3%)	69 (6.3%)	46 (9.0%)	52 (3.4%)	964 (6.2%)

【2月】

(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	7,597	596	1,477	5,524	9,050	2,524	2,642	562	1,181	557	1,584	16,647
最大電力需要	7,005	563	1,392	5,050	8,566	2,367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,571
供給－需要 (予備率)	592 (8.5%)	33 (5.8%)	85 (6.1%)	474 (9.4%)	484 (5.7%)	157 (6.6%)	105 (4.1%)	43 (8.3%)	85 (7.7%)	47 (9.1%)	47 (3.1%)	1,076 (6.9%)

【3月】

(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	7,293	580	1,442	5,271	8,564	2,531	2,456	522	1,121	502	1,432	15,857
最大電力需要	6,562	536	1,276	4,750	7,817	2,232	2,339	487	1,002	455	1,302	14,379
供給－需要 (予備率)	731 (11.1%)	44 (8.2%)	166 (13.0%)	521 (11.0%)	747 (9.6%)	299 (13.4%)	117 (5.0%)	35 (7.1%)	119 (11.9%)	47 (10.3%)	130 (10.0%)	1,478 (10.3%)

2. 供給力

9 電力の供給力の合計（想定）は、来年1月で1億6,551万kW、2月で1億6,647万kWである。東日本大震災以前の一昨年年の冬と比べると▲約1,000万kWの減少となり、昨冬(1億6,541万kW)と同程度をの供給力となる見込みである。原子力発電による供給力が昨冬に比べて▲198万kW減少する中で、主として火力発電による供給増(+465～+582万kW)が、これを補う。

なお、北海道電力管内では、昨冬及び一昨年年の冬に比べ原子力発電の供給分が▲約100万kW減少するのに対し、主として火力発電による供給増(+30～40万kW)により、昨冬の621万kW（融通前）に比べ▲20万kW程度の範囲内の供給力の減少にとどまる。ただし、厳寒であった一昨年に比べると▲70万kW～▲80万kWの供給力の減少となる。

(1)火力

火力発電は、全国で昨冬より約500万kWの供給力増加となることが想定されている。北海道電力管内においても、緊急設置電源や自家発電の買取により24万kW、既存火力の出力増加により12万kWの増加を見込んでいる。

①定期検査

各社ともに予備率3%を確保される見込みであるため、来夏の供給信頼性確保のために、今夏繰り延べた火力の定期検査等を今冬にも実施する予定（7社計49機基、合計1,686万kW）である。なお、北海道電力及び四国電力については、来年1月、2月に火力発電の定期検査は予定されていない。

②長期停止・被災火力

震災以降、今夏までに長期停止火力の再稼動が実施されてきたが（6社で10機基）、今夏から今冬にかけての追加分は予定されていない（表19参照）。主要設備の腐食や肉厚薄化が進んでいるケースもあり、再稼動までに2年以上を要するものと見込まれている（表20参照）。

被災した火力発電については、これ今夏までに東京電力と東北電力においてそれぞれ14機（1055万kW）、3機（105万kW）の19基が再稼動した（表21参照）。今冬には、東北電力の原町火力の2機基分（200万kW）が試運転ではあるが供給力として追加される見込みで、来年4月までに営業運転が開始される予定である（試運転が今年11月下旬以降順次開始され、試運転段階ではあるが新增設ではなく、既設と同様の設備に復旧するため、その発電電力は供給力として見込む。）。

【表19 既に再稼働している長期停止火力】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	39年
東京電力	横須賀1号GT	3万kW	軽油	40年
	横須賀2号GT	14万kW	都市ガス・軽油	4年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	47年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	15年
	武豊2号機	38万kW	石油	39年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	42年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	43年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	40年

※設置は平成4年

【表20 再稼働までに2年以上かかる長期停止火力発電所】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	42～45年	2～7年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	10年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	47年	4年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	41年	7～13年 (H25廃止予定)	空気予熱器エレメント腐食等の修理に1年以上必要。1～4号機はリフレッシュ計画に伴い平成25年度廃止(1号10年12月、2号17年3月から運転停止中)。26年度に7号系列着工予定
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	35年	7年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	22～23年	8～11年	
中国電力	大崎発電所1-1号機	26万kW	石炭	11年	10ヶ月	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	49年	10年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	41,39年	8年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要
	大分1・2号機	各25万kW	石油	43,42年	10年 (H24廃止予定)	ボイラー、風煙道の腐食が進み、設備劣化状況の詳細調査、部品調達、補修工事等に2年以上必要。平成24年度廃止予定(H14年4月から運転停止中)

【表 2 1 既に復旧している（又は今後、復旧する）被災火力】

電力会社	発電所・号機	出力	種別
東北電力	八戸3号機	25万kW	石油
	仙台4号機	45万kW	LNG
	新仙台1号機	35万kW	石油
	原町1・2号機	各100万kW (今冬は試運転出力として計上)	石炭
東京電力	常陸那珂1号機	100万kW	石炭
	東扇島1号機	100万kW	LNG
	大井2号機	35万kW	石油
	広野1～4号機	3,4号:100万kW 1,2号:60万kW	石油
	広野5号機	60万kW	石炭
	鹿島1～6号機	1～4号:60万kW 5,6号:100万kW	石油

③自家発電・増出力・緊急設置・新設電源

図1-8表2.2に今冬の火力の増出力見込み分を示す。増出力は、過負荷運転や石炭種の変更、重油の専焼等により行われるが、全国で158万kWの供給力の増加を見込んでいる。

また、緊急設置電源については、震災以降、東北電力や東京電力管内を中心に導入され、全国で377万kWの供給力を見込む(図1-9表2.3参照)。納期やインフラ面での制約等から全国的には殆ど増加しないが、北海道電力管内においては、今冬に7万kW分の新たな設置を見込んでいる。

新設火力については、2013年7月運転開始予定の上越2号系列第1軸(59.5万kW)⁹、2013年10月運転開始予定の姫路第二1号機(48.7万kW)がその6～10ヵ月前前後から試運転を行う予定であるが、新設火力の試運転は、出力の急激な変化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が難しく、現時点では今冬の供給力としては見込めない。

【図1-8表2.2 火力の増出力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	4万kW	12万kW	85万kW	9万kW	20万kW	4万kW	7万kW	2万kW	15万kW	158万kW

⁹ 2013年1月運転開始予定の中部電力上越1号系列第2軸(59.5万kW)は、本年5月より試運転を行ったが、ガスタービン1台の空気圧縮機が損傷し、今夏は1ヵ月程度停止した。よってこうしたこともあり、新增設の運転開始前の試運転火力を安定した供給力として計上することは困難。

【~~図1-9~~表2.3 緊急設置電源の活用見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	95万kW	259万kW	-	7万kW	-	-	-	1万kW	377万kW

(2)水力・揚水発電

水力発電の供給力については、本委員会が今夏に行った想定を考え方を踏襲し、安定的に見込める出力を評価する観点から、過去30年間の出水状況から、出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価を行う。今冬では、全国で約1,000万kWの供給力(1月)を見込む（表2.4参照）が、今夏の検証結果を踏まえると、地域によっては、実績が想定を下回る可能性があることに留意が必要である。

揚水発電については、冬季は夏季に比べ、ピーク需要が朝から夜にかけて長くな~~だらかに減少する~~傾向となるため、昼間の放水時間が長くなり、設備容量並の~~発電供給力~~は期待できない。今冬の供給力として1,762万kW(1月)と昨冬並みを見込む。

【~~図2-0~~表2.4 水力の供給力見込み（1月）】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
水力	76万kW	125万kW	198万kW	93万kW	214万kW	117万kW	50万kW	45万kW	84万kW	1002万kW

※但し、今夏の結果を踏まえると、地域によって、見込みと実績の間に差分が生じる可能性がある。

(3)再生可能エネルギー（太陽光、地熱）

冬季は、需要のピークが朝方又は夕方になることが多いため、太陽光発電は供給力として見込まない。なお、地熱発電は、昨冬より+2万kWと微増を見込む。

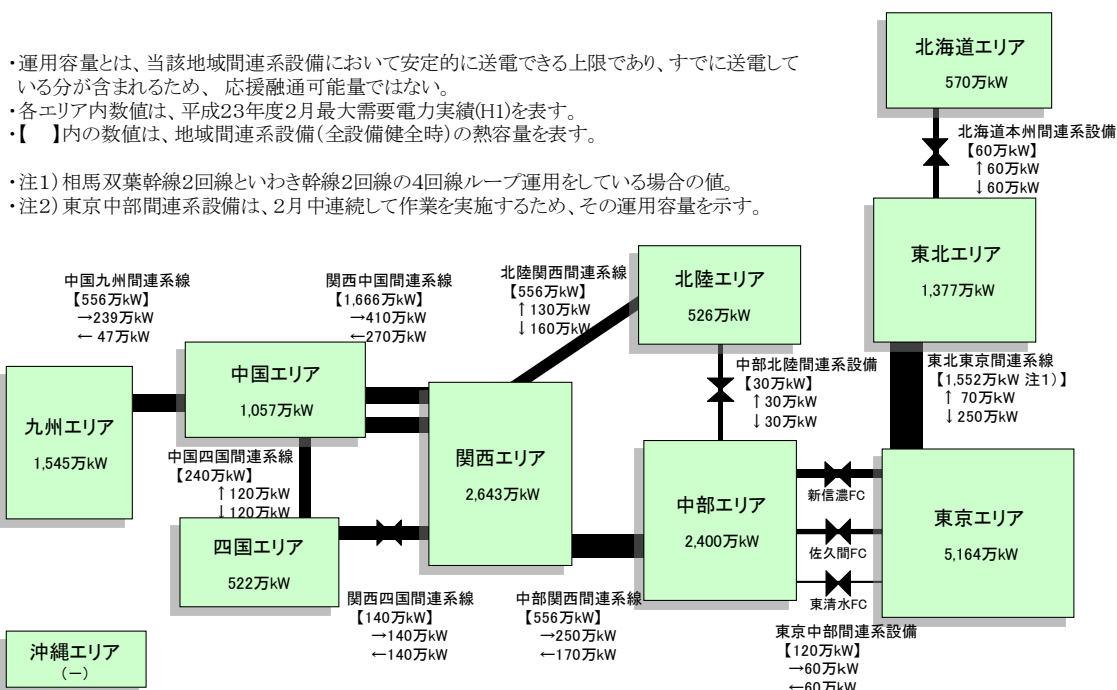
(4)電力融通

中西日本6社の電力管内において九州電力向け(76万kW分)の電力融通を~~含め見込んだ結果~~、九州電力の予備率は3.1%を見込んでいる。

電力融通は、需給ひっ迫時の追加的な電力供給源として重要となるが、~~図7-2-1~~に示すとおり、本州と北海道電力管内を結ぶ北本連系設備の容量は、最大60万kWにとどまり、発電所の計画外停止が発生した場合に、これを補うだけの十分な電力融通ができない可能性があること、北本連系設備自体の脱落リスクがあること等の脆弱性があることに留意が必要である。

【図 7-2-1 全国系統の概念図地域間連系線の現状】

全国系統の概念図および平成24年度(2月平日昼間帯)における運用容量算定結果



3. 需要

今冬の需要は、来年1月に1億5,587万kW、2月に1億5,571万kWを見込み、これは数値目標付の節電要請を行った昨冬に比べて約100万kWの増加、一昨冬と比較すると約300万kW程度減少する見込みである。

(1)需要見通しの主要要素

今冬の需要想定においては、今夏と同様に、①経済影響等、②気温影響、③節電影響を変動要因として見込む。

①経済影響等については、主要シンクタンクの経済見通しや、各電力管内の工場・スーパーの新規出店・撤退、契約口数の増減等から推計を行った。この結果、新電力への離脱影響を含む景気影響等による需要変化は、2010年度に比べ、171万kWの増加を見込む(表2.5 図2.2参照)。②気温影響については、厳寒であった昨冬並を想定する。ただし、北海道電力管内については、保守的に見積もるため、昨冬よりも厳寒であった一昨冬並を想定する。

【表2.5 図2.2 今冬の電力需要に対する景気影響等について】

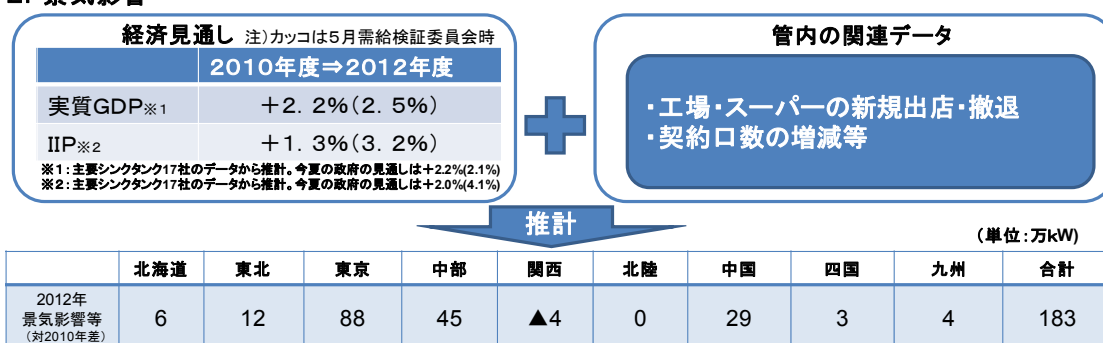
1. 景気影響等

・2. 景気影響+3. 新電力の効果の合計は以下の通り。

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
景気影響等 (対2010年差)	4	11	86	36	8	0	21	1	4	171

2. 景気影響



3. 新電力への離脱影響

・上記に加え、新電力への離脱の影響については以下の通り。

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
新電力への 離脱影響 (対2010年差)	▲2	▲1	▲2	▲9	12	0	▲8	▲2	0	▲12

(2)節電

①基本的考え方と節電見込み

I章の今夏の節電を踏まえた定着節電の増加を見込む。今冬の定着節電については、今夏の需要想定を行った方法と同様の方式により算出する。すなわち、政府又は各電力会社が需要家に行ったアンケート調査¹⁰の中の今後の節電の継続率（今後節電を継続しても良いという需要家の割合）を基に、今夏の定着節電分を算出し、昨夏から今夏の定着節電量の伸び率を算出。この値を昨冬の節電実績に乗じて、これを今冬の定着節電量の想定とした（図8、表2.6-2.3参照）。

なお、夏季に比べ冬季は節電余地が小さいと考えられること等の理由から、昨夏から今夏の定着節電の伸び率ほどは、昨冬から今冬の定着節電の伸び率は見込めないのではないかとの指摘もあったが、今夏の定着節電から今冬に継続する節電を分野別に算出して妥当かどうか確認した結果、概ね妥当と考えられるため、当該手法を今夏同様採用する。

また、政府や電力会社が実施するアンケート調査については、今後の節電の

¹⁰ アンケート調査は政府によるものと電力会社によるものがある場合、より高い定着節電率となる方を採用。

継続可能性を判断する重要な材料であり、各電力会社間で比較も可能なように、アンケート項目のうち節電の継続可能性に関する部分については、内容を統一すべきである。

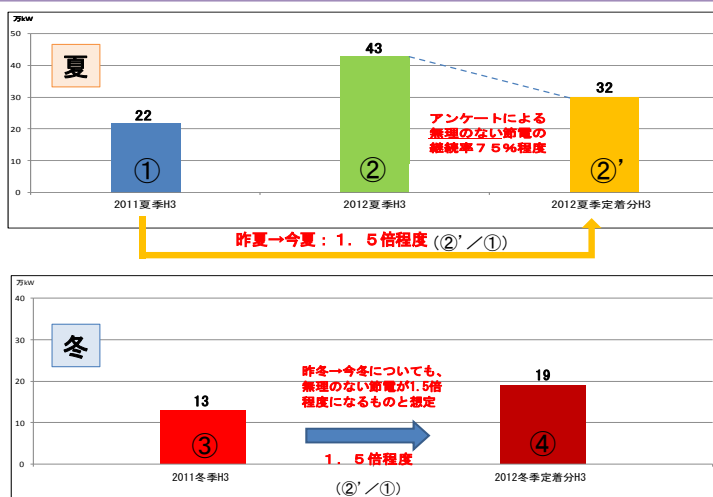
【~~図 8-2-3~~ 今冬の節電見込みの考え方】

電力会社による今冬の節電見込みの考え方

- 今冬の需要見通しについては、今夏並みの節電の取り組みが行われる場合、基本的に今冬の定着節電は昨冬と比べ、増加。
- 今冬の定着節電については、原則として以下の手法により算出。
 - (1) 今夏の節電実績②について、今後の継続率(アンケート調査)より今夏の定着節電分②'を算出。
 - (2) 昨夏の節電実績①と今後の定着節電分②'より、昨夏から今夏の伸び率(②' / ①)を算出
 - (3) 昨冬の節電実績③にこの伸び率(②' / ①)を乗じて、今冬の定着節電④を算出。

例) 北海道電力

- (1) 北海道の今夏の節電実績は▲43万kWですが、これは数値目標▲7%を実施した結果なので、数値目標がない場合の今後の継続率75%(アンケート結果)をかけて、定着分を▲32と算出。
- (2) 昨夏の節電実績は▲22万kWなので、昨夏から今夏の伸び率は1.5倍程度(▲32 ÷ ▲22)となります。
- (3) この伸び率を昨冬の節電実績▲13万kWに乗じて、今夏の節電効果▲19万kWを算出



【表 2 6 図 2-4 各電力会社管内における今冬の節電見込み】

電力会社による今冬の節電見込み(H3ベース)

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①昨夏(実績)	22 [▲4.3%]	110 [▲7.4%] ※▲15%	870 [▲14.5%] ※▲15%	120(114)注4 [▲4.4%](▲4.2%)	190 [▲8.1%] ※▲10%	30(24)注4 [▲5.2%](▲4.2%)	34 [▲2.8%]	16 [▲2.7%]	123 [▲7.0%]
②今夏(実績)	43 [▲8.5%] ※▲7%	80 [▲5.4%]	795 [▲13.3%]	200(155)注4 [▲7.4%](▲5.7%) ※▲5→0%	368 [▲11.9%] ※▲15→10%	27(30)注4 [▲4.7%](▲5.2%) ※▲5→0%	52 [▲4.3%] ※▲5→0%	45 [▲7.5%] ※▲7→5%	189 [▲10.8%] ※▲10%
備考	①数値目標 ▲7%実施により、節電意識が向上。	③昨夏は使用制限令実施、一部の節電が定着。	③昨夏は使用制限令実施、一部の節電が定着。	②数値目標付きの節電協力要請により、節電意識が向上。	①数値目標 ▲10%実施により、節電意識が向上。	②数値目標付きの節電協力要請により、節電意識が向上。	②数値目標付きの節電協力要請により、節電意識が向上。	①数値目標 ▲7%実施により、節電意識が向上。	①数値目標 ▲10%実施により、節電意識が向上。
(②)うち、定着分)	32 [▲6.3%]	50 [▲3.4%]	795 [▲13.3%]	(140)注4 [▲5.2%]	249 [▲8.0%]	(27)注4 [▲4.7%]	37 [▲3.1%]	31 [▲5.2%]	141 [▲8.1%]
アンケート	○今後の継続率約75%	○昨夏の節電うち、定着分5割程度(50)。○今夏の節電実績のうち、今後の継続率7割(50)	○昨夏の節電率9割、今夏節電率9割と同程度。○昨冬の節電率7割、今冬に取り組む7割と同程度。	○今後の継続率90%	○今夏の継続率68%	○今後の継続率90%	○今後の継続率71%	○今後の継続率69%	○今後の継続率75%
伸び率(②/①)	1.5倍	横ばい ※昨夏、使用制限令実施のため、アンケートから昨夏の節電実績を定着分に精正し、伸び率を算出	横ばい ※昨夏、使用制限令実施のため、アンケート(昨夏と今夏の節電率)から、伸び率を算出。	1.2倍 ※伸び率は平日平均を採用(昨夏H3は計画調整幅が極端に少ない(10万kW)自工会体業予定日に発生のため、H3の伸び率が異常値と異なるため)	1.31倍	1.1倍 ※伸び率は平日平均を採用(昨夏は自工会の休日シフト等により、H3の伸び率が異常値となったため)	1.1倍	1.9倍	1.15倍
昨冬(実績)	13 [▲2.2%]	30 [▲2.2%]	256 [▲5.0%]	63 [▲2.7%]	113 [▲4.2%] ※▲10%	16 [▲3.0%]	15 [▲1.4%]	14 [▲2.7%]	87(60)注3 [▲5.7%](▲3.9%) ※▲5%
今冬(見込み)	19 [▲3.3%]	30 [▲2.2%]	256 [▲5.0%]	65 [▲2.8%]	148 [▲5.6%]	18 [▲3.4%]	16 [▲1.5%]	27 [▲5.2%]	69 [▲4.5%]
備考	①昨冬の節電実績を上回る。	③昨冬と同程度。	③昨冬と同程度。	②昨冬の節電実績を上回る。	②昨冬の節電実績を上回る。	②昨冬の節電実績を上回る。	②昨冬の節電実績を上回る。	①昨冬の節電実績を上回る。	②昨冬の節電実績を上回る。

注1 []は2010年度最大需要比の節電率 注2 ※は数値目標付きの節電要請の値 注3 昨夏は数値目標無し節電のため、昨冬の節電幅を数値目標無し期間に補正 注4 平日平均

②需給調整契約

今冬については、いずれの電力管内においても今夏ほど厳しい需給ギャップが発生しない見込みとなっており、計画調整契約による需要対策は今夏ほどは見込まれていない。ただし、より厳しい想定外の需給状況に対応するための随時調整契約については一定量見込まれており、全国で497万kW(実効分で326万kW)となっている(表2.7参照)。計画調整契約や随時調整契約は、ピークカットやピークシフトをはじめ、需給がひっ迫した際の電力需要抑制策として有力な手段となりつつあると言える。

【表 2 7 図 2-5 今冬の需給調整契約】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	10万kW (6)	15万kW (5)	0万kW (0)	0万kW (0)	0万kW (0)	1万kW (1)	0万kW (0)	0万kW (0)	19万kW (12)	45万kW (24)
随時調整契約電力	7万kW (1)	21万kW (2)	172万kW (8)	70万kW	36万kW	20万kW (1)	115万kW	23万kW	33万kW	497万kW (12)
(実効分)	5万kW	14万kW	100万kW	74万kW	27万kW	15万kW	67万kW	0万kW	24万kW	326万kW

※ ()は自家発調整
※ 自家発調整:需要家の自家発電設備の焚き増しにより、電力需要の抑制を行う需給調整契約

4. 北海道の特殊性

(1) 冬季の特徴と停電影響

冬季の北海道においては、融雪・暖房機器が一日を通じて稼働していること等により、夏季と比べても最大電力で15%程度電力需要が増加する傾向がある。暖房については、電力以外の灯油やガスによるものも多いが、これら暖房機器でも送風ファンや給油ポンプなどに電気を使用しており、停電の影響は他の季節よりも大きい。また、水道管や道路などに敷設されているヒーター等の凍結・積雪対策に必要な電力が一時的にでも絶たれると、水分の凍結や路面状況の悪化により、ライフラインの維持に支障を来すおそれがある。このように、冬季の北海道における電力は、生活や経済活動にとって特に欠かすことのできないものである。このため、節電や需給調整契約の積み増し、ネガワット取引の拡大、政府の支援も活用した自家発電設備の活用などの需要面の対策や、自家発電からの電力購入などの供給面の対策を、生活や経済活動への影響が少ない形で行うとともに、発電設備や送電設備の保守・保全を徹底的に行い、停電に至るリスクを徹底的に低減するを招くような事態は何としても回避する必要がある。

(2) 予備率と予備力

~~これまで述べてきたとおり、全国的に今冬の需給ギャップは発生せず、いずれの電力管内においても、瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率3%以上を確保できる見込みである。~~北海道電力管内においてははも、需給バランスが最も厳しい2月でも予備率5.8% (33万kW)を確保できる見込みである。¹¹

他方で、北海道電力は、全体の電力需要量に対して、発電機一機基の占める割合が大きく、これら大規模な発電機等のトラブル停止によるリスクを考慮する必要がある。仮に、最大機基である苫東厚真火力発電所4号機(70万kW)がトラブル停止すれば、予備率12.4%の喪失となり、他電力管内からの電力融通がなければ、電力需給がひっ迫する可能性がある。

~~なお~~北海道電力管内の発電所の計画外停止は、昨年度平均で31万kW/日、昨年度の最大は96万kWであった。一昨年度の平均は36万kW/日、最大は137万kW(過去15年間の最大)であった。(表2.8参照)。

¹¹ 経済産業省が10月26日に採択した自家発電設備導入促進事業費補助金により、今後北海道電力との調整が整えば、北海道電力管外より、更に、2.7万kW(予備率0.5%分)の供給力が追加される可能性がある。

【表 2 8 図 2-6 北海道電力管内の発電所の計画外停止リスク】

年度	年度最大	年度平均
2011 年度	96 万 kW	31 万 kW
2010 年度	137 万 kW	36 万 kW
2009 年度	132 万 kW	27 万 kW
2008 年度	115 万 kW	35 万 kW
2007 年度	128 万 kW	38 万 kW

(3)電力融通の制約

北海道電力と他電力とを結ぶ地域間連系線は北本連系設備 60 万 kW¹²のみであり、これを通じて最大限融通受電しても、例えば、昨年度最大級の計画外停止 (96 万 kW の電源脱落) が発生すると、予備力が▲2 万 kW¹³ (予備率▲0.4%) となる可能性がある。

また、図 7-2-1 に示したように、他の電力各社間の電力は、大容量又は複数の地域間連系線で繋がっている一方で、北本連系設備は、他地域に比べて小容量かつ一点連系となっている。このため、表 2 9 図 2-7 に示すとおり、過去にも年間数回程度の割合で発生している当該設備の停止と主力火力発電の計画外停止とが同時に発生すると、電力需給がひっ迫する可能性がある。このため、北海道においては、通常の前備率の考え方に加えて、最大機 (今冬は苫東厚真 4 号機 70 万 kW) や過去の計画外停止の状況を考慮したリスクへの対応が必要となる。

¹² 60 万 kW のうち、4 万 kW 分は既に使用しているため、北海道電力が追加的に融通を受けられるのは 56 万 kW。

¹³ 随時調整契約の発動を考慮。

【表 2.9 図 2-7 北本連系設備の停止実績（計画外停止）】

〔片極停止(▲30万kW)〕

停止期間		停止日数 (日)	火力停止・出力抑制量 (期間中最大、万kW)	火力停止・出力抑制内訳
自	至			
2009/8/10	2009/8/10	1	8	苫東厚真4出力抑制(▲8)
2009/9/19	2009/9/20	1	0	
2009/10/13	2009/10/13	1	60	苫東厚真2停止(▲60)
2009/11/10	2009/11/11	2	0	
2010/5/31	2010/6/1	1	3	IPP出力抑制(▲3)
2010/11/9	2010/11/10	1	35	伊達2停止(▲35)
2011/4/8	2011/4/9	1	30	苫小牧停止(▲25)、IPP停止(▲5)
2011/7/12	2011/7/12	1	18	奈井江1停止(▲18)
2011/8/27	2011/8/28	1	2	苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/9/2	2011/9/4	2	2	苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/9/22	2011/9/25	3	37	知内2停止(▲35)、苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2011/10/1	2011/10/2	2	15	砂川3停止(▲13)、苫小牧共同火力出力抑制(▲2)
2012/1/25	2012/4/6	67(2011年度)	60	伊達2停止(▲35)、苫小牧共同火力停止(▲25)

〔双極停止(▲60万kW)〕

停止期間		停止日数 (日)	火力停止・出力抑制量 (期間中最大、万kW)	火力停止・出力抑制内訳
自	至			
2009/8/13	2009/8/13	1	18	奈井江2停止(▲18)
2009/8/28	2009/8/28	1	0	
2009/10/23	2009/10/24	1	35	知内2停止(▲35)
2010/12/18	2010/12/18	1	26	苫小牧共同火力停止(▲25)、IPP出力抑制(▲1)
2011/3/11	2011/3/13	2 (東日本大震災)	72	苫小牧停止(▲25)、苫小牧共同火力停止(▲25) 奈井江1停止(▲18)、伊達2出力抑制(▲4)
2011/4/7	2011/4/8	1	0	

(4) リスク低減に向けた対応の方向

① 供給面の対策

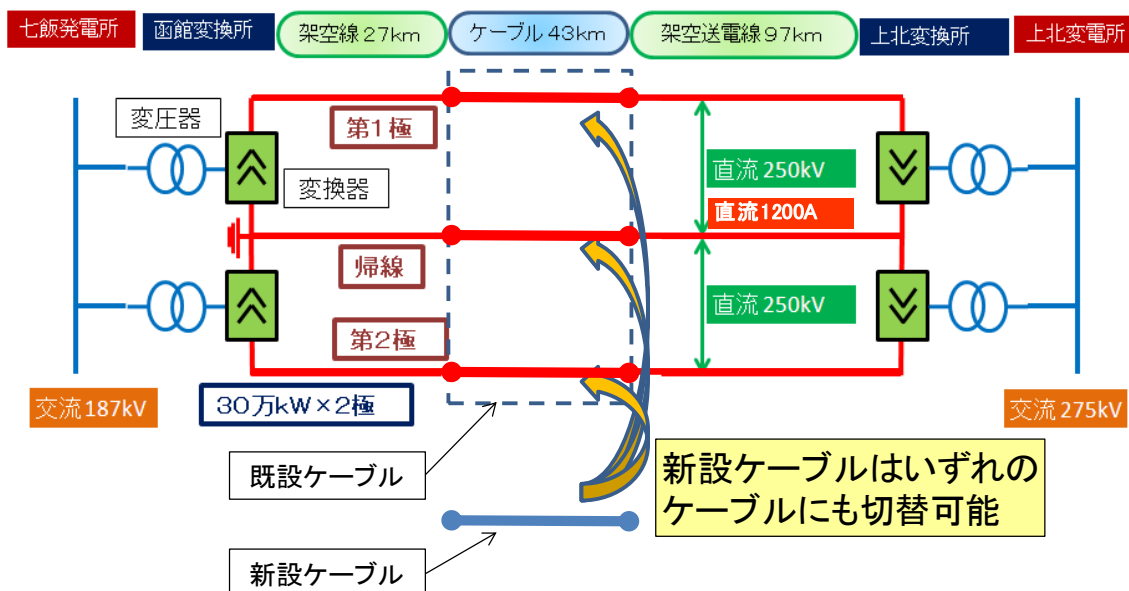
a) 北本連系設備の脱落リスクの極小化

万一、主力火力発電等の計画外停止等が発生した場合に本州から必要な電力融通が得られるように北本連系設備が常に機能することが求められる。このため、北本連系設備の脱落リスクを極小化することが必要であり、現在進められている予備ケーブルの運用が今冬の需要が増加する時期までに開始されることが不可欠である。当該予備ケーブルの敷設により、図 9-2-8に示すとおり、いずれの既存ケーブルが脱落しても 60 万 kW の送電の確保が可能となる。また、万一 2 本の既存ケーブルが脱落したとしても、容量の半分に当たる 30 万 kW の送電容量が確保可能となる。現在、12 月初旬の運用開始に向けて準備が進められているが、円滑な予備ケーブルの運用開始に万全を期すことが不可欠である。特に、北本連系設備は今冬の北海道の電力需給の安定化にはなくてはならないものであり、制御装置の動作改善、ソフトウェア改修、故障時に備えた予備品の確保、機器の冷却対策、劣化した架空線の張り替え、碍子の交換などを行う。

また、ハード面だけでなく、これを運用・管理する人員等の充実は、円滑な運用や万一の場合の臨機応変な対応には重要となる。北本連系設備に限らず、

北海道電力によれば、トラブル発生時に備えたメーカー技術員の常駐や保安体制の強化を検討しているとの報告があるが、ハード・ソフト両面からの体制整備を油断なく進めていくことが求められる。

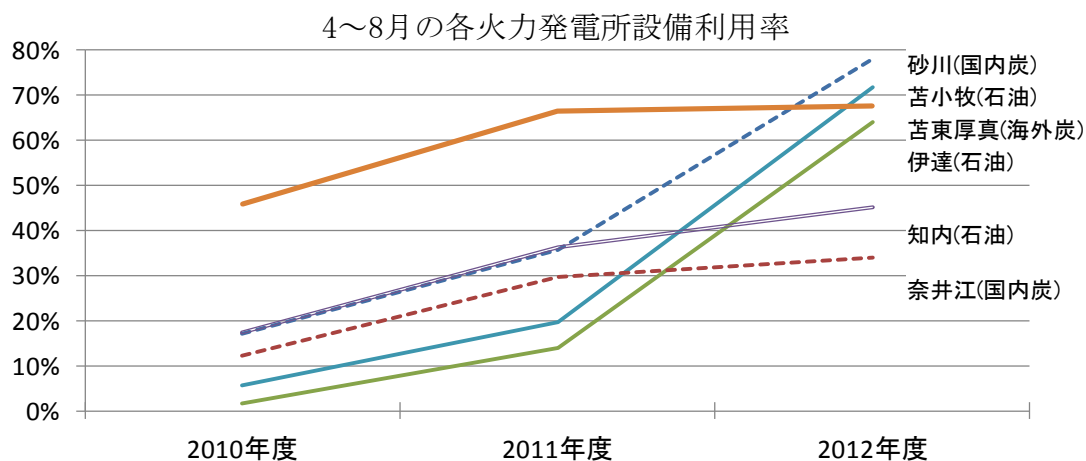
【図 9-2-8 北本連系設備－海底ケーブル予備線敷設の効果】



b) 発電設備等の保全・補修の徹底

第 1 章における今夏のフォローアップにおいて、発電設備の老朽化と故障率との間には明確な相関は認められなかった。ただ、図 10-2-9 に示すとおり、従来あまり稼働していなかった老朽火力についても、相当程度の稼働率で活運用されており、今後どのような事態が生ずるかを前もって予測することは困難である。北海道電力からの報告によれば、ほぼ全ての火力発電所の補修・点検作業を 11 月までに完了するよう対策を講じているとの報告があった。こうした発電設備の冬季対策を着実に完了することに加え、a) 北本連系設備でも指摘したように、巡回点検の強化等による運用・保守管理体制の強化を行うことにより、ハード・ソフト両面からの万全な準備を行うことが不可欠である。

【~~図 10-2-9~~ 火力発電所の設備利用率の状況(4～8月)】



※ 2011年6月15日～10月25日：苫東厚真2号機定期事業者検査

※ 2012年5月20日～10月22日(終了予定)：苫東厚真4号機定期事業者検査

②需要面の対策

現在北海道電力では、今冬における需要対策として、対象となり得る顧客全数を訪問する等により、需給調整契約の増加に努めているところであり、現時点で、計画調整契約で10万kW、随時調整契約で7万kW(実効分5万kW)を確保の見込みと報告されている。また、節電に対する新たな料金制度やアグリゲーターの活用などの新たな需要対策への取組も開始されている。

他方で、本委員会において、こうした取組は、規模の相違や大口需要家の比率・業種の違いなどを考慮に入れても、今夏の関西電力の取組に比べて十分なものとなっているか、また、東京電力や関西電力の取組を参考としつつ、需要抑制に向けた対応策の公募やネガワットの獲得入札などを含め、更なる努力を継続すべきとの指摘もなされた。こうした指摘をしっかり受け止め、残された期間に需要家の理解を得て新たな対策にも積極的に取り組むなど、更なる努力が求められている。

③リスクの最小化に向けて

北海道電力管内においては、需給バランスが最も厳しい2月において予備率5.8%が既に確保されとなる見通しである。また、発電所等の計画外停止等が発生する場合に備え、需給両面からのリスク低減策に万全を期すことにより、計画停電を含む非常事態が生じるリスクを最大限抑えることが必要である。

ただし、北海道電力管内に限らず他電力管内を含め、こうした万が一のリスクは存在しており、このリスクを完全にゼロにすることはできないため、平時を含め、万が一のリスクに備える必要がある。

Ⅲ章 その他

1. 電力コストへの影響とその抑制策

本年5月の本委員会において、原子力発電所が2009年並みに稼働した場合の発電電力量を火力発電で代替した場合の燃料費の増加によるコストの上昇を精査し、2011年度は約2.3兆円、2012年度は約3.1兆円の増加と試算した。今般、燃料代替によるコスト増以外にも供給力確保対策として要した緊急設置電源の設置等のコストについても試算を行うとともに、大飯発電所3、4号の再起動等の影響や直近の発電状況を踏まえて燃料費の増加によるコストの上昇や電力各社の財務状況に与える影響を再度検証し、~~電気料金上昇リスクがどのように変化しているかを検討~~する。

(1)燃料費の増加

平成24年度の燃料費の増加によるコストの上昇について、本委員会で試算した本年5月時点の試算値と直近のデータによる試算値を比較したものを図表30に示す¹⁴。大飯発電所3、4号機の再起動等により代替火力発電の減少が見込まれるが、石油火力の割合の上昇と石油及びLNG価格上昇により、5月の試算値に比べ、その試算値は約0.1兆円の増加となった。

なお、本年8月までのデータに基づき試算した原子力代替の焚き増し分の燃料比率は、石炭が153億kWh(6%)、石油が1,209億kWh(47%)、LNGが1,231億kWh(47%)となっており、5月の試算の際の燃料比率(石炭が6%、石油が43%、LNGが51%。この時の試算では、平成23年度までのデータを使用した。)に比べ、石油の割合が増加しており、これが試算値の増加に寄与していると考えられる¹⁵。

¹⁴ 本試算は、2010年度の原子力発電の発電電力量を全てを火力発電で代替したことを前提としているものの、震災後の需要抑制の結果、総発電量が減少していることから、実際には、2010年度の原子力発電の発電電力量分の全てについて火力発電で代替されていることにはならない点には留意が必要である。一方、仮に原子力発電所が停止していなければ、燃料の輸入増加による国富流出が、原子力発電の発電電力量分避けられたことになる。

¹⁵ 試算で用いた燃料単価は、LNG=11円/kWh、石油=17円/kWh、石炭=4円/kWh、原子力=1円/kWh)。

【**図表** 3 0 燃料費増加の見通し（試算）】

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			平成24年5月試算	直近試算
総コスト	約14.6兆円	約16.9兆円	約17.7兆円±α	約17.8兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円（※1）	約6.7兆円±α	約6.8兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円 ※発電実績に基づく試算	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.2兆円（※2） 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合（%）	—	約13.6%	約17.5%	約18.0%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	3.8%

※1 9社の平成23年度有価証券報告書では、9社計で2.3兆円の燃料費が増加。

※2 3.2兆円の試算については、以下の平成24年度原子力発電分による燃料費減少分を考慮。

○泊3号機（～5月5日定期検査入、約8億kWh） 125億円

○大飯3, 4号機（7月再稼働～、約148億kWh） 1,950億円

(2) その他コスト増減の要因

震災以降、今夏までの供給力対策として、長期停止火力の再稼働や被災火力の復旧、緊急設置電源などの対策が講じられてきた。こうした追加燃料費以外の対策費用は、9電力合計で約4,900億円程度に上る。

(3) 電力各社の財務状況の悪化

火力発電による代替が継続した場合の電力会社の財務状況に与える影響試算したところ（**図表** 3 1 参照）、平成23年度末の純資産額（配当後）が5.6兆円であったのに対し、今年度の純損失額は1.8兆円との結果となった。特に、震災前に原子力発電割合が高かった電力会社の純損失額が大きく、急速に純資産額が減少が続いているを続けており、電気料金上昇リスクが高まっていると考えられる。

【**図表 3 1** 電力 9 社の財務状況】

※公表資料を基に、一定の仮定をおいて試算したもの

(単位:億円)

	追加コスト(試算)		23年度末		24年度(試算)			
	23年度 (A)	24年度 (B)	経常損益 (C)	純資産額 (D)(注3)	純損失額(E) C-(B-A) (注4)	純資産額 (F) D-E	23年度末 繰延税金資産	純損失額(試 算)の売上高に 対する割合 (注6)
北海道	500	(注2)1,500	▲ 146	2,746	▲ 1,146	1,600	0	18.6%
東北	2,600	(注1)2,500	▲ 1,842	4,769	▲ 1,742	3,027	2,131	11.8%
東京	8,800	10,300	▲ 4,083	5,274	▲ 1,550	(注5)13,724	0	3.0%
中部	2,500	(注1)2,200	▲ 774	13,220	▲ 650	12,570	2,173	2.8%
北陸	800	1,100	▲ 22	3,145	▲ 322	2,823	418	6.7%
関西	4,200	(注2)7,000	▲ 3,020	11,567	▲ 5,820	5,747	3,722	23.3%
中国	0	800	203	5,055	▲ 597	4,458	699	5.4%
四国	700	2,000	▲ 85	2,768	▲ 1,385	1,383	319	25.6%
九州	2,500	4,700	▲ 2,285	7,573	▲ 4,485	3,088	1,862	31.9%
9社計	22,600	32,100	▲ 12,054	56,117	▲ 17,697	48,420	11,324	

(注1)東北電力、中部電力について、大きな状況変化がない中で23年度と24年度の追加コスト試算額が一致していないのは、24年度の追加コストについて、平成20~22年度の原子力発電量をもとに試算を行っているため。
(注2)北海道電力については泊原発3号機、関西電力については大飯原発3、4号機の稼働分を反映。
(注3)23年度末純資産額は、株主総会後の配当を反映。
(注4)24年度純損失額は、23年度経常損益(C)に23年度と24年度の追加コストの差分(B-A)を反映し、機械的に計算。ただし、東京電力と中部電力は、公表されている業績予想の純損失額を記入。東京電力は、25年4月から順次柏崎刈羽原発が再稼働することを前提に、本年9月から8.46%の値上げ(規制部門)を実施。仮に、柏崎刈羽原発の再稼働の想定を1年後倒した場合、コストが約5%(規制部門の場合)上昇する見込み。
(注5)東京電力については、24年7月31日付けの原子力損害賠償支援機構による優先株式(払込金額1兆円)の引き受けを反映。
(注6)売上高は23年度と同額として試算。

(4)コスト抑制策の着実な実施

昨年11月のエネルギー需給安定行動計画を踏まえ、各電力会社は、設備投資や修繕工事の見直し・効率化、調達コストの低減、諸経費の削減などを進めており、いる。平成23年度の削減額は修繕費・諸経費で5,400億円、設備投資等で3,500億円となっており、平成24年度の削減予定額は修繕費・諸経費で7,300億円、設備投資等で2,000億円となっている(各社の取組状況は、図表3.2及び図表3.3参照)。

一方、図3.4に電力9社の電気料金の総原価等を示すが、営業費に占める燃料費の割合が増加する中で、燃料費の占める割合が大きくなることを考えると、燃料費の増分を他の削減で吸収するには限界がある。しかしながら、引き続き、徹底的な人件費をはじめとする経費の削減を行う必要があると考えられる。

【図表 3 2 電力各社のコストアップ抑制策の取組】

電力各社のコスト(23年度実績)	
経常費用	約16.9兆円
設備投資	約1.9兆円



調達コスト低減等に向けた効率化			
電力9社計	23年度実績削減額	24年度削減予定額	主な取組の例
修繕費・諸経費	▲5,400億円	▲7,300億円	<ul style="list-style-type: none"> ○給与・賞与の削減(東京) ○発注先の拡大や施工範囲・施工方法の見直しなどによる修繕工事の効率化(中国) ○経済的な燃料調達(東京、中部、関西、北陸、中国、四国) ○広告宣伝費・研究費等の削減(東北) ○その他経費の実行中止、附帯事業営業費用の削減(東京) ○機器の仕様見直し・共通化によるコスト削減(北海道) ○運用による燃料費の削減(中部)
設備投資等	▲3,500億円	▲2,000億円	<ul style="list-style-type: none"> ○新技術・新工法の導入等による効率化(北海道、関西) ○工法の見直し、工事の実施時期等の見直しによる抑制(東北、中部、九州) ○必要工事の厳選や仕様の見直し(四国)

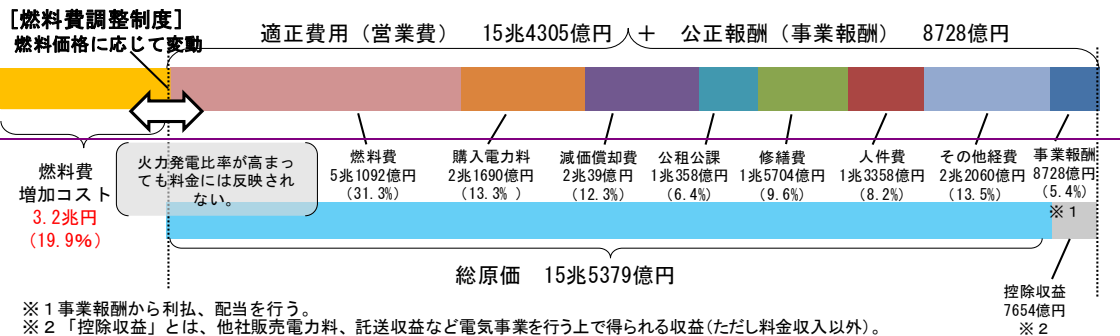
※24年度の削減予定額については、23年度当初計画等からの削減額。

【図表 3 3 コストアップ抑制への具体的内容】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
経常費用 (23年度決算)	6,334億円	1兆6,749億円	5兆5,927億円	2兆3,924億円	2兆8,342億円	4,892億円	1兆1,082億円	5,546億円	1兆6,429億円
調達コスト低減等に向けた効率化 (23年度の具体的削減額)	<ul style="list-style-type: none"> ・修繕費・諸経費で約55億円削減。 ・設備投資で約50億円削減。 ・国内炭の消費量増加で、約85億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、修繕費と一般経費を合わせて960億円、設備工事費を900億円削減。 ※ただし、東日本大震災による災害復旧分を除く。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、緊急特別事業計画(H23/11/4認定)の目標額2,374億円に対し、2,523億円の費用を削減(+149億円)。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、投資削減750億円、費用削減750億円、総額1,500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、設備投資は1,100億円、費用500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、修繕費と諸経費で約50億円を削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化は以下のとおり。 投資削減:90億円 費用削減:100億円 LNGの追加調達による燃料費削減:70億円 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、費用を24億円、設備投資を20億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化については、投資で540億円、費用で240億円削減。
(23年度の取組み状況)	<ul style="list-style-type: none"> ・コストダウン良好事例の水平展開。 ・新技術・新工法の採用によるコストの削減。 ・機器の仕様見直し・共通化によるコストの削減。 ・資材の特性に応じた発注方式の多様化による資材調達コストの低減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・社長を議長とする「経営効率化推進会議」のもと、一層の経営効率化策を推進。 ・工法の見直し、工事や施策の取り止め、実施時期・内容の見直しによる工事費の抑制。 ・広告宣伝費・研究費をはじめとした諸経費全般に亘る削減、支出抑制。 	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資・点検工事の実行中止・見直し。 ・関係会社取引における競争的発注方法の拡大。 ・給与・賞与の削減。 ・利用燃料転換等。 ・その他経費の実行中止・見直し、附帯事業営業費用の削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・経営効率化会議を設置し、コストダウンを推進。 ・工事の実施時期・範囲・工法の見直し。当面の支出を必要最小限に抑制。 ・経済的な燃料調達や運用による燃料費の削減。 ・広報・販売活動や研究開発等の諸経費削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・社内委員会において収支改善の取り組み目標額を設定。 ・建設費抑制、新技術導入等による効率化。 ・サプライチェーンの全体最適化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫や輸送効率の向上。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの取組みを継続し、それらをベースに更なる効率化に全社で取り組む。 ・新技術・新工法の導入、設備仕様の見直し等による効率化。 ・経済性に配慮した燃料・資金調達。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの効率化の取り組み(発注先の拡大や施工範囲・施工方法の見直しなど)による設備投資・修繕工事の効率化、従業員数の削減、SCM活動等)に加え、目標額を設定し、施策の中止・規模縮小等の費用低減を実施。 ・経済性に配慮した燃料調達。 	<ul style="list-style-type: none"> <費用> ・必要工事の厳選や仕様の見直しによる修繕費の削減。 ・経済性に配慮した燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。 ・その他諸経費の削減。 <設備投資> ・必要工事の厳選や仕様の見直し。 	<ul style="list-style-type: none"> <費用> ・緊急性・重要性を踏まえ、件名の中止・繰延べ・規模縮小などを実施。 <設備投資> ・設備全般にわたって、工事の中止・繰延べ・規模縮小などを実施。 <海外投資> ・電気事業に必要なものを以外について繰延べ。
(今後の取組み)	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は計画段階において設備投資で90億円程度、費用で40億円程度のコスト削減を繰込み。 ・さらに、修繕費の繰延べや諸経費全般にわたる削減、国内炭の追加調達による燃料費の削減、賞与など人件費の削減などにより、240億円程度の追加削減に取り組む中。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、これまでの取組みの継続に加え、社員年間賞与の20%削減等を実施。 ・被災した原町火力発電所(石炭火力)の早期復旧に最大限取組む。供給力の確保と燃料コストの抑制を図る。 	<ul style="list-style-type: none"> ・総合特別事業計画(H24/5/9認定)に基づき、中長期にわたる更なる徹底した経営合理化を実施し、平成24~33年度の10年間で3兆3,650億円を超えるコスト削減を目指す。 ・平成24年度は、3,518億円のコスト削減に加え、一層の深掘りを検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、投資削減600億円程度、費用削減400億円程度、総額1,000億円程度の効率化を計画。 ・契約や実施の段階等において、徹底した効率化に取り組むことで、さらなるコスト削減に努める。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、新たに「効率化推進部会」を設置し、電力の安全・安定供給を大前提に、聖域を設けず経営効率化の方策を検討。 ・設備投資は500億円程度、費用は1,300億円程度の削減を計画。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、資機材調達コストの低減や経費減や工事・施策の実施により、30億円程度の効率化を計画。 ・厳しい収支状況を踏まえ、諸コストの更なる削減に努めるとともに、火力の定検見直しによる燃料費の低減等の対策に取り組む。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、諸費・資機材等の調達コスト低減や工事・施策の内容見直し、LNGの追加調達による燃料費の削減などにより、200億円程度(設備投資・費用計)の効率化を計画。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、経費全般にわたる効率化により、費用削減に努めるとともに、設備投資についても、案件の厳選化などを通じて、100億円程度の抑制に努める。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、「緊急経営対策」として、徹底した効率化に加え、当面の繰延べなどの短期的対策を含むコスト削減を計画。 ・平成24年度は、前年計画から費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。

【図 3 4 総括原価の内訳】

《電気料金の総原価等》 (9社計：東電以外の8社は平成20年料金改定ベース、東電は平成24年料金改定ベース)



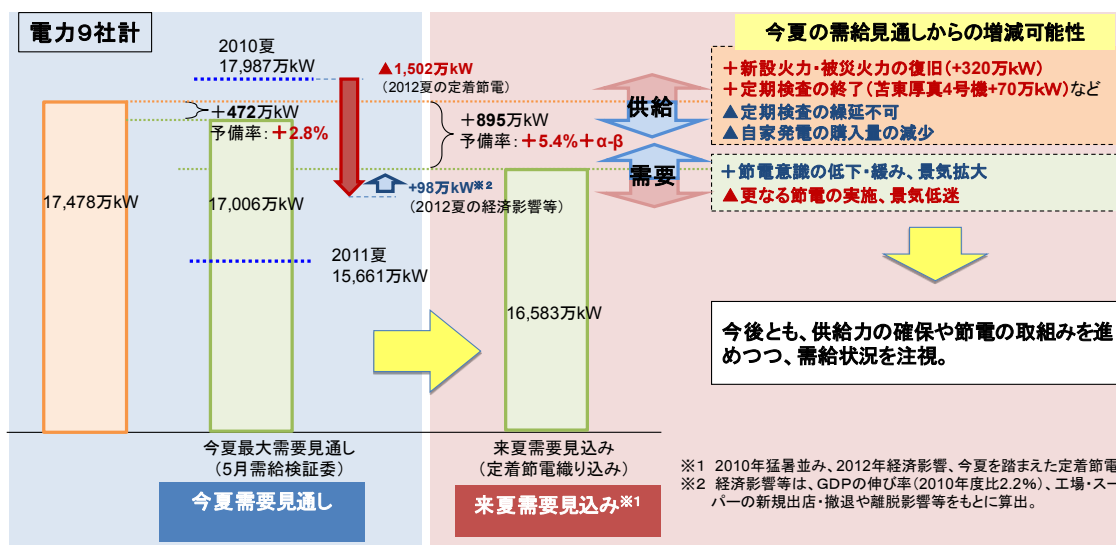
2. 来夏の需給の見通し

第I章で示したように今夏の需給は、結果的に安定した状況となった。今夏の需給両面での取組等を前提とすれば、来夏の需給ひっ迫は抑えられる可能性がある。しかし、が、設備の保安の観点から繰り延べできない定期検査による供給力の減少や節電意識の低下等による需要の増加、景気拡大などがあれば、需給がひっ迫する可能性がある（図1.1参照）。

今後は、将来の持続可能な電力需給のあり方を視野に入れ、省エネ投資などの構造的な対策を継続しつつ、新たなピーク料金メニューやネガワット取引など新たなピークカット対策の拡大に向けた取組を更に進めるとともに、リスク緩和システムとして確立しつつある広域的な電力融通を増加させていく努力が必要である。

政府としても別紙に示した「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。

【図1.1-3-5 来夏の需給見通しのイメージ】



3. 中長期的な課題

本委員会では、本年5月には今夏（平成24年度夏）の電力需給を検証し、今回は今冬（平成24年度冬）の電力需給を検証してきた。短期的には、社会的な影響の大きい大規模停電を回避するため、無理な節電やコストの高い緊急設置電源の設置などの対策を講じざるを得ない。しかし、電力需給問題は、こうした短期的な対応のみで解決するものではなく、中長期的な観点から、取り組むべき重要課題である。

本委員会では、中長期的な観点に立った火力発電の開発や、デマンドレスポンスの重要性、北本連系設備や東西の周波数変換設備を含む電力システムの増強・整備、風力発電の連系可能量の増加など再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組の強化¹⁶、シェールガスなどの調達や上流参加等によるLNG調達価格の低減、現状を踏まえた最適な電源構成の実現、電源入札や電力システム改革による中長期的な電気事業の効率化と安定供給の両立等について指摘があった。政府においては、電力需給問題に関して、短期的な対応のみならず、こうした中長期的な取組を今後とも推進することが重要である。

16 特に北海道では、風力発電、地熱等の再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが大きいことから、これらの導入拡大が電力需給の改善につながる可能性があり、そのための調整力の確保、域内連系線の強化や北本連系線の強化などが重要であるとの指摘もなされた。

おわりに ～政府への要請～

本委員会における検証の結果、今冬の各電力管内における需給の見通しは厳冬となることを考慮した上で、いずれも瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しとなった。これは、需要家による節電の定着によるところが大きい、火力発電所等の計画外停止が発生するリスクがあり、予断を許さない状況にあることに留意すべきである。

供給面では、各電力管内において発電設備の脱落等が発生しても即座にこれに対応できるよう全国レベルでの電力融通などの協力体制の維持・拡大に引き続き取り組む必要がある。また、発電所の計画外停止のリスクを最小化するため、設備の保守・保全の強化が重要である。

需要面では、今冬の見通しは、今回本委員会で検証した定着節電分の需要減少を見込んでおり、需要家による節電行動がこの水準で実施されることを想定している。

政府は、各電力会社や需要家に対して、これらの取組を促すよう明確に要請すべきである。

北海道電力管内においては、他社からの電力融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活等に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性を踏まえる必要がある。本州からの電力融通の唯一の経路である北本連系設備や主力発電設備等の脱落リスク対策に万全を期した上で、それでもなお発電所等のトラブル停止が万一発生した場合のリスクを織り込んだ一段の対策が求められる。

政府は、従来目安としてきた安定的な予備率（7～8%）の考え方に捉われることなく、経済への影響等にも配慮しながら万一のリスクにも対応できるよう、適切な節電目標を設定するとともに、地元自治体や経済界等の協力を得つつ、更なる需給両面の対策を促していくべきである。

本委員会で検討した需給検証の考え方、データ整理のフォーマットなどは、今後も電力需給の継続的な検討に有用であると期待される。政府は、本委員会で確立されたこれらのノウハウについて、継続的に改善しつつ、利用していくべきである。

~~(第9回需給検証委員会での議論等を踏まえ、本委員会が政府に対して提起する事項を記載予定)~~

需給検証委員会 構成員

委員長	白 眞勲	国家戦略担当大臣を補佐する内閣府副大臣
副委員長	松宮 勲	経済産業副大臣
委員	秋池 玲子	ポストンコンサルティンググループ パートナー&マネージング・ディレクター
	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー・副主席研究員
	阿部 修平	スパークス・グループ株式会社 代表取締役社長
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科 教授
	大島 堅一	立命館大学国際関係学部 教授
	荻本 和彦	東京大学生産技術研究所 人間・社会系部門 エネルギー工学連携研究センター 特任教授
	柏木 孝夫	東京工業大学ソリューション研究機構 先進エネルギー国際研究センター長 特命教授
	笹俣 弘志	A.T.カーニー株式会社 パートナー
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授

今夏の需給実績(9電力会社合計)

(別紙2)

(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		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日	差分(-)
原子力	3,483	1,177	0	237	237
火力	12,542	12,511	13,783	13,360	423
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,891	12,525	366
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	273	236	37
うち緊急設置電源	-	87	318	289	29
うち自家発電買取	144	237	301	311	10
水力(注1)	1,367	1,380	1,270	1,268	2
揚水	2,141	2,059	1,967	2,070	103
地熱・太陽光・風力	30	30	65	164	99
地熱	30	30	30	30	0
太陽光	-	-	35	121	86
風力	-	-	-	14	14
融通	0	65	0	36	36
新電力への供給等	47	82	51	45	6
供給力 計	19,518	17,141	17,032	17,090	58
需要想定 (、 、 加味)	17,987	15,661	17,076	15,743	1333
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	17,006	-	-
経済影響等	-	-	243	98	145
定着節電	-	-	1,078	1,799	721
気温影響・その他(注3)	-	-	76	543	467
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	70	-	-
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	45 (0.3%)	1,347 (8.6%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	3.3%	5.6%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1 / H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東日本 3社

(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		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日	差分(-)
原子力	1,527	470	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,277	6,033	244
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,660	5,459	201
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	120	118	2
うち緊急設置電源	-	87	315	287	28
うち自家発電買取	48	164	182	169	13
水力(注1)	599	527	518	420	98
揚水	926	754	951	945	6
地熱・太陽光・風力	13	14	23	54	31
地熱	13	14	15	14	1
太陽光	-	-	8	33	25
風力	-	-	-	7	7
融通	0	65	0	0	0
新電力への供給等	38	46	38	19	19
供給力 計	8,728	7,321	7,731	7,433	298
需要想定 (、 、 加味)	8,062	6,653	7,454	6,925	529
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	7,436	-	-
経済影響等	-	-	172	117	55
定着節電	-	-	674	918	244
気温影響・その他(注 3)	-	-	106	336	230
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	18	-	-
需給ギャップ (予備率)	666	668	276	508	-
(、 、 加味)	(8.3%)	(10.0%)	(3.7%)	(7.3%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	0.7%	4.3%	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1 / H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北海道電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(9月18日)	-	
原子力	210	94	0	0	0	
火力	357	398	385	378	7	
うち常設されている火力	357	398	370	367	3	伊達発電所(35万kW)他取排水量温度差緩和による出力増、IPP停止(5万kW)、海水温度上昇による出力制約(苫東厚真1号(35万kW)、知内1号(25万kW))、石炭の湿気による出力抑制(奈井江(18万kW)出力制約)
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	7	0	
うち自家発電買取	0	0	(注6)8	4	4	当日の自家発電購入量減
水力	79	93	(注2)72	83	11	出水に恵まれたことによる増
揚水 ^(注3)	25	29	(注3)30	30	0	
地熱・太陽光・風力	1	1	0	7	7	
地熱	1	1	0	2	2	森発電所(地熱)定期検査終了による増(7/16~9/13)
太陽光	-	-	-	0	0	
風力	-	-	-	5	5	
融通	0	57	0	0	0	
新電力への供給等 ^(注4)	14	1	3	14	16	卸電力取引所取引による受電増
供給力 計	658	558	485	512	28	
融通前供給力 計	(658)	(615)	(485)	(512)	(28)	
需要想定 (、加味)	506	485	500	483	17	
需要想定 (、加味)	-	-	(494)	-	-	
経済影響等	-	-	9	2	7	想定していたGDPの伸び率の差異(2010 2012年度:2.5% 2.2%)や機械・非鉄金属関連工場の生産減少等
定着節電	-	-	14	43	29	H22年比7%以上の節電要請を行ったこと等による節電量の増
気温影響・その他 ^(注5)	-	-	1	18	19	H22年の猛暑(32.5)に対し、H24最大需要日(30.5)の気温が低かった。また、8月と9月の需要格差など ^(注7)
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	6	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	16 (3.1%)	29 (6.0%)	45 (9.1%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9	6.1%	3.0%	9.1%	

(注1) 苫東厚真4号機(石炭、70万kW)については、ボイラー主蒸気管他に使用している高クロム鋼のクリープ強度の使用限界による設備寿命に伴い、保安上の観点から、今夏に定期事業者検査を実施。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 新冠発電所の水車羽根の軸受けの補修作業による停止に伴う減。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月31日、昨年:9月16日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の抜き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(1万kW)

(注7) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東北電力

(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			
			需給検証 委員会5月	ピーク需要 日(8月22日)		備考(差分理由等)
原子力	247	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,252	1,248	4	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,101	1,088	12	東新潟港1,2号(各60万kW)及び他社火力(1万kW)における海水温度上昇に伴う復水器性能低下による出力抑制
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	35	0	
うち緊急設置電源	-	0	87	88	0	
うち自家発電買取	0	25	(注6)29	37	+8	当日の自家発電購入増
水力	185	(注1)120	(注1)(注2)144	(注1)134	10	湧水に伴うダム水位低下による発電減や新潟・福島豪雨で停止した発電所の発電見込み差など
揚水(注3)	69	(注1)25	71	71	0	
地熱・太陽光・風力	12	13	16	(注7)22	+6	
地熱	12	13	15	12	3	地熱の蒸気量が想定を下回ったことによる出力減
太陽光	-	-	1	8	+7	日射量に恵まれたことによる太陽光の増
風力	-	-	-	2	+2	風況に恵まれたことによる風力発電の増
融通	0	162	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	49	11	7	7	0	
供給力 計	1,658	1,303	1,475	1,468	7	
融通前供給力 計	(1,658)	(1,141)	(1,475)	(1,468)	(7)	
需要想定 (、 、 加味)	1,557	1,246	1,434	1,364	70	
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	(1,422)	-	-	
経済影響等	-	-	22	3	19	想定していたGDPの伸び率の差異(2010 2012年度:2.5% 2.2%)や輸出関連業種を中心とした生産減少など
定着節電	-	-	50	80	30	可能な限りの節電要請を実施したこと等により、今夏の節電が想定以上に拡大
気温影響・その他 (注5)	-	-	95	116	21	H22年の猛暑(35.0)に対し、H24最大需要日当日(34.8)の気温が低かった震災により減少した需要の復興見込み差など(注5)
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	12	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	41 (2.9%)	104 (7.6%)	+63 (+4.7%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	0.1%	4.6%	+4.7%	

(注1)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(注2)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5)気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、震災による被害甚大エリアの需要減少および復興需要の見込み差なども含まれる。

(注6)自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(7万kW)。

(注7)風力からの受電を含む。

東京電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証 委員会5月	ピーク需要 日(8月30日)	-	
原子力	1,070	376	0	0	0	-
火力	4,150	4,166	4,640	4,407	233	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,189	4,004	185	機器不具合に伴う補修作業(富津4-2軸(51万kW),鹿島1号(60万kW),千葉3-1号GT(36万kW),五井6号(48万kW),横須賀2号GT(14万kW),他社火力1機)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	85	83	2	-
うち緊急設置電源	-	87	221	192	29	機器不具合に伴う補修作業(千葉3-1GT)
うち自家発電買取	48	139	145	128	17	当日の自家発電購入減
水力	335	314	(注1)302	203	99	湧水による減
揚水(注3)	832	700	850	844	6	-
地熱・太陽光・風力	0	0	7	25	18	
地熱	0	0	0.3	0.2	0.1	
太陽光	-	-	7	25	18	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.1	0.1	
融通	0	40	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	25	56	28	26	2	新電力への供給減
供給力計	6,412	5,460	5,771	5,453	318	-
融通前供給力計	(6,412)	(5,500)	(5,771)	(5,453)	(318)	-
需要想定 (、、加味)	5,999	4,922	5,520	5,078	442	-
需要想定 (、、、加味)	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	141	112	29	想定していたGDPの伸び率の差異(2010-2012年度:2.5%-2.2%) 機械産業を中心とした生産の弱含み等、経済活動の停滞による減
定着節電	-	-	610	795	185	需給調整契約の拡充や継続的な節電のお願い等による、節電意識向上による減
気温影響・その他 (注5)	-	-	10	238	228	2010年猛暑(35.7)を想定していたが、今夏の最大需要日当日は35.0 による減など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	251 (4.5%)	375 (7.4%)	124 (2.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	1.5%	4.4%	2.9%	-

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:7月23日、昨年:8月18日)における実績。

(注4)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中西日本 6社

(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		
			需給検証委員会5月	ピーク需要日	差分(-)
原子力	1,956	707	0	237	237
火力	6,841	6,975	7,506	7,327	179
うち常設されている 火力(注1)	6,745	6,854	7,231	7,066	165
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	153	118	35
うち緊急設置電源	-	0	3	2	1
うち自家発電買取	96	73	119	142	23
水力	768	853	752	848	96
揚水(注1)	1,215	1,305	1,016	1,125	109
地熱・太陽光・風力	17	16	42	110	68
地熱	17	16	15	16	1
太陽光	-	-	27	88	61
風力	-	-	-	6	6
融通	0	0	0	36	36
新電力への供給等	9	36	13	26	13
供給力 計	10,790	9,820	9,301	9,657	356
需要想定 (、 、 加味)	9,925	9,008	9,622	8,818	804
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	9,570	-	-
経済影響等	-	-	71	19	90
定着節電	-	-	404	881	477
気温影響・その他(注3)	-	-	30	207	237
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	52	-	-
需給ギャップ (予備率)	864	811	321	839	-
(、 、 加味)	(8.7%)	(9.0%)	(3.3%)	(9.5%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.3%	6.5%	-

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3)気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1 / H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中部電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証委員会5月	ピーク需要日(7月27日)		
原子力	274	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,342	2,186	156	-
うち常設されている火力	2,124	2,171	2,294	2,173	121	需給安定に伴う停止(武豊3・4号(各36万kW)、西名古屋4号(38万kW))、増出力未実施、新名古屋火力8系第1軸補修停止(36万kW)、上越火力1号系列第2軸建設試運転、自家発電剥購入増
うち長期停止火力の再稼働	-	48	48	13	35	需給安定に伴う停止(武豊2号(36万kW))
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	(注1) 0	(注1) 0	0	-
水力	147	176	(注2) 143	153	10	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	411	399	399	382	17	高根第一3号補修停止等
地熱・太陽光・風力	0	0	8	22	14	-
地熱	0	0	0	0	0	-
太陽光	-	-	8	20	12	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	2	2	風力発電実績分
融通	0	0	100	56	44	関西電力: 36、九州電力: 20
新電力への供給等(注4)	32	5	7	25	18	卸電力取引所への売電増
供給力計	2,988	2,799	2,785	2,662	123	-
融通前供給力計	(2,988)	(2,799)	(2,885)	(2,718)	(167)	-
需要想定 (、、加味)	2,709	2,520	2,648	2,478	170	-
需要想定 (、、、加味)	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	29	35	6	自動車産業の上期好調等
定着節電	-	-	97	200	103	数値目標付きの節電要請等が、節電意識の向上につながり、多くの需要家が節電に協力。
気温影響・その他(注6)	-	-	7	66	73	2010年並みの猛暑(35.6)に対して、今夏の最大需要日当日気温(36.6)は高かったが、湿度が低かったことによる需要減。(注6)
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (、、加味)	278(10.3%)	278(11.0%)	137(5.2%)	184(7.4%)	47(2.2%)	-
要解消ギャップ3%控除予備率	7.3%	8.0%	2.2%	4.4%	2.2%	-

(注1) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(需給検証委時点 10万kW、実績 16万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年: 8月24日、昨年: 8月10日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 気象影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

関西電力

(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			
			需給検証 委員会5月	ピーク需要日 (8月3日)	-	備考(差分理由等)
原子力	838	337	0	237	+237	大飯3・4号機再稼働に伴う増
火力	1,680	1,754	1,923	1,900	22	-
うち常設されている火力	1,589	1,699	1,787	1,749	37	需給安定に伴う停止(相生1号(38万kW))、他社火力の発電差異
うち長期停止火力の再稼働	-	0	45	45	0	-
うち緊急設置電源	-	0	2	1	1	-
うち自家発電買取	91	55	(注1)89	106	+16	当日の自家発電購入増
水力	232	273	(注2)254	303	+49	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	447	465	239	356	+117	需要減・供給力増に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	5	19	+14	日射量に恵まれたことによる増
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	5	19	+14	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0	0	-
融通	0	76	110	160	+50	融通受電の増(中部:+6万kW、北陸:+4万kW、中国:+40万kW)
新電力への供給等(注4)	74	41	11	17	+6	新電力からの受電増等
供給力計	3,271	2,947	2,542	2,992	+450	-
融通前供給力計	(3,271)	(2,871)	(2,432)	(2,832)	(+400)	-
需要想定 (、、加味)	3,095	2,784	3,015	2,682	333	-
需要想定 (、、加味)	-	-	(2,987)	-	-	-
経済影響等	-	-	14	23	37	関西の地域の経済は、電気機械や一般機械をはじめ、厳しい状況。
定着節電	-	-	117	368	251	計画調整契約の大幅増、数値目標 10%実施等
気温影響・その他(注7)	-	-	23	22	45	2010年猛暑並(当日最高気温36.6、累積5日最高気温36.5)に対して、今夏の最大需要日(当日最高気温36.7、累積5日最高気温36.4)はほぼ同水準であるものの、湿度が低かったこと(累積5日露点温度 1.9)による需要減。(注7)
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	28	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	473 (15.7%)	310 (11.6%)	+783 (+27.3%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	18.7%	8.6%	-	

(注1)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(19万kW)。

(注2)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3)需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4)系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

(注5)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月19日、昨年:8月9日)における実績。

(注6)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北陸電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証 委員会5月	ピーク需要 日(8月22日)	-	
原子力	162	0	0	0	0	
火力	435	438	438	440	2	
うち常設されている 火力	435	436	436	438	2	富山新港火力発電所石炭1,2号機(各25万kW) 高発熱量炭への炭種変更ほか
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	(注5)2	2	0	
水力	152	159	(注1)(注2)136	133	3	湯水による減
揚水	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	0.4	3	3	
地熱	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	0.4	2	2	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	1	1	風況に恵まれたことによる増
融通	20	1	6	10	4	融通送電の増(関西電力へ4万kW送電増)
新電力への供給等	78	7	1	1	0	
供給力 計	662	600	578	576	2	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(584)	(586)	2	
需要想定 (、、加味)	573	533	558	526	32	
需要想定 (、、加味)	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	4	4	8	想定していたGDPの伸び率の差異(2010 2012年度:2.5% 2.2%)や機械産業などの生産減少
定着節電	-	-	21	27	6	計画調整契約の拡充や節電意識向上等による減
気温影響・その他 (注6)	-	-	2	16	18	2010年並みの猛暑(36.3)に対して、今夏の最大需要日当日(35.9)は低かったこと、及び湿度が低かったことによる需要減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	20 (3.6%)	50 (9.4%)	30 (5.8%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	0.6%	6.4%	5.8%	

(注1) 五条発電所・片貝川第四発電所の土砂による水車の摩耗等の補修作業による停止に伴う減。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(1万kW)。

(注6) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中国電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証 委員会5月	ピーク需要 日(8月3日)	-	
原子力	0	81	0	0	0	-
火力	1,039	989	1,070	1,078	8	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,070	1,071	1	下関2号(40万kW)の運用制約(取放水口温度差)の解消による増
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	5	3	(注1)0	7	7	自家発の実績増
水力	56	51	(注2)49	55	6	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	124	148	165	159	6	昼間の発電時間が長くなったことによる減
地熱・太陽光・風力	0	0	4	23	19	
地熱	0	0	0	0	0	
太陽光	-	-	4	20	16	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	3	3	風力の実績増
融通	20	72	49	104	55	融通送電の増(関西: 40万kW,九州: 15万kW)
新電力への供給等(注4)	32	9	3	14	11	卸電力取引所への売電増
供給力計	1,272	1,188	1,235	1,198	37	-
融通前供給力計	(1,252)	(1,260)	(1,284)	(1,302)	18	-
需要想定 (、、加味)	1,201	1,083	1,182	1,085	97	-
需要想定 (、、加味)	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	24	32	想定していたIPの伸び率の差異(2010 2012年度:3.2% 1.3%)や化学や鉄鋼等の産業用需要の減少などによる
定着節電	-	-	30	52	22	節電要請により、お客さまの節電意識が高まったこと等による
気温影響・その他 (注5)	-	-	3	40	43	2010年猛暑並み(最高気温36)を想定したが、今夏最大電力発生時の気温は35 となり想定を下回ったことなどによる(注5)
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	53 (4.5%)	113 (10.4%)	60 (5.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	1.5%	7.4%	2.9%	-

(注1) 自家発電事業者の製造プロセスの稼働状況等に応じて発生する余剰電力を買取る契約のため、安定した供給力としては見込めない。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 気温影響分(他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

四国電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証 委員会5月	ピーク需要日 (8月7日)		
原子力	204	113	0	0	0	
火力	448	449	488	489	1	
うち常設されている 火力	448	436	453	451	2	他社火力受電実績減など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	13	16	3	当日の自家発電購入増
水力	64	69	(注1)60	68	8	出水に恵まれたことによる増
揚水(注2)	52	52	52	52	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	2	7	5	
地熱	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	2	7	5	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0.2	0.2	
融通	0	4	0	0	0	
新電力への供給等(注3)	67	64	15	13	2	淡路島への融通減など
供給力計	702	615	587	603	16	
融通前供給力計	(702)	(619)	(587)	(603)	(16)	
需要想定 (、、加味)	597	544	585	526	59	
需要想定 (、、加味)	-	-	(585)	-	-	
経済影響等	-	-	1	7	8	想定していたIPの伸び率の差異(2010 2012年度:3.2% 1.3%)や大口(紙・パルプや機械等)の操業減など
定着節電	-	-	16	45	29	需要家の節電意識の高まり等による節電影響の増
気温影響・その他 (注6)	-	-	3	19	22	2010年猛暑並(当日最高気温35.0、前5日最高気温平均35.3)の想定に対し、当日最高気温は+0.5 となったが、高気温の累積効果を評価する前5日最高気温平均が 1.3 となったことから気温影響はマイナスとなった
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	0	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	2 (0.3%)	77 (14.6%)	76	
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	2.7%	11.6%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 系統のつながりの関係で、開電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

九州電力

(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			備考(差分理由等)
			需給検証 委員会5月	ピーク需要 日(7月26日)	-	
原子力	478	176	0	0	0	-
火力	1,115	1,126	1,245	1,234	11	-
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,191	1,184	7	離島需要減による出力減及び、新有川3号(1万kW)の停止
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	0	-
うち緊急設置電源	-	0	1	1	0	-
うち自家発電買取	0	0	(注1) 15	11	4	自家発電からの受電減
水力	117	125	(注2) 110	136	+26	出水に恵まれたことによる増、九州北部豪雨に伴う水力発電所停止(柳又、軸丸、梶原、竹田、黒川第三、等11基(6))
揚水(注3)	170	230	(注4) 150	165	+15	需要減・供給力増に伴う増
地熱・太陽光・風力	17	16	23	36	+13	
地熱	17	16	15	16	+1	蒸気量の増
太陽光	-	-	8	20	+12	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.2	+0.2	
融通	0	0	45	46	+1	他社からの融通受電増
新電力への供給等(注4)	2	2	2	10	+8	卸電力取引所等からの調達増
供給力計	1,895	1,671	1,574	1,626	+52	-
融通前供給力計	(1,895)	(1,671)	(1,529)	(1,580)	(+51)	-
需要想定 (、、加味)	1,750	1,544	1,634	1,521	113	
需要想定 (、、、加味)	-	-	(1,610)	(1,497)	(113)	
経済影響等	-	-	15	4	11	想定していたIPPの伸び率の差異(2010 2012年度:3.2% 1.3%)や大口(窯業土石、電気機械等)の新增設減など
定着節電	-	-	123	189	66	数値目標 10%実施等
気温影響・その他 (注5)	-	-	8	44	36	今夏は想定に使用した気温(2010年並み猛暑:34.8)より、時間最大電力発生日の最高気温(33.5)が1.3 低かったことによる需要減(注7)
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	24	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	60 (3.7%)	106 (6.9%)	+166	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	6.7%	3.9%		-

(注1) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(11万kW)。
(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。
(注4) 4/3以降は、揚水の運転必要時間を考慮、ロードカーブを精査し、反映。
(注5) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:9月1日)における実績。
(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注7) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

今冬の需給見通し(9電力会社合計)

(別紙3)

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	3487	434	236	236
火力	11470	13,092	13,557	13,674
うち常設されている 火力	11325	12,434	12,798	12,944
うち長期停止 火力の再稼働	0	195	193	193
うち緊急設置電源	0	155	307	277
うち自家発電買取	146	309	259	260
水力	992	1,167	1,002	971
揚水	1642	1,776	1,762	1,772
地熱・太陽光	28	31	33	33
融通	0	19	0	0
新電力への供給等	70	44	40	37
供給力 計	17534	16,561	16,551	16,647
融通前供給力 計	17534	16,541	16,551	16,647
需要想定(、、加味)	15861	15,472	15,587	15,571
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	171	171
定着節電	-	-	648	648
その他(注2)	-	-	203	187
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	1,674 (10.5%)	1,089 (7.0%)	964 (6.2%)	1,076 (6.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.2%	3.9%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東日本3社

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	1,628	341	0	0
火力	5,251	5,816	6298	6375
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5810	5916
うち長期停止 火力の再稼働	0	120	35	35
うち緊急設置電源	0	155	299	269
うち自家発電買取	72	184	153	155
水力	472	470	399	381
揚水	690	771	854	859
地熱・太陽光	11	15	17	17
融通	0	1	0	0
新電力への供給等	134	26	34	34
供給力 計	7,919	7,437	7534	7597
融通前供給力 計	7,919	7,438	7534	7597
需要想定(、、加味)	7,199	6,896	7,021	7005
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	101	101
定着節電	-	-	305	305
その他(注3)	-	-	26	10
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	513 (7.3%)	592 (8.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.3%	5.5%
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(一昨年:2月14日、昨年:1月20日)における実績。

(注2)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北海道電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	119	95	0	0
火力	442	451	483	483
うち常設されている 火力	442	447	459	459
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15
うち自家発電買取	-	4	9	9
水力	72	72	76	77
揚水	40	30	39	34
地熱・太陽光	1	1	2	2
融通	0	29	0	0
新電力への供給等	1	2	1	1
供給力 計	674	621	601	596
融通前供給力 計	(674)	(650)	(601)	(596)
需要想定(、、加味)	579	568	563	563
需要想定(、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	4	4
定着節電	-	-	19	19
その他(注3)	-	-	1	1
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	5	5
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	95 (16.4%)	53 (9.3%)	38 (6.7%)	33 (5.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.7%	2.8%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	43 (7.6%)	38 (6.8)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.6%	3.8%

(注1) 予備率が3%を超えるものの、発電所の計画外停止が発生した場合に、他社からの電力融通に制約があるため(北本連係設備60万kWの停止リスク)。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月12日、昨年:2月2日)における実績。

東北電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	270	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,418	1,424
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,262	1,288
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35
うち緊急設置電源	0	8	95	75
うち自家発電買取	9	46	25	26
水力	184	144	125	115
揚水	25	25	25	25
地熱・太陽光	10	14	15	15
融通	0	28	0	0
新電力への供給等	114	22	78	102
供給力 計	1,560	1,436	1,505	1,477
融通前供給力 計	(1,560)	(1,408)	(1,505)	(1,477)
需要想定(、、加味)	1,470	1,362	1,408	1,392
需要想定(、、加味)	-	-	-	-
経済影響等			11	11
定着節電			30	30
その他(注4)			43	59
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	97 (6.9%)	85 (6.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.9%	3.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月20日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 長期停止火力の再稼働には、自社分を計上し、他社分は常設されている火力に含めた。

(注4) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

東京電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	1,239	246	0	0
火力	3,624	4,162	4,397	4,468
うち常設されている 火力	3,561	3,796	4,089	4,169
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0
うち緊急設置電源	0	147	189	179
うち自家発電買取	63	134	119	120
水力	216	254	198	189
揚水	625	716	790	800
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	0	0	0
新電力への供給等	19	2	43	67
供給力 計	5,685	5,380	5,428	5,524
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,428)	(5,524)
需要想定(、、加味)	5,150	4,966	5,050	5,050
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	86	86
定着節電	-	-	256	256
その他(注3)	-	-	70	70
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	378 (7.5%)	474 (9.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.5%	6.4%
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある(他の資料についても同様)。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:2月14日、昨年:1月20日)における実績。

(注3) 気温影響分、他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中西日本6社

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	1,859	93	236	236
火力	6,219	7,276	7,259	7,299
うち常設されている 火力	6,146	7,077	6,988	7,028
うち長期停止 火力の再稼働	0	75	158	158
うち緊急設置電源	0	0	8	8
うち自家発電買取	74	125	106	105
水力	520	697	603	590
揚水	952	1,005	908	913
地熱・太陽光	17	16	16	16
融通	0	20	0	0
新電力への供給等	204	18	6	3
供給力 計	9,615	9,124	9,017	9,050
融通前供給力 計	9,615	9,103	9,017	9,050
需要想定(、、加味)	8,662	8,576	8,566	8,566
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	70	70
定着節電	-	-	343	343
その他(注2)	-	-	177	177
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	451 (5.3%)	484 (5.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	2.3%	2.7%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中部電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	180	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,145	2,189
うち常設されている 火力	1,887	2,135	2,092	2,136
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	53	53
うち緊急設置電源	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	0	0	0
水力	111	90	93	84
揚水	314	316	294	302
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	63	45	45
新電力への供給等	47	3	7	6
供給力 計	2,539	2,528	2,480	2,524
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,525)	(2,569)
需要想定(、、加味)	2,342	2,367	2,367	2,367
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	36	36
定着節電	-	-	65	65
その他	-	-	54	54
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	113 (4.8%)	157 (6.6%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	1.8%	3.6%
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月31日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

関西電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	805	93	236	236
火力	1,493	1,915	1,901	1,885
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,775	1,758
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45
うち緊急設置電源	0	0	7	7
うち自家発電買取	57	97	74	75
水力	142	283	214	210
揚水 ^(注1)	365	359	313	304
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	100	0	0
新電力への供給等 ^(注2)	97	20	5	8
供給力 計	2,901	2,769	2,670	2,642
融通前供給力 計	(2,901)	(2,669)	(2,670)	(2,642)
需要想定 (、 、 加味)	2,665	2,578	2,537	2,537
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	8
定着節電	-	-	148	148
その他	-	-	12	12
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	133 (5.2%)	105 (4.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	2.2%	1.1%
需給ギャップ (予備率) (、 、 、 加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は冬季最大電力発生日(一昨年冬:2月14日、昨冬:2月2日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北陸電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	219	0	0	0
火力	360	442	427	438
うち常設されている 火力	360	440	425	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	2
水力	111	118	117	112
揚水	11	9	10	9
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	10	0	0
新電力への供給等	76	3	3	3
供給力 計	624	564	557	562
融通前供給力 計	(624)	(573)	(557)	(562)
需要想定(、、加味)	528	526	519	519
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	0	0
定着節電	-	-	18	18
その他	-	-	9	9
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	38 (7.3%)	43 (8.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.3%	5.3%
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月20日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中国電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	83	0	0	0
火力	966	1,046	1,038	1,047
うち常設されている 火力	965	1,046	1,033	1,043
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	5	4
水力	40	51	50	55
揚水	79	83	111	113
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	47	31	31
新電力への供給等	29	2	3	3
供給力 計	1,196	1,134	1,165	1,181
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,196)	(1,212)
需要想定(、、加味)	1,074	1,045	1,096	1,096
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	21	21
定着節電	-	-	16	16
その他	-	-	17	17
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	69 (6.3%)	85 (7.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.3%	4.7%
需給ギャップ (予備率) (、、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月31日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

四国電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	207	0	0	0
火力	412	465	492	487
うち常設されている 火力	412	430	457	452
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	22	22
うち緊急設置電源	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	13	13
水力	41	45	45	46
揚水	38	38	32	38
地熱・太陽光	0	0	0	0
融通	0	0	0	0
新電力への供給等	60	10	13	14
供給力 計	638	538	556	557
融通前供給力 計	(638)	(538)	(556)	(557)
需要想定(、、加味)	520	522	510	510
需要想定(、、加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	1	1
定着節電	-	-	27	27
その他	-	-	16	16
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	46 (9.0%)	47 (9.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	6.0%	6.1%
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月31日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

九州電力

(供給力内訳)	一昨年冬実績 (ピーク需要日)	昨冬実績 (ピーク需要日)	今冬	
			1月	2月
原子力	365	0	0	0
火力	1,101	1,220	1,256	1,253
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,206	1,203
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38
うち緊急設置電源	0	0	1	1
うち自家発電買取	15	12	12	11
水力	75	110	84	83
揚水	145	200	148	147
地熱・太陽光	17	16	16	16
融通	0	40	76	76
新電力への供給等	15	6	9	9
供給力 計	1,717	1,591	1,589	1,584
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,513)	(1,508)
需要想定 (、 、 加味)	1,533	1,538	1,537	1,537
需要想定 (、 、 、 加味)	-	-	-	-
経済影響等	-	-	4	4
定着節電	-	-	69	69
その他	-	-	69	69
随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	52 (3.4%)	47 (3.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	0.4%	0.1%
需給ギャップ (予備率) (、 、 、 加味)	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 一昨年冬、昨冬実績は、最大電力発生日(一昨年:1月31日、昨年:2月2日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

平成24年度・25年度当初予算における需給対策関連予算(別紙4)

24年度・25年度予算のうち、以下のとおり、需給対策予算として活用。

	平成24年度	平成25年度
全て対策に利用	964.8億円	1626.9億円
一部を対策に利用	1947.6億円	854.0億円

【経済産業省】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
エネルギー使用合理化事業者支援補助金	事業者が計画した総合的な省エネへの取組であって、「技術の先端性」「省エネ効果」「費用対効果」を踏まえて、政策的意義が高いと認められる設備更新の費用について補助を実施する。また、中小企業の取組について重点的に支援を行う。	298億円	500億円
住宅・建築物のネット・ゼロ・エネルギー化推進事業費補助金	建築物・住宅の省エネ化を推進するため、ネット・ゼロ・エネルギー・ビル(ZEB)の実現に資するような高性能設備機器等の導入支援や、ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス(ZEH)の普及促進を図るため、住宅のゼロエネ化に資する住宅システムの導入支援を実施する。	70億円	98億円
新エネルギー等導入加速化支援対策補助金	新エネルギー等利用設備導入時の負担を軽減し、経済性を補填することで普及を促進し、エネルギー起源の温室効果ガスの排出削減及びエネルギーセキュリティの向上を図る。 平成24年度においては「固定価格買取制度」の検討を踏まえ、新規採択は実施せず、既採択分の後年度負担のみを行う。	15億円	—
ガスコージェネレーション推進事業費補助金	高効率な天然ガスコージェネレーションの導入を促進し、裾野の広いコージェネレーションの普及拡大を図ることで、省エネルギーと非常時の事業継続等を同時追求する様々な需要家のニーズに対応する。	33億円	60億円
民生用燃料電池導入支援補助金	平成21年5月から世界に先駆けて本格販売が開始された家庭用燃料電池コージェネレーションシステム(家庭用燃料電池システム)の普及促進及び早期の自立的な市場の確立を目指し、設置導入費用の一部を補助する。家庭用燃料電池システムは、電気・熱両方を活用するため、総合効率が非常に高く(80%以上)、省エネルギーの推進、それに伴うCO2削減に貢献。また、一般家庭における年間の電力需要量の約40%を供給し、昼夜、天候を問わず安定した分散型電源として系統電源の需給緩和にも貢献。	90億円	170億円
自家発電設備導入促進事業費補助金	自家発電設備やコージェネレーションの新增設・増出力を行う事業者に対して、設備導入補助や燃料費補助を行う。	—	60億円
合計		506億円	888億円

【環境省】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
家庭・事業者向けエコリース促進事業	導入に際して多額の初期投資費用(頭金)を負担することが困難な家庭及び事業者(中小企業等)を中心に、頭金なしの「リース」という手法を活用することによって低炭素機器(太陽光パネル、高効率ボイラー等)の普及促進を図る。	18億円	18億円
環境配慮型経営促進事業に係る利子補給事業	金融機関において行われている、企業の環境配慮の取組全体をスクリーニング法等により評価し、その評価結果に応じて金利優遇を行う融資制度が対象。この融資制度で地球温暖化防止対策として融資を受ける事業者が、融資を受けた年から5ヶ年以内にCO2排出原単位を5%以上削減することを誓約した場合に、金融機関に当該融資に係る利子のうち1%を限度として利子補給を行う。平成25年度においては新規採択は実施せず、既採択分の後年度負担のみを行う。	8億円	—
災害等非常時にも効果的な港湾地域低炭素化推進事業(国土交通省連携事業)	港湾地域において、災害時や電力需給逼迫時においても必要な機能などを保持するために必要なエネルギーを再生可能エネルギー・蓄電池により確保できるシステムを構築するための実証事業を行う。また、電力回収装置付トランスファークレーンなどの先進的技術導入費用に対する一部補助を行う。	14億円	27.5億円
エコレールラインプロジェクト事業(国土交通省連携事業)	鉄道駅や運転司令所等に対して再生可能エネルギーやエネルギーを効率的に使用する省エネ設備等を導入する事業等を支援。	—	30億円
チャレンジ25地域づくり事業(先進的対策の実証による低炭素地域づくり集中支援事業)	技術は確立されているが、効果検証がなされていない温室効果ガスの削減に効果的な先進的対策について事業性・採算性・波及性等を検証する事業や地域特性に応じて複数の技術を組み合わせるなど、他地域へのモデルとなるべき事業を実施する。平成25年度においては新規採択は実施せず、既採択分の後年度負担のみを行う。	27億円の内数	20億円の内数
地域の再生可能エネルギー等を活用した自立分散型地域づくりモデル事業	全国のモデルとなる、災害に強く、低炭素な地域づくりを支援するため、先進的技術や取組を採り入れた、再生可能エネルギーや未利用エネルギーによる自立・分散型エネルギーシステム(これらに併せての蓄電池導入を含む)の集中導入を、産学官で推進する事業について、補助を行う。	10億円	16億円
小規模地方公共団体対策技術率先導入補助事業	小規模な地方公共団体が地球温暖化対策の推進に関する法律に基づき策定した実行計画により所有する施設へ、低炭素対策技術を率先して導入する事業を支援。	3億円	3億円
病院等へのコージェネレーションシステム緊急整備事業(厚生労働省連携事業)	医療施設又は福祉関係施設への、都市ガス又はLPGを使用したガスコージェネレーションシステムの導入を支援。	10億円	5.1億円
洋上風力発電実証事業委託業務	洋上風力発電のうち、水深が深い海域に対応する浮体式について、環境省が平成22年度事業で実証事業実施候補海域として選定した長崎県五島市杵島周辺において2MW級の実証機1機を設置・運転する実証事業。	30.5億円	16億円
温泉エネルギー活用加速化事業	温泉発電、温泉熱・温泉付随ガス利用事業の自立的普及に向けて、初期需要を創出することによりコストの低減を図るため、温泉エネルギーを有効活用する民間団体等を支援。	3.7億円	4.2億円

【環境省(前ページからの続き)】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
地球温暖化対策技術開発事業 (競争的資金)	エネルギー起源二酸化炭素削減対策技術の開発及び先端的技術の実証を行う事業を支援。	60億円	60億円
木質バイオマスエネルギーを活用したモデル地域づくり推進事業 (農林水産省連携事業)	未利用間伐材等を持続的かつ安定的にエネルギーとして有効活用するため、木質バイオマスを利用した「木質モデル地域」づくりの推進を図る。平成25年度は、地域内における熱・電気の需要、原料調達の見通し、事業採算性等の実現可能性調査を5か所程度で行う。また、原木の加工、燃料の運搬、発電・熱利用等のための施設の整備(リース方式)を行う「木質モデル地域」づくりの実証事業を12か所程度で行う。	—	25億円
再生可能エネルギー出力安定化のための蓄電池導入促進事業	出力が不安定な大規模再生可能エネルギー発電施設(太陽光発電及び風力発電を想定)に出力安定化のための蓄電池の設置を支援 また、蓄電池の設置に当たり、効果的な設置方法の検討及び設置後の出力安定化効果の検証を行う。	10億円	10億円
CO2削減ポテンシャル診断と利子補給の「ワンストップ化」事業	環境省が派遣する診断機関が、排出量の大きい(例:年間排出量3,000t-CO2以上)企業に対して、設備の導入・運用状況等を無料で計測・診断し、投資回収年数3年未満の経済性の高いCO2削減・節電対策技術とともに導入効果及びコスト等に関する情報を提供することにより、企業における費用効率的な対策の実施を促進。また、診断により提案された対策技術に係る投資資金について、金融機関から融資を受ける際に、融資残高の1%の利子補給を行い、企業の対策実施を資金調達の面で支援。	2.5億円	10.7億円
先進対策の効率的実施によるCO2排出量大幅削減事業	事業者は、設備導入と運用改善による削減約束を掲げ、環境省が指定する先進対策(BAT)の中から温室効果ガス排出抑制設備や見える化機器導入に係る補助金(補助率1/3)を申請する。削減量1トン当たりの補助額[円/t-CO2](補助額/温室効果ガス削減約束量)の小さい事業から順番に予算額まで採択(リバースオークション方式)し、補助することにより、費用効率的な削減対策の実施を促進する。	10億円	30億円
地域における市場メカニズムを活用した低炭素化推進事業	市場メカニズムを活用した地域ぐるみの排出削減の取組を行う事業について、事業実施に必要な費用について支援する。また、こうした地域の取組に係る排出量やクレジットが適切に管理されるよう、システム整備を行う。	1.9億円	5億円
カーボン・オフセット等に用いる新クレジットの創出事業	排出削減・吸収源対策プロジェクトについて、新クレジット制度の認証を受けるために必要となる認証申請や検証等プロセスについて支援を行う。また、新クレジット制度の円滑な運営と適切な情報提供を行うとともに、新クレジット登録簿システムを開発し、新クレジット制度を効率的に運営する。	9.1億円	8.7億円
カーボン・オフセット推進事業	カーボンオフセットに関するセミナーの開催やイベント出展を行うなど、事業者・消費者への普及促進策を強化するとともに、カーボン・オフセットの認証取得経費の支援を行い、オフセットの取組の拡大を図る。また、地域で活発にオフセット等の取組を行う事業者を増やすため、各地域に密着したオフセット・プロバイダーの養成を行う。		7億円

【環境省(前ページからの続き)】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
再生可能エネルギー導入推進 基金事業	グリーンニューディール基金制度を活用し、非常時における避難住民の受け入れや地域への電力供給等を担う防災拠点に対する再生可能エネルギーや蓄電池、未利用エネルギーの導入等を支援	121億円の内数	250億円の内数
循環型社会形成推進交付金	廃棄物の3Rを総合的に推進するため、市町村が定める循環型社会形成推進地域計画に基づき実施される廃棄物処理・リサイクル施設の整備に要する費用について交付。廃棄物の焼却によるエネルギー回収等により発電等の熱利用を行う施設や、廃棄物をバイオガスに転換し発電等の熱利用を行う施設などが対象。	372億円の内数	487億円の内数
廃棄物エネルギー導入・低炭素 化促進事業	廃棄物の焼却熱や、廃棄物及び廃棄物由来バイオマスのエネルギーを利用する施設の整備、電動式塵芥収集車の導入等を促進することによって、廃棄物分野におけるエネルギー起源二酸化炭素排出量を削減する。	8億円の内数	8.2億円の内数
グリーンビルディング普及促進 ファンド創設事業	民間企業による中小ビルの省エネ化を目的としたファンドの創設をモデル的に支援 中小ビルの省エネ改修支援や付加価値認定により市場評価の実績を一定数作り、 中小ビルの省エネ改修ビジネスモデルの確立を図る。	—	10億円
省エネ型データセンター構築・活 用促進事業(総務省連携事業)	データセンターへの省エネ型の空調設備、IT機器・システム等の更新等に対し、支 援を行う。	—	10億円
上水道システムにおける再エ ネ・省エネ等導入促進事業 (厚生労働省連携事業)	水道施設の更新等において、インバータ等省エネ型の設備や末端配水圧力の適 正化設備、未利用圧力を活用した小水力発電設備等の導入を支援し、水道施設に おける省エネ・再エネ導入を促進。	—	10億円
物流の低炭素化促進事業 (国土交通省連携事業)	地域内輸送、幹線輸送、物流拠点の各段階におけるCO2排出抑制に資する効果 的な対策を促進するため、物流の低炭素化を総合的に支援する。	—	30億円
中小企業等における環境配慮 型経営促進事業に係る補助事 業	環境配慮型経営に積極的に取り組む企業(大企業を除く。)について環境格付を通 じて金利を優遇する融資に対して利子補給することにより、地球温暖化防止のため の設備投資を促進し、もって低炭素社会を実現する。	—	5.3億円の内数
グリーンファイナンス促進事業	温暖化対策に資するプロジェクトについて、金融機関が融資判断において環境影 響を防ぐ観点から審査を行い、事業者がCO2排出抑制計画を作成した場合に温暖 化対策設備に係る融資に対し利子補給を行う。これにより、将来の環境問題を予 防するとともに、低炭素型プロジェクトへのファイナンスの活性化を通じて低炭素社 会を実現する。	—	12億円の内数
合計		190.7億円 +528億円の内数	336.2億円 +782.5億円の内数

【国土交通省】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
官庁施設のLED照明の導入	照明設備が老朽した官庁施設について、LED照明を導入し、併せて照明制御を行うことにより、オフィスビルにおける消費エネルギーの2割程度を占める照明の消費エネルギーの大幅な削減を図る。	—	13.5億円
環境・ストック活用推進事業 (住宅・建築物省CO2先導事業、 住宅・建築物省エネ改修推進 事業、住宅のゼロ・エネルギー 化推進事業等)	①住宅・建築物省CO2先導事業 住宅・建築物の省CO2の実現性に資する優れたリーディングプロジェクトに対し支援。②住宅・建築物省エネ改修推進事業 エネルギー消費量が建築全体で10%以上削減される建築物の省エネ性能の向上に資するプロジェクトに対し支援。③住宅のゼロ・エネルギー化推進事業 高性能設備機器と制御機構等の組み合わせによる住宅のゼロ・エネルギー化に資する住宅システムの導入、中小工務店におけるゼロ・エネルギー住宅の取組みに対する支援。	173.1億円	219.4億円
合計		173.1億円	232.9億円

【農林水産省】

予算名	概要	予算額 (平成24年度 当初予算)	要求額 (平成25年度 当初予算)
農山漁村再生可能エネルギー 導入事業	農山漁村において、地域主導で再生可能エネルギーを供給する取組を支援。	12.2億円の内数 【ほか復旧・復興対策分】 8.4億円の内数	67.9億円の内数 【ほか復旧・復興対策分】 3.6億円の内数
復興木材安定供給等対策 (森林整備加速化・林業再生基 金の延長)	東日本大震災からの復興に必要な木材を安定供給するため、木質バイオマス関連施設の整備を支援。	1,399億円の内数	—
木質バイオマス関連施設の整 備	東日本大震災の被災地域において、木質系震災廃棄物や未利用間伐材等を活用する木質バイオマス発電施設等の整備を支援。	95億円	—
木質バイオマス産業化促進整 備事業	地域における木質バイオマスの産業化を促進するため、木質バイオマスの利活用施設等の整備や新たな利用システムの開発を支援。	—	135.7億円
バイオマス産業都市づくり対策 事業	バイオマス産業を軸とした環境にやさしく災害に強いまちづくり・むらづくり(バイオマス産業都市)の構築を支援	—	34.1億円
合計		95億円 +1419.6億円の内数	169.8億円 +71.5億円の内数