

2014年度冬季の電力需給見通し について

1. 需給検証の考え方

1. 需給検証の考え方（①基本的な考え方）

<需要>

- 需要については、基本的に2011年度冬季並みの厳寒（北海道は2010年度、東京及び東北は2013年度）を想定。これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映。

<供給>

- 各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分精査しつつ、可能な限り供給力を積み上げ。各電力会社間の電力融通も加味。

<需給バランス>

- 各電力会社の需給バランスだけではなく、9社、東日本・中部及び西日本といった広域的な視点で安定供給可能か、需給バランスを検証。



<需給対策>

- データや分析手法を明らかにすることにより、客観性・透明性を確保した需給検証を踏まえ、必要な場合は、政府として数値目標付の節電要請などの電力需給対策を決定。

1. 需給検証の考え方 (②需要面、供給面)

需要面

①2014年度冬季の需要想定

- 気温影響： 2011年度冬季並みの厳寒を想定。
(北海道は2010年度、東京及び東北は2013年度冬季並)
- 経済影響： 直近の経済見通しを反映。
- 節電影響： 2013年度冬季からの節電継続率を反映。

P5~

②需給調整契約状況

- 計画調整契約、随時調整契約の見込み。

P9

③電力料金値上げによる需要削減効果の試算

P30

供給面

①火力発電

- 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査の繰り延べ等で供給力を確保。
- 長期停止火力や被災火力の再稼働の見通しを反映。
- 自家発購入、緊急設置電源の設置又は増出力を見込む。

P12~

②水力発電

- 渇水等を想定し、安定的に見込める出力を評価。
- 保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査を繰り延べして供給力を確保。

P21~

③揚水発電

- 夜間の余剰電力、発電時間の長さ等により供給力を評価。

P24

④太陽光発電・風力発電・地熱発電

- 安定的に見込める出力を評価。

P25~

⑤融通

- 需給が厳しい電力管内に対して、電力融通を実施。

P33

⑥供給予備率

- 瞬動的な需要変動や計画外の電源脱落等に対応するための予備率を確保。

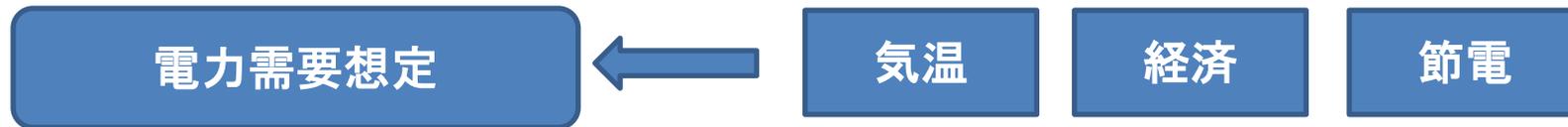
P34

2. 需要について

1. 2014年度冬季の需要想定について

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2014年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
 - ①気温影響:2011年度冬季並みの厳寒を想定。(北海道電力は2010年度、東北電力及び東京電力は2013年度並の厳寒を想定)
 - ②経済影響:直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。
 - ③節電影響:2013年度冬季の節電実績を踏まえ、直近(2014年8月)に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。

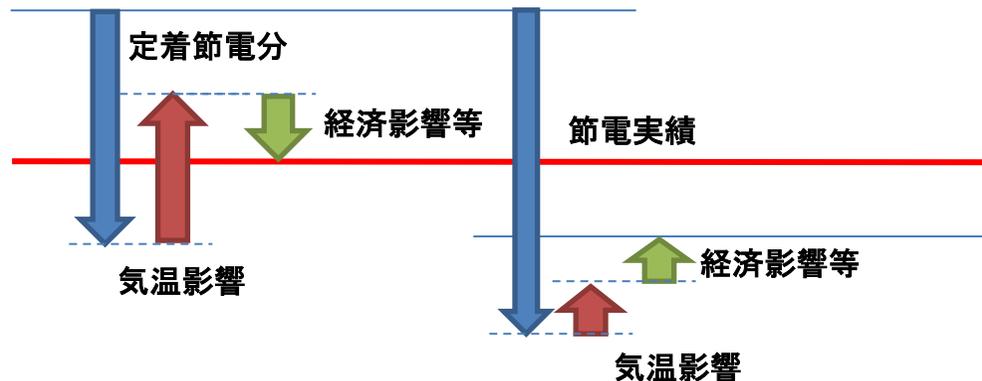
<変動要因>



算出の方法

2010年度冬季需要(実績)

- ・気温: やや寒い
- ・経済: 通常
- ・節電: なし(ベース)



2014年度冬季需要の前提

- ・気温: 厳寒
- ・経済: 直近の経済見通し
- ・節電: 定着分あり

2013年度冬季需要(実績)

- ・気温: 通常
- ・経済: 上向き
- ・節電: あり(実績)

2. 2014年度冬季の経済影響等について

- 経済影響等については、直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮した上で、新電力への離脱の影響を加味して算出。
- 2014年度冬季の経済影響については、「平成26年度の経済動向について(内閣府年央試算)」(2014年7月22日内閣府)によれば、「好循環実現のための経済対策」を含む「経済政策パッケージ」の実行や政労使の共通認識に基づく取組を通じて、動き始めた好循環が更に拡大し、我が国経済は民需主導の景気回復が進み、GDP、IIPの見通しは対前年度成長率が上昇。需要への影響は全国合計で2010年度比で+124万kWとなる。(2013年度からは+7万kW)
- 大規模工場の操業縮小や撤退等により、2010年度比でマイナスとなる電力管内もある。

○2014年度の経済見通し

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
実質GDP (兆円)	512.4 (+3.4%)	514.2 (+0.3%)	517.6 (+0.7%)	529.3 (+2.3%)	531.9 (+0.5%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	98.9 (+3.2%)	99.8 (+0.9%)

※1 ()は対前年度増加率

※2 2014年度経済見通しについては、2014年8月13日に内閣府が発表した2014年4-6月期のGDP速報後に、主要シンクタンク17社が試算したデータをもとに推計。

なお、政府の経済動向(7月22日内閣府)においては、2014年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+1.2%、+1.8%(対前年度比)となる。

○2014年度冬季の経済影響等(対2010年度冬季差)

(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
2014年度 経済影響等		+5	+5	▲52	+40	▲25	▲3	▲31	▲12	▲28	▲101
内 訳	経済影響	+9	+9	+72	+62	+10	▲3	▲24	▲9	▲2	+124
	新電力への 離脱影響	▲4	▲4	▲124	▲22	▲35	0	▲7	▲3	▲26	▲225

(参考)2013年度冬季の経済影響(対2010年度冬季差)

(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
2013年度 経済影響		+10	▲9	+99	+39	+2	▲2	▲19	▲5	+2	+117

3. 2014年度冬季の節電影響について(1/2)

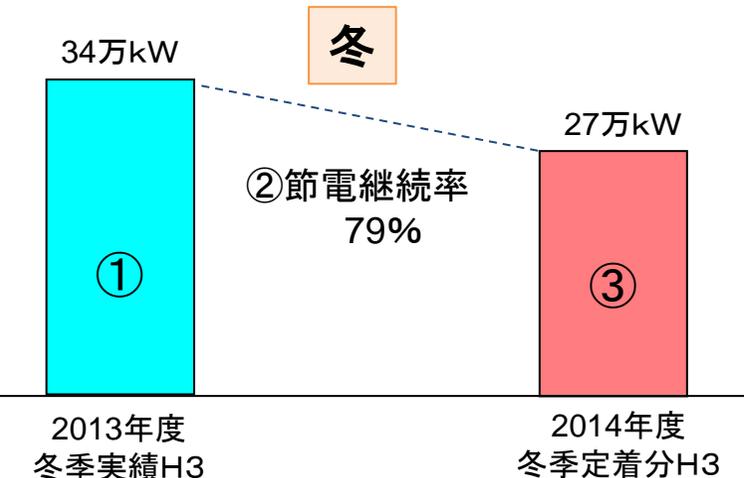
- 2013年度冬季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※¹を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2014年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別(大口、小口、家庭)に2014年度冬季の継続率②※²を算出。
- 2013年度冬季の節電実績①に、2014年度冬季の継続率②を乗じて、2014年度冬季の定着節電③を算出。

※¹ 2014年度冬季において、2013年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:8月下旬~9月上旬)。

※² 「2013年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2014年度冬季節電を継続する」×「2014年度冬季に2013年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例) 北海道電力

- (1) 2014年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2014年度冬季の継続率はそれぞれ、80%、83%、78%となる。
- (2) 2013年度冬季節電実績34万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2014年度冬季の定着節電27万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2013年度冬季節電実績①	9万kW	13万kW	12万kW	34万kW
継続率②(アンケート ii × iii)	80%	83%	78%	79%
ii) 2014年度冬季、節電を継続する	94%	95%	89%	—
iii) 2014年度冬季も2013年度冬季と同等の節電を継続する	85%	87%	88%	—
2014年度冬季定着節電(①×②)	7万kW	11万kW	9万kW	27万kW

3. 2014年度冬季の節電影響について(2/2)

○ 前ページの算出方法のもと、各社毎に定着節電を算出。

○2014年度冬季の節電影響

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2013年度冬季 節電実績	▲34 [▲5.9%]	▲35 [▲2.5%] ^{注2}	▲446 [▲8.7%]	▲65 [▲2.8%]	▲149 [▲5.6%]	▲17 [▲3.2%]	▲16 [▲1.5%]	▲27 [▲5.2%]	▲63 [▲4.1%]
備考	①数値目標 ▲6%以上実施	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請	②数値目標を伴 わない節電要請
②継続率	79%	83%	89%	85%	87%	88%	88%	89%	89%
③2014年度冬季 定着節電 (①×②)	▲27 [▲4.7%]	▲29 [▲2.1%]	▲397 [▲7.7%]	▲55 [▲2.3%]	▲129 [▲4.8%]	▲15 [▲2.8%]	▲14 [▲1.3%]	▲24 [▲4.6%]	▲56 [▲3.7%]
(参考) 2010年度冬季 最大電力需要	579	1,470 (1,398) ^{注2}	5,150	2,342	2,665	528	1,074	520	1,533

(参考)過去の節電実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2011年度冬季 節電実績	▲13 [▲2.2%]	▲30 [▲2.1%] ^{注2}	▲269 [▲5.2%]	▲63 [▲2.7%]	▲113 [▲4.2%]	▲16 [▲3.0%]	▲15 [▲1.4%]	▲14 [▲2.7%]	▲87 [▲5.7%]
②2012年度冬季 節電実績	▲30 [▲5.2%]	▲30 [▲2.1%] ^{注2}	▲442 [▲8.6%]	▲65 [▲2.8%]	▲126 [▲4.7%]	▲18 [▲3.4%]	▲17 [▲1.6%]	▲27 [▲5.2%]	▲75 [▲4.9%]

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。

注2)2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,398万kWとの節電率。

4. 2014年度冬季の需給調整契約

- 需給調整契約には計画調整契約と随時調整契約の2種類があるが、平日の昼間から夜間などに電気の使用を計画的に振り替える計画調整契約の契約見込みを、定着節電として電力需要想定に織り込む。
- 他方、随時調整契約については需給ひっ迫時のみに発動する需給調整契約のため、需給ひっ迫が生じない場合には需要想定に予め織り込まない。
- 2014年度冬季の現時点の計画調整契約の見込みは、2013年度冬季の見通しと比べ契約先の業態の形態変化等により減少、随時調整契約は、ほぼ同程度。

○2014年度冬季の需給調整契約見込み

	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	5万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW	37万kW
随時調整契約電力	15万kW	31万kW	162万kW	73万kW	35万kW	21万kW	113万kW	35万kW	36万kW	519万kW

(参考)2013年度冬季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	9万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	20万kW	44万kW
随時調整契約電力	12万kW	29万kW	167万kW	71万kW	36万kW	21万kW	112万kW	36万kW	32万kW	516万kW

(参考)需給調整契約の概要

①計画調整契約

夏季・冬季のピーク期間中、平日の昼間から夜間や休日などに電気の使用を計画的に振り替える契約(契約時期:毎年度春先～)。調整電力及び調整時間の実績により、電気料金が割り引かれる。

②随時調整契約

需給の逼迫時に、電力会社からの事前通告(即時、1～3時間前、前日)によって電力の使用を抑制する契約(契約時期:毎年度春先～)。「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割り引かれる。事前割引のないものも存在。

5. 2014年度冬季の需要見通しについて

- 需要見通しの作成にあたり、信頼性を高めるため、最大需要日ではなく、最大3日平均(H3)ベースで評価。
- 前述で算出した定着節電(H3)及び経済影響等(H3)から、2014年度冬季需要(H3)を作成し、冬季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2014年度冬季最大電力需要(H1)を算出。

○2014年度冬季の需要見通しについて

(単位: 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2010年度冬季 最大3日平均(H3)	572	1,462 (1,390)注1	5,077	2,327	2,628	525	1,061	513	1,528
②気温影響H3注2	0	+25	+279	+48	+9	+9	+19	+13	+53
③経済影響等H3	+5	+5	▲52	+40	▲25	▲3	▲31	▲12	▲28
④定着節電H3	▲27	▲29	▲397	▲55	▲129	▲15	▲14	▲24	▲56
⑤2014年度冬季 最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	550	1,391	4,907	2,360	2,483	516	1,035	490	1,497
⑥最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率注3	× 1.013	× 1.008	× 1.015	× 1.014	× 1.021	× 1.009	× 1.013	× 1.020	× 1.013
⑦2014年度冬季 最大電力需要 (H1) (⑤×⑥)	557	1,402	4,980	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516



注1) 震災影響分(▲約70)を考慮後の需要 注2) 2011年度を厳寒と想定。ただし、北海道電力は2010年度、東北電力及び東京電力は2013年度並みの厳寒を想定。

注3) 冬季H1/H3比率の過去5カ年平均。

試算例) 関西電力の場合



$$2,628① + 9② - 25③ - 129④ = 2,483⑤$$



$$2,483⑤ \times 1.021⑥ = 2,535⑦$$

3. 供給力について

1. 火力の定期検査時期の調整について(1/2)

- 電気事業法に基づき、ボイラーは2年毎、タービンは4年毎に定期検査を実施する必要がある。
- 震災以降、需給状況が厳しいため、2014年度冬季においても需給ひっ迫を回避する観点から、震災特例等の活用により、可能なものは、火力発電所の定検の繰り延べ等を行うが、一部発電所については設備の信頼度維持の観点から定検が必要。
- 前回定期検査終了から2年以上経過した発電所は81箇所あるが(全体の約3割程度)、このうち、
 - ① 震災特例により定期検査を繰り延べた発電所は合計で57発電所(全体の2割程度)
 - ② 震災特例等により、前回法定点検終了後からの運転期間が4年超の発電所は10発電所(全体の3%程度)

○前回法定定期検査終了後からの運転期間

前回法定定期検査終了後から 運転期間(H26.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	189	62.8%
2年以上3年未満	49	16.3%
3年以上4年未満	22	7.3%
4年以上5年未満	5	1.7%
5年以上	5	1.7%
(定期検査中)	31	10.3%
合計	301	100.0%

○震災特例の適用回数(予定を含む)

震災特例の適用回数 (H26.10.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	244	81.1%
1回繰り延べ	41	13.6%
2回繰り延べ	10	3.3%
3回繰り延べ	2	0.7%
4回繰り延べ	4	1.3%
合計	301	100.0%

※震災特例等: 震災以降、電力供給力を確保するため、継続運転等が必要な場合に、経済産業局産業保安監督部長が1度に12ヶ月を限度とした定検繰り延べの承認を行うもの。このほか、低稼働率の発電所等の定検繰り延べに対する承認がある。

○前回法定定期検査終了後からの運転期間が4年以上経過する、10発電所(2014年10月1日時点)

	発電所名	出力	種別	前回定検終了日
北海道電力	砂川4号機	12.5万kW	石炭	H22.9.20
中部電力	武豊2号機	37.5万kW	石油	H21.2.18
関西電力	姫路第二既設5号機	60万kW	LNG	H22.8.4
	相生2, 3号機	各37.5万kW	石油	H21.8.21(2号機)、H22.7.13(3号機)
	南港1号機	60万kW	LNG	H22.7.1
	姫路第一6号機	71.3万kW	LNG	H21.12.24
	御坊2号機	60万kW	石油	H21.7.28
	海南4号機	60万kW	石油	H21.4.13
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	H20.8.22

1. 火力の定期検査時期の調整について(2/2)

- 設備の信頼度維持の観点や定検スケジュールの関係から2014年度冬季における定検等が不可避となる一部の発電所は定期検査を実施(7社計33基)。
- 北海道電力については、設備の信頼度維持を確認した結果、定検を繰り延べ、2014年度冬季に定期検査は実施しない。

○2014年度冬季(1・2月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(7社計33基)

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
東北電力	八戸5号機	39万kW	石油	12/1-6/30	燃料転換(LNG)に伴う停止。
	秋田2号機	35万kW	石油	11/3-4/9	ボイラー等の補修が必要であるため。
	東新潟4-2GT	28万kW	LNG	1/7-2/10	ガスタービン等の補修が必要であるため。
東京電力	千葉2-1号機	36万kW	LNG	12/1-3/2	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	袖ヶ浦3号機	100万kW	LNG	9/15-2/12	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	川崎2-1号機	50万kW	LNG	1/31-3/22	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	品川1-1号機	38万kW	都市ガス	1/16-1/23	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	常陸那珂1号機	100万kW	石炭	9/19-1/20	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	富津1-6号機	16.5万kW	LNG	2/12-6/20	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	富津2-6号機	16.5万kW	LNG	2/28-6/9	ガスタービン部品等の点検・補修が必要であるため。
	東扇島2号機	100万kW	LNG	2/12-7/9	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	広野2号機	60万kW	石油	2/28-7/8	蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
中部電力	知多2号機	53万kW	LNG	1/24-5/29	発電機等の点検が必要であるため。
	知多4号機	70万kW	LNG	2/21-7/4	蒸気タービンロータの取替等が必要であるため。
	武豊4号機	38万kW	石油	12/20-3/3	ボイラー給水ポンプ等の補修が必要であるため。
	渥美4号機	70万kW	石油	9/13-1/12	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	知多第二2号機	85万kW	LNG	1/31-7/3	蒸気タービン低圧ロータの取替等が必要であるため。

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
中部電力	川越3-1号機	24万kW	LNG	2/14-7/2	発電制御装置関係制御盤取替等が必要であるため。
	川越3-4号機	24万kW	LNG	11/15-4/4	発電制御装置関係制御盤取替等が必要であるため。
	川越4-1号機	24万kW	LNG	11/29-3/16	蒸気タービンラビリンスパッキン修理等が必要であるため。
	川越4-4号機	24万kW	LNG	2/18-6/13	蒸気タービンラビリンスパッキン修理等が必要であるため。
	川越4-5号機	24万kW	LNG	12/17-1/6	ガスタービン部品等の点検・補修等が必要であるため。
	碧南4号機	100万kW	石炭	9/9-1/18	ボイラ蒸発管修理等が必要であるため。
	四日市3号機	22万kW	LNG	12/20-1/2	データ処理装置修理が必要であるため。
	渥美3号機	70万kW	石油	1/23-1/25	煙突ライニングの点検修理が必要であるため。
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	9/25-5/5	バーナー改造等の補修が必要であるため。
	海南4号機	60万kW	石油	11/9-4/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
北陸電力	富山新港2号機	50万kW	石油	9/20-1/14	冬季において特に需要の高まる1月下旬～2月を避けて定検を計画。
中国電力	岩国2号機	35万kW	石油	12/13-1/12	ボイラ煙道および電気集塵器等の補修が必要であるため。
	柳井1-3号機	13万kW	LNG	9/22-3/27	蒸気タービンの取替等が必要であるため。
	柳井2-3号機	20万kW	LNG	1/12-7/25	制御装置の補修および、運転時間管理によるガスタービン高温部品の定期取替が必要であるため。
	下関1号機	18万kW	石炭	12/18-3/13	経年に対応した制御装置の補修および、電気集塵器等の補修が必要であるため。
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	12/19-2/27	ボイラ蒸発管修理等が必要であるため。

2. 長期停止火力の稼働(1/2)

- 震災以降、2014年度冬季までに長期停止火力※の稼働を実施(6社10基)。
- なお、東京電力の鹿島1～4号及び横須賀1号GT、2号GT、3、4号については、設備の劣化が著しいため、再度、長期停止している。

※運転年数が相当程度経過した発電所について、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止

①既に再稼働している長期停止火力

2014年10月1日時点

電力会社名	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	41年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	17年
	武豊2号機	38万kW	石油	41年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	44年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	45年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	42年
合計		193万kW		

②震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止した火力

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	41～43年	被災から復帰した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月(3,4号)、9月(1号)より長期停止中。2号については10月1日から長期停止予定。
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG,石油	21～49年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
合計		327万kW			

2. 長期停止火力の稼働(2/2)

○ 残りの発電所は主要設備の腐食、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ケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、2014年度冬季までに再稼働できていない。

②設備の劣化が著しいため、2014年度冬季に再稼働できていないもの

2014年10月1日時点

電力会社名	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	44～47年	4～10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	13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	44年	6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。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	37年	9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	25,24年	13,10年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	13年	2年	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	51年	12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	各38,50万kW	石油	43,41年	10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。
合計		551万kW				

3. 火力等の供給力の主な増減要因(対2013年度冬季)

○ 2013年10月の電力需給検証小委員会で示した供給力と比較して、新設等によりさらに供給力として見込める予定の主な火力発電所等及び、廃止等により供給力として見込めなくなった主な火力発電所等は以下のとおり。また、電源開発松浦2号機は定期検査中の落下事故から今年8月に供給力38.7万kWで仮復旧。

(新設等)

(単位:万kW)

電力会社名	号機	発電区分	運開予定時期	供給力増加分	備考
北海道電力	京極1号	揚水	H26.10	+20.0	新設、H26.10に営業運転開始
東北電力	第二沼沢	揚水	H26.1	+37.8	H23.7豪雨による停止から、H26.1復旧
東京電力	千葉3号系列1～3軸	LNG	H26.4～H26.7	+150.0	コンバインドサイクル化、供給力は150(50×3機)万kW(2013年度冬季は計上せず)
	鹿島7号系列1～3軸	都市ガス	H26.5～H26.7	+126.0	コンバインドサイクル化、供給力は126(42×3機)万kW(2013年度冬季は計上せず)
中部電力	上越2号系列2号	LNG	H26.5	+55.9	新設、H26.5に営業運転開始
関西電力	姫路第二3号機	LNG	H26.3	+48.7	新設、H26.3に営業運転開始
	姫路第二4号機	LNG	H26.8	+48.6	新設、H26.7に営業運転開始
	姫路第二5号機	LNG	H26.10	+48.7	新設、H26.9に営業運転開始
	姫路第二6号機	LNG	H27.3	+48.6	新設、H26.10に試運転開始予定。先行同型機有り。
中国電力	玉島1号機	LNG	H26.4	+35.0	燃料転換(2013年度冬季は計上せず)

(廃止等)

(単位:万kW)

電力会社名	号機	発電区分	廃止時期	供給力減少分	備考
東京電力	川崎1号GT	LNG	H26.4	▲12.8	緊急設置電源、H26.4廃止
	大井1号GT	都市ガス	H26.4	▲12.8	緊急設置電源、H26.4廃止
	大井2号GT	都市ガス	H26.4	▲8.1	緊急設置電源、H26.4～長期停止
	姉崎DE	石油	H26.4	▲0.6	緊急設置電源、H26.4～長期停止
	鹿島1～4号機	石油	H26.4	▲240.0	H26.4～(3,4号)、H26.9～(1号)、H26.10～(2号)長期停止
	横須賀1・2号GT、3、4号機	都市ガス,石油	H26.4	▲87.0	H26.4～長期停止

(計画外停止)

(単位:万kW)

電力会社名	号機	発電区分	事故発生日	供給力減少分	備考
電源開発	松浦2号	石炭	H26.3.28	▲55.8	H26.8に供給力38.7万kWで仮復旧

4. 自家発購入について

- 東北電力においては、需給状況を踏まえ、新規電源の運開に伴い、2013年度冬季に比べ、自家発事業者からの電気の購入量を減少。
- 東京電力においては、新規電源の運開に伴い、2013年度冬季に比べ、自家発事業者からの昼間の電気の購入量を減少。

○2014年度冬季(1月)における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	23万kW (19万kW)	15万kW (4万kW)	49万kW (163万kW)	0万kW (0万kW)	78万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	7万kW (7万kW)	201万kW (285万kW)

※ ()は夜間

(参考)2013年度冬季(1月)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
自家発の活用	24万kW (21万kW)	26万kW (7万kW)	74万kW (149万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	11万kW (11万kW)	12万kW (12万kW)	8万kW (8万kW)	233万kW (274万kW)

※ ()は夜間

5. 緊急設置電源の設置及び火力の増出力について

①緊急設置電源

○震災以降、東北電力、東京電力管内を中心に、緊急設置電源を大量導入。

○東京電力においては、千葉、鹿島のコンバインド化の実施電源の運開に伴い、大井等の緊急設置電源を廃止(▲34.3万kW)する。東北電力においては、八戸のコンバインド化に続き、LNGへの燃料転換を実施予定(冬季の供給力には計上せず)。

②火力の増出力

○過負荷運転や炭種変更等による火力の増出力については、ほとんどの電力会社で見込みは2013年度並み。東京電力については、増出力可能な火力発電所の補修期間が昨年より少ないことによる増加。

○緊急設置電源の活用見込み(2014年度冬季(1月))

	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	74万kW	0万kW	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	96.4万kW

(参考)2013年度冬季(1月)における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	74万kW	34万kW	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	130.4万kW

○火力の増出力見込み(2014年度冬季(1月))

	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	7万kW	14万kW	87万kW	14万kW	20万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	172万kW

(参考)2013年度冬季(1月)における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	7万kW	15万kW	61万kW	13万kW	22万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	148万kW

6. 新設火力の扱いについて

- 新設火力について運転開始の6ヶ月程度前から試運転を行うことが多いが、出力を変動させる試験や、試運転中に発電機回転子やガスタービン回転体の不具合等により長期間の停止を要する修理・点検が過去に発生しており、予め安定的な供給力として評価することは困難。
- ただし、2015年3月運開予定の姫路第二6号機については、同じサイトにある同型機において過去試運転を行ってきており、技術的な蓄積の横展開が可能で試運転に伴うトラブルの見込みが低く、10月上旬より試運転を開始する予定であることから、試運転出力を2014年度冬季の供給力として計上している。

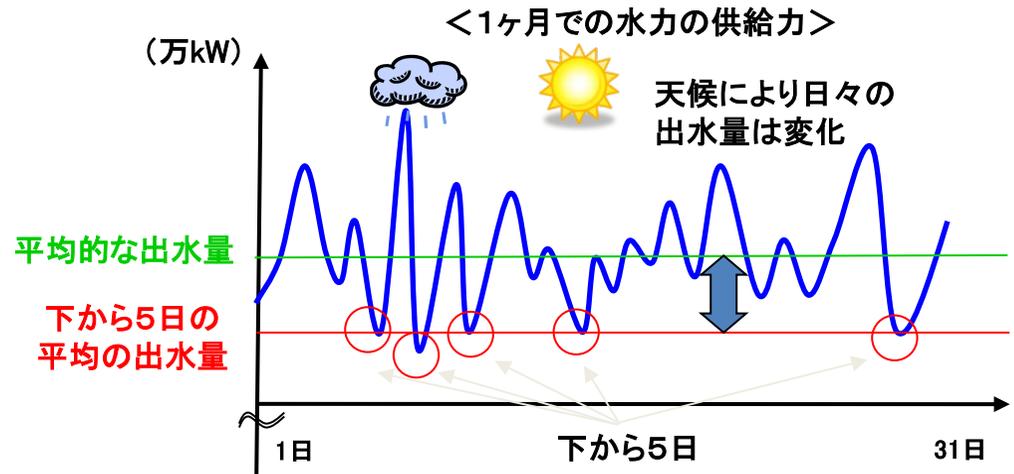
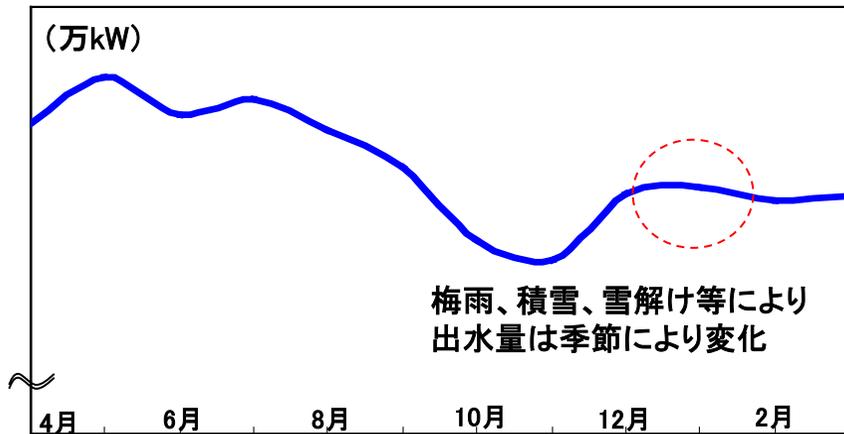
<運転開始時期が近い、建設中の火力発電所> (9電力管内)

	発電所名等	出力	運転開始(予定)
関西	姫路第二6号(試運転)	48.65万kW	2015年3月

7. 水力・揚水発電について(1/2)

- 水力発電の供給力については、降雨等により出水量が日々変化するため、月毎(1~12月)に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値を安定的に見込める出力として評価。(30サンプル中、下位5日)

【水力発電の供給力の計上方法】
 <年間での水力の供給力>



○水力の供給力見込み 2014年度(1月)

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	72	158	211	88	215	117	45	43	69	1,018

(参考)2013年度冬季(1月)の供給力

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	72	150	209	94	215	120	51	44	76	1,031
供給力実績 (最大需要発生日)	62	184	191	92	240	152	65	52	90	1,128

7. 水力・揚水発電について(2/2)

○ 2014年度冬季は、一部の発電所が設備の信頼度維持の観点から2014年度冬季における定検が不可避なため、定期検査を実施(6社計24基)

○2013年度冬季(1・2月)に定期事業者検査に入る予定の水力・揚水発電所

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
東京電力	塩原1～3号機	90万kW	揚水	H24.10-H27.7	八汐調整池止水工事を実施中。
中部電力	奥美濃1号機	25万kW	揚水	9/12-5/5	水車発電機の部品の磨耗・劣化が進行しており、交換・修理を行う必要があるため。
	奥美濃2号機	25万kW	揚水	9/27-2/24	1号機との共通変圧器のリレー盤取替実施による停止。
	奥美濃3～6号機	25万kW	揚水	1/27、1/28、1/29、1/30	1,2号機共通変圧器との共用部分のリレー動作試験実施による停止。
	畑薙第一1号機	5万kW	揚水	2/19-2/24	水車外観点検および配電盤の取替が必要であるため。
	馬瀬川第一2号機	14万kW	揚水	2/28-3/18	水門修繕に伴う停止。年間に一番水位が低い時期に行う必要がある。
関西電力	奥吉野6号機	20万kW	揚水	9/2-6/29	経年使用による改修・部品取替が必要であるため。
	大河内3号機 4号機	66万kW	揚水	10/11-5/1 1/31-7/18	経年使用による監視制御装置の取替が必要であるため。
	天ヶ瀬1,2号機	9万kW	水力	11/4-3/18	天ヶ瀬ダム放流設備工事に伴う停止。
	三尾1号機	4万kW	水力	10/4-4/29	封水装置からの漏水増加に伴う補修が必要であるため。
	下小鳥	14万kW	水力	H24-H28.6	地元の要望により濁水解消のための表面取水設備の新設工事を実施する必要があるため。

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
中国電力	俣野川3, 4号機	60万kW	揚水	12/1-H27/6/30	経年による水車入口弁の補修等が必要であるため。
	新成羽川3号	8万kW	揚水	10/6-H27/4/23	経年による水車等の細密点検が必要であるため。
四国電力	平山	4万kW	水力	11/25-3/15	水車発電機の部品の磨耗・劣化が進行しており、交換・修理を行う必要があるため。
九州電力	小丸川4号機	30万kW	揚水	10/25-6/12	水車及び発電機部品の摩耗・劣化が進展しており、解体修繕工事を実施する必要があるため。
	一ツ瀬2号機	9万kW	水力	1/8-6/26	水車及び発電機部品の摩耗・劣化が進展しており、解体修繕工事を実施する必要があるため。

8. 揚水発電について

○ 揚水発電については、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化。一般的に、必要なピーク時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
- ・発電時間(≒昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの

○2014年度冬季は北海道電力において京極1号機が新設されたため、設備容量が+20万kWとなっている。休日・夜間電力を使った汲上水量の増加により、揚水供給力が増加。

電力会社名	設備容量 (①)	2014年度冬季(1月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2013年度冬季 (1月)の供給力見通し (万kW)
北海道	60	59	・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。	39
東北	71	71	—	33
東京	1140	860	・塩原発電所(90)が補修停止。 ・放水時間が約16時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない	850
中部	433	287	・奥美濃1,2号機(計50)が補修停止。 ・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、設備容量並の発電ができないため。	304
関西	506	268	・奥吉野6号機(20)、大河内3,4号機(計33)が補修停止 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできない。 ・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。	302
北陸	11	5	・長野1号機(11)が補修停止。	11
中国	212	103	・俣野川3,4号機(計60)および新成羽川3号機(7.6)が補修停止 ・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、設備容量並の発電はできない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできない。	110
四国	69	37	・穴内川1号機(1.25)が補修に伴う停止 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできない。 ・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、設備容量並の発電ができないため。	32
九州	230	175	・小丸川4号機(30)が補修停止。 ・昼間放水時間が約15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出来ない。	154
合計	2,732	1,862		1835

9. 太陽光発電について

- 冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、太陽光発電は基本的に供給力として見込めない。
- ただし、中部電力管内についてはピーク時間帯が午前中となるため、供給力が計上可能。

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
太陽光発電	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7

10. 風力発電について

- 風力発電の供給力は、最大電力需要発生時にも天候の影響により出力がゼロとなることがあるため、安定的に見込める供給力分として、水力発電と同様に、各月の下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(3~8年間)で平均した値を計上。
- 2014年度冬季(1月)は、設備容量285万kWに対し、安定的に見込める供給力として12.1万kWを計上。

○風力発電の供給力(2014年度1月)

(万kW,%)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)		1.6	5.6	2.0	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
内訳	設備容量(万kW)	32	71	37	24	14	15	30	15	47	285
	出力比率(%)	4.9%	7.8%	5.3%	0.4%	3.0%	0.4%	1.5%	4.9%	2.3%	-
	発電実績データ期間	8年	7年	3年	3年	6年	6年	3年	7年	8年	-

(参考)2013年度冬季の見通し試算および実績

(万kW)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算(万kW)		1	4	1.3	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	1.0	8.7
供給力実績 (最大需要日)		4 (1/17)	38 (2/5)	6 (2/14)	6 (2/14)	6 (2/14)	7 (2/5)	5 (2/6)	4 (2/6)	16 (2/13)	24

(参考)再生可能エネルギー等の算定手法について

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均	20年間	各月の上位3日の電力需要発生日(3日)	60サンプル中、下位5日で評価	アメダスの日射量データより算出した出力比率
風力発電(※)	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(3~8年間)で平均した値	把握可能な期間(3~8年間)	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率

※ 風力発電については、2013年度冬季の見通しより、供給力として計上。

4. 2014年度冬季の電力需給バランス表 (9電力会社)

1. 2014年度冬季の電力需給見通し(2月)

- ①2014年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内でも電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通し。
- ②なお、北海道電力管内については、電気料金の値上げ幅の大きさに鑑み、これが需要に与える影響を試算し、検証した上で、他電力からの電力融通に制限があること等から、昨年に引き続き電源脱落リスクへの特段の対応を行う必要があるか検討すべきではないか。

2014年度冬季(2月)の見通し※

※ 2011年度並の厳寒を想定し、直近の経済見通し、2013年度冬季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(北海道電力及び沖縄電力管内は厳寒であった2010年度、東北電力及び東京電力管内は2013年度)

○従来通り、電気料金値上げによる需要抑制効果を見込まない場合

(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	沖縄
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,928	557	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,441	115
供給－需要	583	63	125	395	412	137	77	38	87	27	46	995	61
(予備率)	8.4%	11.4%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.4%	53.4%

○電気料金値上げによる電力需要抑制効果を見込む場合(北海道電力管内で約21万kwの需要抑制と試算)

(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	沖縄
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,907	536	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,420	115
供給－需要	604	84	125	395	412	137	77	38	87	27	46	1,016	61
(予備率)	8.7%	15.7%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.6%	53.4%

※ 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要。

2. 北海道電力の料金値上げによる需要抑制効果の試算

○過去の研究機関による分析結果を踏まえると、電力需要の価格弾性値は、概ね0.17～0.35程度。

【電気料金と電力需要に関する過去の分析結果】

分析機関	論文名	項目	価格弾性値
電力中央研究所	地域別電灯・電力需要の価格弾力性の分析(2013年)	北海道の電灯需要(短期)	0.172
		北海道の電力需要(短期)	0.354
経済産業研究所	電力需要関数の地域別推定(2007年)	北海道の電力需要(短期)	0.290

○北海道電力は、約19.5%(規制部門と非規制部門の全体幅)の料金値上げを申請。9月29日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会において査定方針案を取りまとめたところ。

○値上げ幅の大きさに鑑み、電力需給の観点からも、これが需要に与える影響を試算し、検証すべきではないか。

【価格弾性値を0.2と仮定した場合の試算】

電力需要減少率 = 価格弾性値(0.2) × 価格上昇率(19.5%) = 3.9%

電力需要減少量 = 北海道の冬の需要量(557万kW) × 電力需要減少率(3.9%) = 21万kW

3. 2014年度冬季の電力需給見通しについて(12~3月)(1/2)

(I .電力料金値上げに伴う需要抑制効果を見込まない場合)

【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	沖縄
供給力	7,411	633	1,444	5,334	8,573	2,429	2,512	519	1,111	520	1,482	15,984	168
最大電力需要	6,419	557	1,352	4,510	8,092	2,316	2,406	495	975	500	1,400	14,511	113
供給－需要	992	76	92	824	481	113	106	24	136	20	82	1,473	55
(予備率)	15.5%	13.6%	6.8%	18.3%	5.9%	4.9%	4.4%	4.8%	14.0%	4.0%	5.8%	10.2%	48.9

【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	沖縄
供給力	7,608	625	1,528	5,455	8,920	2,553	2,612	542	1,125	525	1,562	16,528	173
最大電力需要	6,939	557	1,402	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,452	117
供給－需要	669	68	126	475	407	160	77	21	77	25	46	1,076	56
(予備率)	9.6%	12.3%	9.0%	9.5%	4.8%	6.7%	3.0%	4.0%	7.4%	5.1%	3.0%	7.0%	48.2

【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	沖縄
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,928	557	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,441	115
供給－需要	583	63	125	395	412	137	77	38	87	27	46	995	61
(予備率)	8.4%	11.4%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.4%	53.4%

【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	沖縄
供給力	7,219	609	1,436	5,174	8,095	2,352	2,375	534	1,034	460	1,340	15,314	172
最大電力需要	6,375	530	1,295	4,550	7,702	2,229	2,305	493	956	433	1,286	14,077	112
供給－需要	844	79	141	624	393	123	70	41	78	27	54	1,237	59
(予備率)	13.2%	14.9%	10.9%	13.7%	5.1%	5.5%	3.0%	8.3%	8.2%	6.3%	4.2%	8.8%	52.9

3. 2014年度冬季の電力需給見通しについて(12~3月)(2/2)

(Ⅱ.電力料金値上げに伴う需要抑制効果を見込む場合)

【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	沖縄
供給力	7,411	633	1,444	5,334	8,573	2,429	2,512	519	1,111	520	1,482	15,984	168
最大電力需要	6,398	536	1,352	4,510	8,092	2,316	2,406	495	975	500	1,400	14,490	113
供給－需要	1,013	97	92	824	481	113	106	24	136	20	82	1,494	55
(予備率)	15.8%	18.1%	6.8%	18.3%	5.9%	4.9%	4.4%	4.8%	14.0%	4.0%	5.8%	10.3%	48.9

【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	沖縄
供給力	7,608	625	1,528	5,455	8,920	2,553	2,612	542	1,125	525	1,562	16,528	173
最大電力需要	6,918	536	1,402	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,431	117
供給－需要	690	89	126	475	407	160	77	21	77	25	46	1,097	56
(予備率)	10.0%	16.7%	9.0%	9.5%	4.8%	6.7%	3.0%	4.0%	7.4%	5.1%	3.0%	7.1%	48.2

【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	沖縄
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,907	536	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,420	115
供給－需要	604	84	125	395	412	137	77	38	87	27	46	1,016	61
(予備率)	8.7%	15.7%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.6%	53.4%

【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	沖縄
供給力	7,219	609	1,436	5,174	8,095	2,352	2,375	534	1,034	460	1,340	15,314	172
最大電力需要	6,355	510	1,295	4,550	7,702	2,229	2,305	493	956	433	1,286	14,057	112
供給－需要	864	99	141	624	393	123	70	41	78	27	54	1,257	59
(予備率)	13.6%	19.4%	10.9%	13.7%	5.1%	5.5%	3.0%	8.3%	8.2%	6.3%	4.2%	8.9%	52.9

4. 電力融通の実施予定

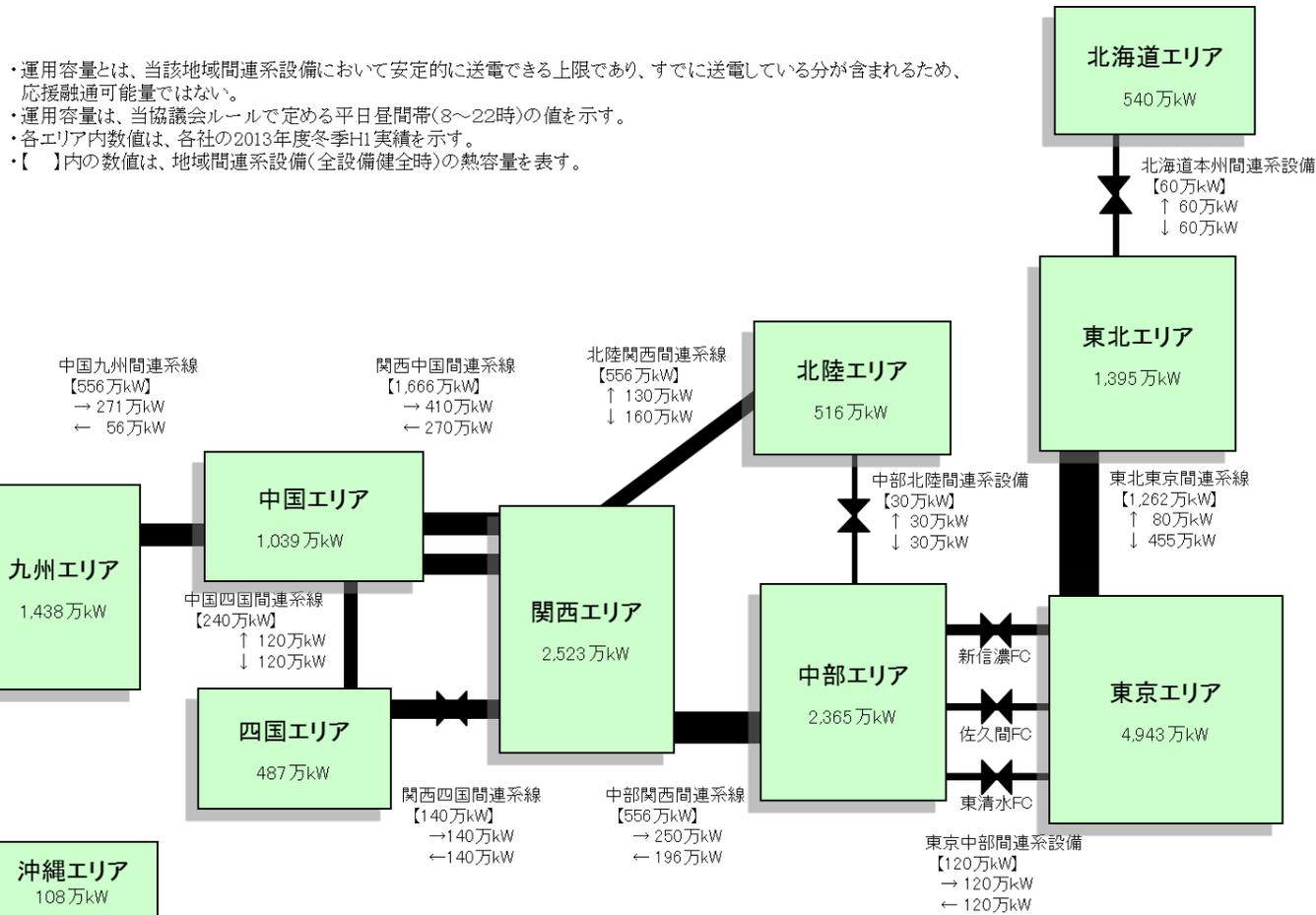
○関西電力及び九州電力が他電力から融通受電。

○電力会社から提出された報告における現段階で計画されている電力融通

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	—	—	—	▲122万kW (夜間最大▲131)	+41万kW (夜間最大+41)	—	▲12万kW (夜間最大▲12)	—	+93万kW (夜間最大+93)

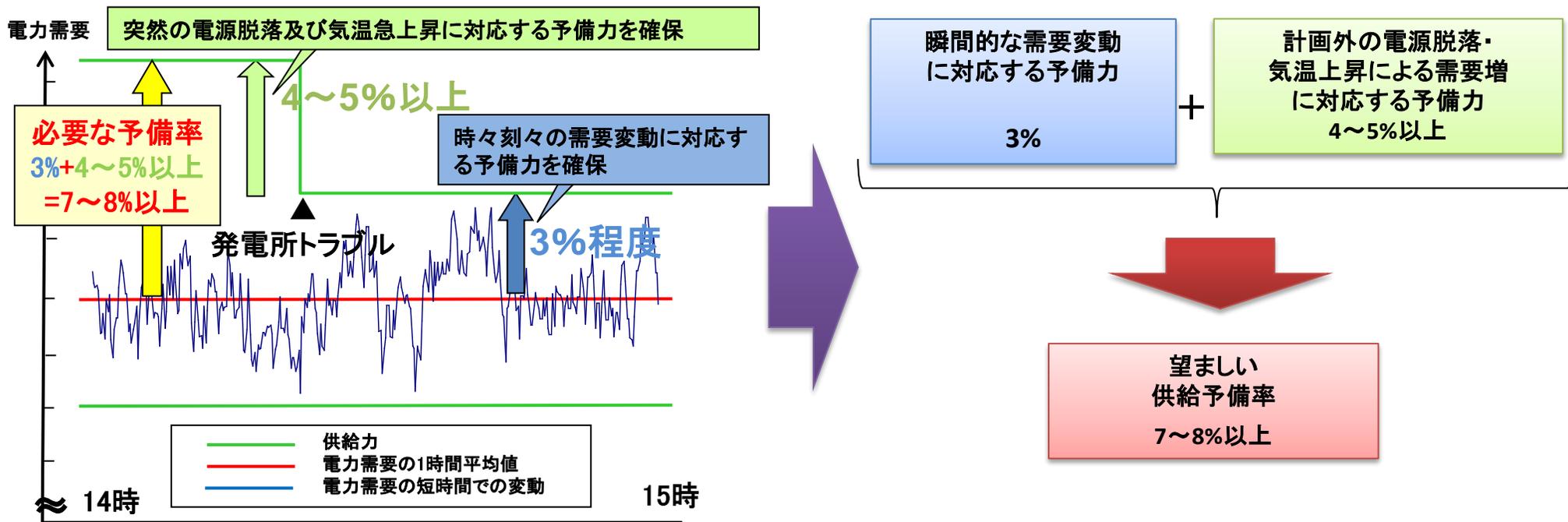
(参考)地域間連系線の現状(2014年1月平日昼間帯)

※1 上記の前提は全地域において最高想定需要が来た場合



(参考)予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。
- ①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4~5%以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には7~8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(平均気温) ^{※1}	▲4万kW/℃	▲21万kW/℃	▲79万kW/℃	▲35万kW/℃	▲40万kW/℃	▲9万kW/℃	▲15万kW/℃	▲7万kW/℃	▲23万kW/℃
過去10年間の平均気温の平均値 ^{※1}	▲6.2℃	▲1.7℃	4.1℃	1.1℃	3.6℃	1.0℃	2.1℃	6.8℃	6.5℃
2011年度厳寒の平均気温 ^{※1} ^{※2}	▲7.6℃	▲3.1℃	0.5℃	0.8℃	1.9℃	0.0℃	0.2℃	5.2℃	3.6℃

※1 東京は発生時気温、四国・九州は最高気温。

※2 北海道は2010年度、東北及び東京は2013年度を採用。 34

全国9社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,683	13,642
うち常設されている 火力	11,325	12,434	12,107	12,864	13,264	13,240
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	125	105
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96	96
うち自家発電買取	146	309	283	248	201	203
水力(注3)	992	1,167	1,109	1,128	1,018	974
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,865	1,866
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	52	52
地熱	28	31	30	31	32	32
太陽光	-	0	13	25	7	8
風力	-	7	90	91	11.7	11.5
融通	0	19	50	7	0	0
新電力への供給等	▲82	37	0	▲76	▲93	▲95
供給力 計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,528	16,436
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,528	16,436

需要想定(①、②、③加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	15,452	15,441
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲57	27	▲101	▲101
②定着節電	-	-	▲227	▲852	▲746	▲746
③その他(注2)	-	-	-78	210	+438	+427
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,076 (7.0%)	995 (6.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	4.0%	3.4%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 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。

(注3) 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。

東3社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,233	6,169
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,488	5,855	6,024	5,959
うち長期停止 火力の再稼働	—	120	35	35	35	35
うち緊急設置電源	—	155	248	123	89	89
うち自家発電買取	72	184	152	124	87	87
水力(注3)	472	470	390	437	441	416
揚水	690	771	820	818	990	985
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	25	24
地熱	11	15	14	14	15	15
太陽光	—	—	0	0	0	0
風力	—	—	53	48	9.2	9.0
融通	0	▲1	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲3	▲49	▲82	▲82
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,608	7,511
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,608	7,511

需要想定(①、②、③加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,939	6,928
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	▲8	38	▲42	▲42
②定着節電	—	—	▲60	▲515	▲453	▲453
③その他(注2)	—	—	▲57	156	235	224
④随時調整契約(実効率等 加味後)	—	—	—	—	—	—

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	669 (9.6%)	583 (8.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	6.6%	5.4%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(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。

(注3) 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。

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	119	95	0	0	0	0
火力	442	451	476	493	494	493
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	456
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15
うち自家発電買取	-	4	14	21	23	23
水力(注4)	72	72	65	62	72	73
揚水	40	30	40	40	59	54
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4
地熱	1	1	2	2	2	2
太陽光	-	-	0	0	0	0
風力	-	-	6	4	1.6	2.2
融通	0	▲29	0	0	0	0
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4
供給力 計	674	621	606	602	625	620
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(625)	(620)
需要想定(①、②、③加味)	579	568	552	540	557	557
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	545	545
①経済影響等	-	-	6	7	+5	+5
②定着節電	-	-	▲30	▲34	▲27	▲27
③その他(注3)	-	-	▲3	▲12	0	0
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	68 (12.3%)	63 (11.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月12日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季1月18日、2013年度1月17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。

(注4) 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。

東北電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	270	0	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	35
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15
水力(注4)	184	(注5) 144	(注5) 134	(注5) 184	158	152
揚水	25	(注5) 25	25	48	71	71
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18
地熱	10	14	12	12	13	13
太陽光	-	-	0	0	0	0
風力	-	-	38	37.5	5.6	4.6
融通	0	28	0	0	0	0
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,528	1,516
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,528	1,516

需要想定(①、②、③加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,402	1,391
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲8	+5	+5
②定着節電	-	-	-	▲35	▲29	▲29
③その他(注3)	-	-	-	▲32	▲44	▲55
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	126 (9.0%)	125 (9.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.1%	2.4%	7.5%	9.5%	6.0%	6.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:1月18日、2013年度冬季:2月5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。

(注4) 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5) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

東京電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49
水力(注4)	216	254	191	191	211	191
揚水	625	716	755	730	860	860
地熱・太陽光・風力	0	0	9	6	2	2
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	—	—	0	0	0	0
風力	—	—	8.7	6.3	2.0	2.2
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,455	5,375
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,455)	(5,375)
需要想定(①、②、③加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,980	4,980
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	—	▲52	▲52
②定着節電	—	—	—	—	▲397	▲397
③その他(注3)	—	—	—	—	+279	+279
④随時調整契約(実効率等 加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	475 (9.5%)	395 (7.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	6.5%	4.9%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季: 2月14日、2011年度冬季: 1月20日、2012年度冬季: 2月19日、2013年度冬季: 2月14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。

(注4) 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。

中西6社

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,450	7,473
うち常設されている 火力	6,146	7,077	6,619	7,009	7,240	7,281
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	90	70
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7	7
うち自家発電買取	74	125	131	124	114	116
水力(注3)	520	697	719	691	577	558
揚水	952	1,005	988	975	875	881
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	27	28
地熱	17	16	16	17	17	17
太陽光	-	0	13	25	7	8
風力	-	7	37	44	2.5	2.5
融通	0	20	50	7	0	0
新電力への供給等	52	11	3	▲27	▲11	▲13
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	8,920	8,925
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,920	8,925
需要想定(①、②、③加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,513	8,513
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲11	▲59	▲59
②定着節電	-	-	-	▲337	▲293	▲293
③その他(注2)	-	-	-	54	+203	+203
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	407 (4.8%)	412 (4.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	1.8%	1.8%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(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。

(注3) 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。

中部電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	180	0	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	52	31
うち緊急設置電源	0	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0
水力(注4)	111	90	87	92	(注4) 88	(注4) 79
揚水	314	316	288	301	287	290
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8
地熱	0	-	-	-	-	-
太陽光	0	-	2	20	7	8
風力	0	-	2	6	0	0
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,553	2,530
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,675)	(2,606)

需要想定(①、②、③加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲38	34	+40	+40
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲55	▲55
③その他(注3)	-	-	19	54	+66	+66
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季2月18日、2013年度2月14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。

(注4) 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。

関西電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	805	93	246	0	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	0
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79
水力(注1)	142	283	261	240	(注1) 215	(注1) 208
揚水(注3)	365	359	361	390	268	265
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0
風力	-	-	4	6	0	0
融通	0	100	0	149	41	46
新電力への供給等(注4)	97	20	3	7	17	14
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,612	2,612
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,571)	(2,566)
需要想定(①、②、③加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲11	▲25	▲25
②定着節電	-	-	-	▲149	▲129	▲129
③その他(注5)	-	-	-	18	+24	+24
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(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) 2010年度冬季～2012年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月19日、2013年度冬季:2月14日)における実績。

(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) 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6) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

北陸電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	219	0	0	0	0	0
火力	360	442	403	440	420	443
うち常設されている 火力	360	440	400	438	418	441
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3
水力(注4)	111	118	135	152	(注4) 117	(注4) 114
揚水	11	9	11	10	5	7
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	1	0	0
風力	0	0	6	7	0	0
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1
供給力 計	624	564	555	564	542	559
融通前供給力 計	624	573	555	579	542	564

需要想定(①、②、③加味)	528	526	505	516	521	521
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲2	▲3	▲3
②定着節電	-	-	▲18	▲17	▲15	▲15
③その他(注3)	-	-	1	7	+11	+11
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	21 (4.0%)	38 (7.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	1.0%	4.2%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季2月2日、2012年度冬季:2月8日、2013年度冬季:2月5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。

(注4) 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。

中国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	83	0	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,006	992	1,019
うち常設されている 火力	965	1,046	954	995	978	1,005
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	11	11	14	14
水力(注4)	40	51	58	65	(注4)45	(注4)49
揚水	79	83	125	125	103	106
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	0.5	0.5
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0	0
風力	0	7	15	4.7	0.5	0.5
融通	0	▲47	0	▲13	▲12	▲35
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲11	▲4	▲4
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,125	1,135
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,137)	(1,170)

需要想定(①、②、③加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,048	1,048
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲21	▲31	▲31
②定着節電	-	-	-	▲16	▲14	▲14
③その他(注3)	-	-	-	2	+19	+19
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	77 (7.4%)	87 (8.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	4.4%	5.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季12月25日、2013年度2月6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。

(注4) 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。

四国電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	207	0	0	0	0	0
火力	412	465	426	457	457	462
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	449
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	1
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12
水力(注4)	41	45	61	52	43	41
揚水	38	38	38	34	37	37
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	4	0	0	0
風力	0	0	6	4	1	1
融通	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13
供給力 計	638	538	524	529	525	527
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(525)	(527)
需要想定(①、②、③加味)	520	522	477	487	500	500
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	▲6	▲12	▲12
②定着節電	—	—	—	▲27	▲24	▲24
③その他(注3)	—	—	—	0	+16	+16
④随時調整契約(実効率等 加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味) ²	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	25 (5.1%)	27 (5.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	2.1%	2.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季2月2日、2012年度2月19日、2013年度2月6日)における実績。

(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。

(注4) 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5) 系統のつながりの関係で、関西電力の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。

九州電力

(供給力内訳)	2010年度冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季	
					1月	2月
原子力	365	0	0	0	0	0
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,201	1,225
うち常設されている 火力	1,088	1,208	1,201	1,196	1,156	1,179
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8
水力(注4)	75	110	117	90	69	67
揚水	145	200	165	115	175	176
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	18	18
地熱	17	16	16	17	17	17
太陽光	0	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	16	1	1
融通	0	40	55	35	93	70
新電力への供給等	15	6	16	37	6	6
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,562	1,562
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	1,469	1,492

需要想定(①、②、③加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,516	1,516
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲7	▲5	▲28	▲28
②定着節電	-	-	▲75	▲63	▲56	▲56
③その他(注3)	-	-	▲28	▲27	+67	+67
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	46 (3.0%)	46 (3.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④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。

(注2) 2010年度冬季～2013年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季2月2日、2012年度2月8日、2013年度2月13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。

(注4) 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。