

今冬の電力需給見通しについて

今冬の需給見通し

1. 今夏、節電がより定着したこと等を踏まえると、**今冬の需給見通しは、各社ともに予備率+3%以上を確保できる見通し。**
2. 但し、北海道電力管内について、**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こと(北本連系設備60万kWの停止リスク)**をどのように考えるかは要検討。

今冬の見通し(今夏の定着節電実績を折り込み、2011年度並の厳寒を想定)※

※北海道電力は厳寒であった2010年度並。

〇1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	5428	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	5050	8,566	2,367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,587
(発生時間帯)	-	(17~18時)	(17~18時)	(17~18時)	-	(9~10時)	(18~19時)	(10~11時)	(18~19時)	(18~19時)	(18~19時)	-
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%)

〇2月

※中部、中国から九州へ融通考慮後。

(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	5524	9,050	2524	2,642	562	1,181	557	1,584	16,647
最大電力需要	7,005	563	1,392	5050	8,566	2367	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%)



北電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

年度	年度最大	年度平均
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

北本連系設備(60万kW)が計画外停止した場合に本州からの追加的な電力融通が見込めない。

平成24年度冬の各電力各社の需給見通し

【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

供給力について

火力の定期検査時期の調整について

○ 各社最低限の予備率(3%)が確保されたこともあり、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実施(7社計49基、1,686万kW)。なお、北海道電力及び四国電力については、火力の定期検査は実施しない。

今冬(1・2月)に定期事業者検査に入る予定の火力発電所

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
東北電力	東新潟3号1GT	14万kW	LNG	1/16～2/27	震災以降、火力ユニット全体の定検時期を繰り延べしていること、ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	東新潟3号3GT	14万kW	LNG	12/4～1/15	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	東新潟3-1号系列	61万kW	LNG	12/28～1/6	3-1号系列共通設備である非常用バッテリー設備部品の一部取替等の補修が必要であり、3-3GTが定期点検により停止している期間であるため。
東京電力	八戸5号機	27万kW	石油	1/25～5/31	震災後に緊急設置電源として設置したが、今後のコンバインドサイクル化工事工程の一つである排熱回収ボイラー設置工事のため。
	東新潟港2号機	35万kW	LNG	2/4～6/2	震災以降、火力ユニット全体の定検時期を繰り延べしており、今後、複数ユニットの定検停止が輻輳するため。
	千葉1-1号機	36万kW	LNG	1/7～3/10	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	横浜6号機	35万kW	LNG	1/28～	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。
	横浜7-4号機	35万kW	LNG	12/5～3/22	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	五井2号機	27万kW	LNG	～1/28	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。
	大井3号機	35万kW	石油	～1/30	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。
	袖ヶ浦1号機	60万kW	LNG	～4/7	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。
	富津1-1号機	17万kW	LNG	～2/7	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	富津2-7号機	17万kW	LNG	2/8～	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
富津4-2号機	51万kW	LNG	～1/14	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。	
品川1-1号機	38万kW	都市ガス	2/5～3/1	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。	
横須賀3号機	35万kW	LNG	2/27～	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。	
広野3号機	100万kW	石油	2/22～	ボイラ・タービンの一部修理等を実施する必要があるため。	

中部電力	尾鷲三田火力発電所3号	50万kW	石油	2/9～2/22	取水口のゴミ等が堆積しており、ユニットを運転するには、この時期に清掃が必要であるため。
	四日市1号機	22万kW	LNG	11/3～2/4	主要変圧器等の補修が必要であるため。
	四日市2号機	22万kW	LNG	11/21～1/22	1号と共通設備である煙突の内面ライニング補修が必要であるため。
	四日市4-1号機	12万kW	LNG	1/24～6/3	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	四日市4-2号機	12万kW	LNG	2/6～4/29	下記ユニット(4-3号)と共通設備である煙突の内面ライニング補修が必要であるため。
	四日市4-3号機	12万kW	LNG	2/6～4/13	発電機回転子コイル巻線等の補修が必要であるため。
	川越3-3号機	24万kW	LNG	11/17～2/13	蒸気タービン中圧翼等の補修が必要であるため。
	川越4-2号機	24万kW	LNG	10/31～1/21	発電機回転子等の補修が必要であるため。
	川越4-6号機	24万kW	LNG	1/26～4/13	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	川越4-7号機	24万kW	LNG	12/15～3/7	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	新名古屋7-2号機	24万kW	LNG	1/19～2/5	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	新名古屋7-3号機	24万kW	LNG	11/17～1/11	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	新名古屋7-4号機	24万kW	LNG	1/12～3/3	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	新名古屋8-1号機	40万kW	LNG	2/16～3/5	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	新名古屋8-2号機	40万kW	LNG	9/15～12/31	9月15日に発生した火災(ガスタービン軸受室内)の原因調査・補修工事を進めており、復旧の目途は、年末である。
	知多1号機	53万kW	LNG	9/15～2/28	定期点検に伴う開放点検結果、不具合(蒸気タービン動翼植え込み部の腐食)が確認されたため、追加補修が必要となったため。
	知多3号機	50万kW	LNG	2/9～7/6	ボイラ蒸発管等の補修が必要なため。
	知多5号機	85万kW	LNG	10/11～1/24	低圧給水加熱器の取替、ボイラ水冷壁管等の補修が必要なため。
	知多2号GT	15万kW	LNG	1/12～1/30	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。

中部電力	碧南3号機	70万kW	石炭	10/2～2/17	ボイラ蒸発管等の補修が必要であるため。
	碧南5号機	100万kW	石炭	2/23～7/21	ボイラ蒸発管等の補修が必要であるため。
関西電力	海南1号機	45万kW	石油	9/8～1/10	災害規定により定検を繰り延べ中であること、ならびに発電機の不具合(回転子巻線層間短絡の疑い)が顕在化しているため。
	海南3号機	60万kW	石油	1/11～5/11	災害規定により定検を繰り延べ中であること、ならびにボイラの主要大型ポンプ・弁の不具合が顕在化しているため。
北陸電力	富山新港石炭1号機	20万kW	石炭	10/13～1/22	ボイラ火炉壁の補修を行う必要があるため、火力補修の繰り延べによる複数ユニットの補修の輻輳を回避し、H25夏に比べて需給状況に余裕があるH24年度秋～冬季に補修を計画。
	敦賀1号機	50万kW	石炭	2/27～7/12	タービン部品の一部取替により長期間の作業が必要。H25夏ピーク前に補修を終了させるため、H24冬の補修が不可避。
中国電力	柳井発電所1-1号機	13万kW	LNG	12/10～7/7	同型機において、蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、同様の欠陥の発生が懸念されるため、蒸気タービンの点検修理が必要。
	柳井発電所1-3号機	13万kW	LNG	2/27～	蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、暫定対策を行っている状況であることから、本対策として蒸気タービンの取替えが必要。
	柳井発電所2-1号機	20万kW	LNG	2/26～3/21	運転時間管理を行っているガスタービン高温部品の定期取替が必要。
	柳井発電所2-2号機	20万kW	LNG	9/1～1/19	同型機において、蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、同様の欠陥の発生が懸念されるため、蒸気タービンの点検修理が必要。
	柳井発電所2-3号機	20万kW	LNG	9/25～2/26	同型機において、蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、同様の欠陥の発生が懸念されるため、蒸気タービンの点検修理が必要。
九州電力	新大分1-3号機	12万kW	LNG	1/4～2/16	ガスタービン部品の一部取替補修が必要であるため。
	新大分3-1号機	25万kW	LNG	10/10～1/3	ガスタービン部品の一部取替補修が必要であるため。(1/1～1/3試運転予定)

長期停止火力について ①

- 震災以降、今夏までに長期停止火力の再稼働を実施(6社10基)。今夏から今冬にかけて追加分はない。
- 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、再稼働までに最低でも2年以上必要。

既に再稼働している(又は今夏に再稼働予定の)長期停止火力				
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	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

長期停止火力について ②

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)

被災した火力について

- 震災以降、被災火力の再稼働を実施(2社19基)。今夏から今冬にかけて、東北電力の原町1・2号機を追加。
- 東北の原町1・2号機については、それぞれ来年4月末、3月末に営業運転再開予定。また、1号機については12月下旬より、2号機については11月下旬より試運転開始。なお、原町火力は震災前まで稼働していた設備であり、震災による津波で浸水した設備の部分的な取替えを実施するなどにより、既設と同様の設備に復旧するため、試運転火力を供給力として計上。

既に復旧している(又は今後、復旧する)被災火力

電力会社名	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

火力の増出力について

- 過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等による火力の増出力については、計画的若しくは緊急時対応として、積み増しも積極的に実施。

○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

緊急設置電源の設置について

- 震災以降、今夏までに東北電力、東京電力管内を中心に、緊急設置電源を大量導入済み。
- ①納期・据付期間等の工程面に合致する製品が市場にほとんどないこと、②設置に必要なインフラ制約(電力系統、敷地、燃料設備)、などがあるが、今冬においては北海道電力において、更に緊急設置電源+7万kWを導入。
※なお、東北・東京電力による緊急設置電源は、災害復旧のため環境影響評価法を免除された。

○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

新設火力の扱いについて

1. 新設火力については、一般的に、運転開始前に試運転を行うことはあるが、その開始時期は運転開始の6ヶ月前前後であることが多い。
 2. なお、試運転は出力を変動させたり、急激に落としたり、完全に冷えた状態から立ち上げるといった試験を行うもの。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や点検が過去に発生しており、予め安定的な供給力としてみなすことは困難。
 3. そのため、2013年7月運転開始予定の上越2号系列第1軸※、2013年10月運転開始予定の姫路第二1号については、その6～10ヶ月前前後から試運転を行う予定であるが、現時点では今冬の供給力としては見込めない。
- ※ 2013年1月運開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1ヶ月程度停止した実績があり、安定した供給力として計上することは困難。

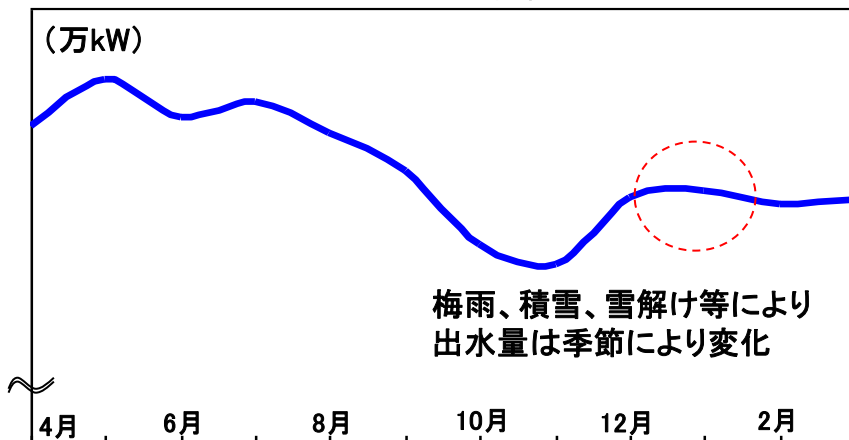
<建設中の火力発電所> (9電力管内) ※運転開始時期が至近のもの

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)	
東北	新仙台3-1号	LNG	49.0万kW	2016年7月
	新仙台3-2号		49.0万kW	2017年7月
東京	常陸那珂2号	石炭	100万kW	2013年12月
	広野6号		60万kW	2013年12月
	川崎2号系列第1軸	LNG	50.0万kW	2013年2月
	千葉3号系列第1軸		50.0万kW	2014年4月
千葉3号系列第2軸	50.0万kW		2014年6月	
千葉3号系列第3軸	50.0万kW		2014年7月	
中部	上越1号系列1-2号	LNG	59.5万kW	2013年1月
	上越2号系列2-1号		59.5万kW	2013年7月
	上越2号系列2-2号		59.5万kW	2014年5月
関西	姫路第二1号	LNG	48.65万kW	2013年10月
	姫路第二2号		48.65万kW	2014年3月
	姫路第二3号		48.65万kW	2014年7月
	姫路第二4号		48.65万kW	2014年11月
	姫路第二5号		48.65万kW	2015年6月
	姫路第二6号		48.65万kW	2015年10月
九州	松浦2号	石炭	100万kW	2023年度以降

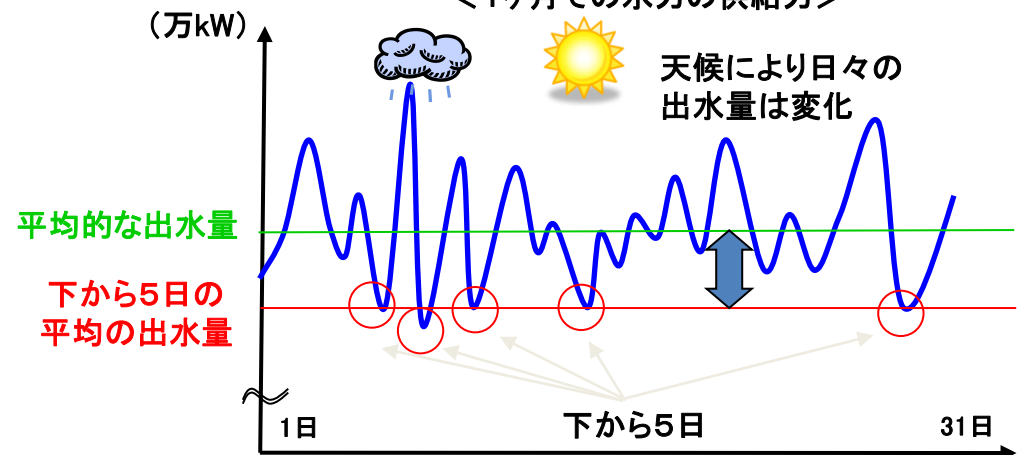
水力の供給力について

- 水力発電の供給力については、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。

【水力発電の供給力の計上方法】 ＜年間での水力の供給力＞



＜1ヶ月での水力の供給力＞



○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。

揚水発電の供給力について

- 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。
- なお、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下がるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長くなるため、設備容量並みの発電はできない。

	設備容量(①)	今冬の供給力見通し(②)	①と②の差の理由
北海道	40	39	・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。
東北	71	25	・新潟・福島豪雨災害に伴う、河川災害復旧工事開始による第二沼沢発電所(46)の停止。
東京	1100	790	・塩原発電所(90)漏水補修中、 ・冬季は夏季に比べ昼夜の需要差が小さく、ピーク需要は朝・夕を中心に長時間となる傾向にあること、また発電機補修があるため、設備容量並みの発電はできない。
中部	432	294	・高根第一4号(8.5)長期停止中。奥矢作第1、2、3号機(110)補修(11/24～1/6)。 ・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下がるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長い時間(13時間)を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
関西	506	313	・冬季は夏季に比べ昼夜の需要差が小さく、ピーク需要は朝・夕を中心に長時間となる傾向にあるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長い時間(9時間)を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
北陸	11	10	・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。
中国	212	111	・新成羽川発電所2号機(8)補修。 ・冬季は夏季に比べ昼夜の需要差が小さく、ピーク需要は朝・夕を中心に長時間となる傾向にあるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長い時間(14時間)を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
四国	69	32	・本川発電所1号機(32)補修。 ・冬季は夏季に比べ昼夜の需要差が小さく、ピーク需要は朝・夕を中心に長時間となる傾向にあるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長い時間(13時間)を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
九州	230	148	・冬季は夏季に比べ昼夜の需要差が小さく、ピーク需要は朝・夕を中心に長時間となる傾向にあるため、昼間の放水時間は夏季に比べ長い時間(14時間)を前提としており、設備容量並みの発電はできない。
合計	2671	1762	

自家発の活用について

○今冬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	13万kW※2 (17万kW)	25万kW (6万kW)	119万kW (83万kW)	0万kW (0万kW)	74万kW (74万kW)	2万kW (2万kW)	5万kW (5万kW)	13万kW (13万kW)	12万kW (10万kW)	263万kW (210万kW)

※1 ()は夜間

※2 管外自家発4万kW(11万kW)を含む

太陽光発電の供給力について

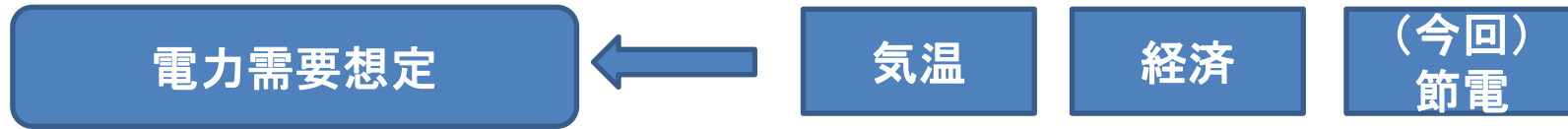
○ 今冬はピーク時間帯が朝一及び夕方のため、太陽光発電は供給力として見込めない。

	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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

需要について

今冬の需要想定について

＜変動要因＞

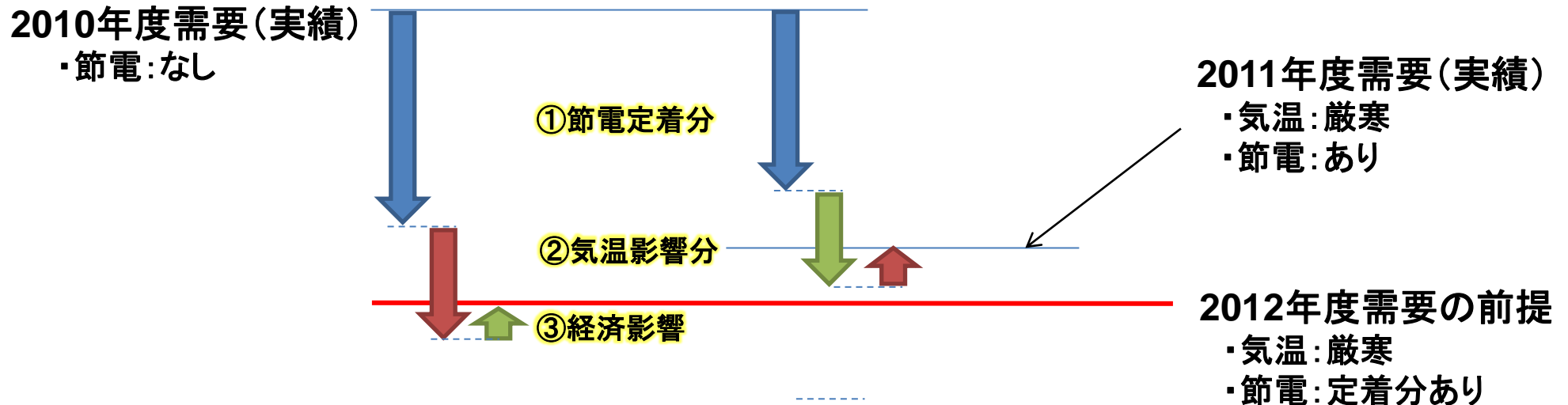


今冬の需要想定的前提

今冬の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で考えてはどうか。

- ・気温：**2011年度並みの厳寒**。(ただし、北海道電力については厳寒であった2010年度並み。)
- ・経済：**震災復興による需要増**。ただし、**今春の想定伸び率に比べ、鈍化**
- ・節電：昨冬と今夏の節電実績を踏まえ、**定着した節電を見込む**

算出の方法



※北海道電力については厳寒であった2010年度並み。

2010年と比較した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
経済影響等 (対2010年差)	4	11	86	36	8	0	21	1	4	171

2. 景気影響

経済見通し

2010年度⇒2012年度

実質GDP※1 +2.2%(2.5%)

IIP※2 +1.3%(3.2%)

※1:主要シンクタンク17社のデータから推計。今夏の政府の見通しは+2.2%(2.1%)

※2:主要シンクタンク17社のデータから推計。今夏の政府の見通しは+2.0%(4.1%)



管内の関連データ

- ・工場・スーパーの新規出店・撤退
- ・契約口数の増減等

注)カッコは5月需給検証委員会時

推計

(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
2012年 景気影響等 (対2010年差)	6	12	88	45	▲4	0	29	3	4	183

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)

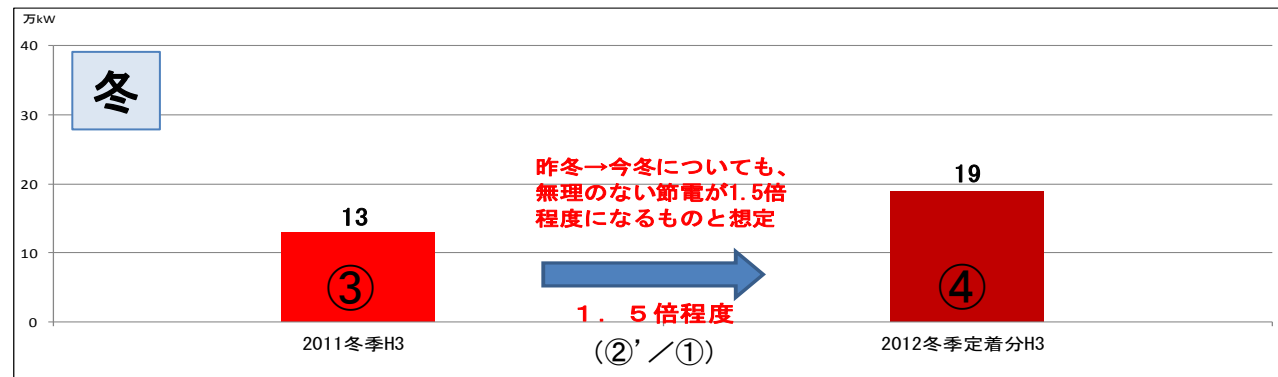
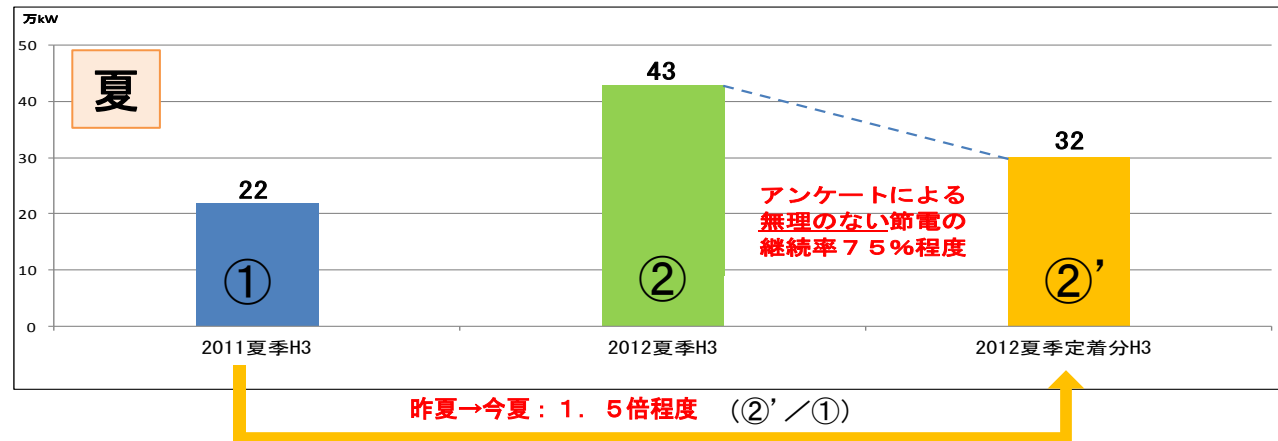
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
新電力への離 脱影響 (対2010年差)	▲2	▲1	▲2	▲9	12	0	▲8	▲2	0	▲12 17

電力会社による今冬の節電見込みの考え方①

- 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



電力会社による今冬の節電見込み②(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 [▲6.1%] ※▲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割で同程度。 ○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補正し、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)自工会休業予定日に発生のため、H3の伸び率が異常値となったため)	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

(参考1)今夏の節電実績のうち、定着節電について①

- 今夏、数値目標付き節電目標を実施した電力4社(北海道、関西、四国、九州)については政府アンケートを実施。政府及び電力会社のアンケートにおいて、高い定着節電率を採用。
 - ・政府 :「今後の節電期間終了後の節電の継続」×「今夏と同様の節電取組可能性」
 - ・電力会社:「今後の節電取組の継続性」
- 上記以外の社においては、各電力会社で実施しているアンケートを採用。

①北海道

	大口	小口	家庭	(合計)
今夏節電実績①	10万kW	24万kW	9万kW	43万kW
定着率②(アンケート)				
政府	57%	69%	70%	75%
電力会社	66%	71%	88%	
定着節電(①×②)	7万kW	17万kW	8万kW	32万kW

②関西

	大口	小口	家庭	(合計)
今夏節電実績①	160万kW	141万kW	67万kW	368万kW
定着率②(アンケート)				
政府	55%	68%	71%	68%
電力会社	52%	66%	81%	
定着節電(①×②)	96万kW	99万kW	54万kW	249万kW

(参考1)今夏の節電実績のうち、定着節電について②

③四国

	大口	小口	家庭	(合計)
今夏節電実績①	16万kW	15万kW	14万kW	45万kW
定着率②(アンケート)				
政府	68%	74%	76%	69%
電力会社	50%	60%	70%	
定着節電(①×②)	10万kW	11万kW	10万kW	31万kW

②九州

	大口	小口	家庭	(合計)
今夏節電実績①	48万kW	74万kW	67万kW	189万kW
定着率②(アンケート)				
政府	60%	84%	78%	75%
電力会社	59%	68%	78%	
定着節電(①×②)	29万kW	59万kW	53万kW	141万kW

(参考2)節電に関するアンケート等の概要(調査票本体は別添7)

実施主体	実施対象、実施時期等	主な質問事項
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:155件(8月中旬～8月下旬) ・小口:280件(8月中旬～8月下旬) ・家庭:801件(6月下旬～7月中旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・昨夏、昨冬、今夏の節電取組状況 ・具体的な節電対策、節電・省エネ機器の購入、買換状況 ・今夏以降の節電取組の予定
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> ・家庭:755件(8月下旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏の具体的な節電行動 ・今後電力不足が解消された場合の節電取組の予定
東京電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:2,330件(8月下旬～9月下旬)【ヒアリング】 ・小口:4,444件(8月下旬～9月下旬)【ヒアリング】 ・家庭:1,861件(8月下旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏、昨夏にどれくらい節電を意識していたか ・今冬、来夏の節電についての意向
中部電力	<ul style="list-style-type: none"> ・家庭:1,000件(8月上旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・一昨年夏、昨夏、昨冬、今夏の節電実施状況 ・電力不足が解消された後の節電取組についての意向
関西電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:3,027件(5月中旬～6月下旬)【ヒアリング】 ・小口:1,030件(8月下旬) ・家庭:3,071件(8月下旬、8月下旬～9月上旬、9月中旬;計3回) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏実施した節電方法 ・昨夏と比べた今夏における節電意識の高さ ・今夏の節電期間終了後の節電実施予定
北陸電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:200件(9月中旬～10月上旬) ・小口:100件(9月中旬～10月上旬) ・家庭:600件(9月下旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏の節電取組状況について ・今後の電力消費抑制及び節電を意識した取組の意向について
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> ・家庭:1,000件(8月上旬、9月中旬;計2回) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏の節電取組状況 ・今冬の節電についての意向
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:200件(9月上旬～9月下旬) ・小口:200件(9月上旬～9月下旬) ・家庭:400件(8月下旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・今夏の節電の大切さに対する意識 ・生産活動や営業活動に支障のない節電規模 ・秋以降の節電取組についての意向
九州電力	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:1,405件(9月上旬～9月中旬) ・小口:251件(9月上旬～9月中旬) ・家庭:1,000件(8月上旬、9月下旬;計2回) 	<ul style="list-style-type: none"> ・一昨年夏、昨夏、今夏の具体的な節電取組状況 ・節電行動を実施するに当たっての苦労 ・今後の節電継続についての意向
経済産業省等	<ul style="list-style-type: none"> ・大口:444件(9月上旬～9月中旬) ・小口:1,066件(9月上旬～9月中旬) ・家庭:4,000件(9月上旬～9月中旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・無理がないと思われる節電目標 ・電力不足が将来的に継続した場合の影響 ・今夏と同様の節電取組の継続可能性とその程度

需給調整契約について

○今冬の需給調整契約予定※

	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

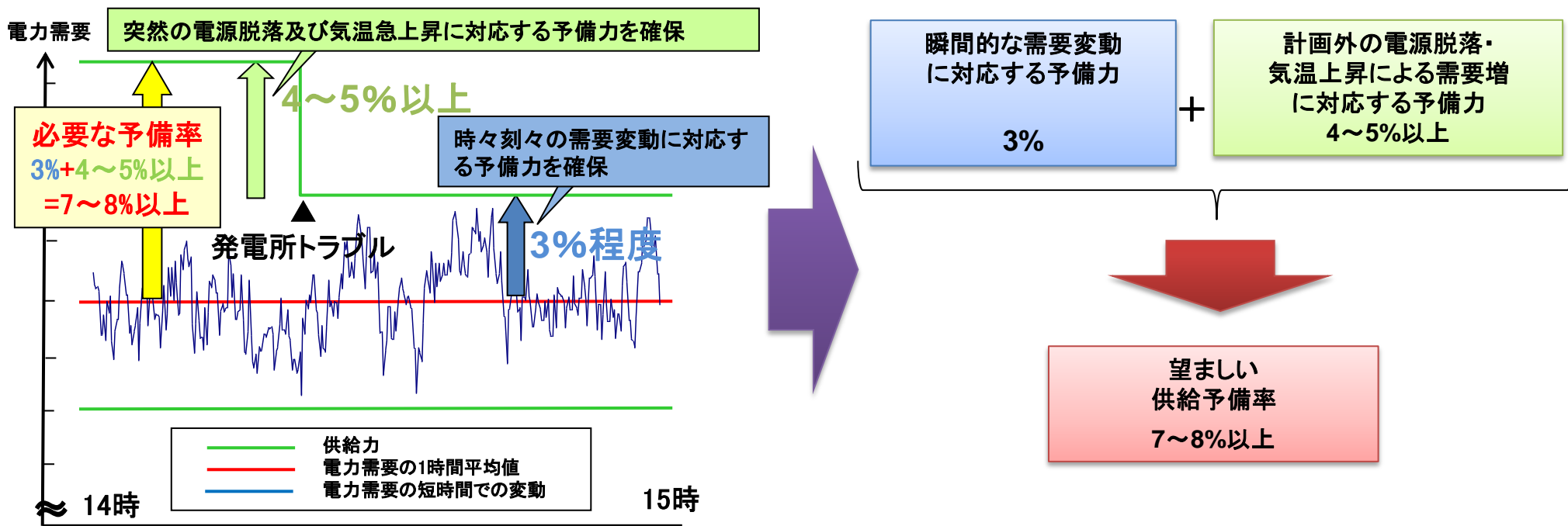
※ ()は自家発調整

※ 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

需給ギャップについて (融通と予備率の関係について)

供給予備率の考え方

- 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。



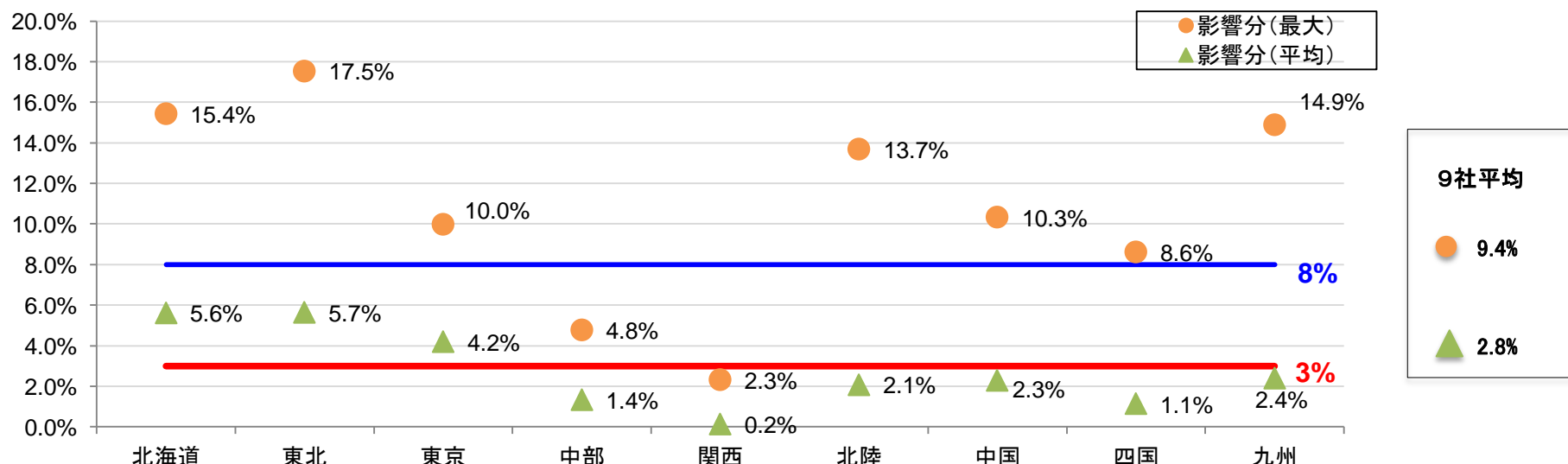
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(平均気温) ^{※1}	▲4万kW/℃	▲21万kW/℃	▲91万kW/℃	▲36万kW/℃	▲40万kW/℃	▲12万kW/℃	▲14万kW/℃	▲7万kW/℃	▲23万kW/℃
過去10年間の平均気温の平均値 ^{※1}	▲5.2℃	▲1.4℃	4.4℃	1.1℃	3.6℃	0.9℃	1.6℃	6.8℃	6.5℃
2011年度厳寒の平均気温 ^{※1} ^{※2}	▲7.6℃	▲4.0℃	3.7℃	0.8℃	1.9℃	0.0℃	0.2℃	5.2℃	3.6℃

※1 東京は発生時気温、四国・九州は最高気温。

※2 北海道は2010年度を採用。

(参考) 昨冬の火力等の計画外停止状況

(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
①12～3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 (12/30～12/31)	239 (1/1)	496 (12/4)	113 (1/6～1/8)	60 (12/12～12/13)	72 (12/2)	108 (3/31)	45 (12/30～1/1,3/10～3/11)	229 (2/3)	823	627	1,450
[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。	知内2号機 (35)	秋田4号機 (60)	鹿島3, 4号機 (120)	武豊2号機 (36)	海南3号機 (60)	敦賀2号機 (70)	下松3号機 (70)	坂出3号機 (45)	新大分1～3号系列 (229)	-	-	-
			広野3号機 (100)	武豊3号機 (36)								
	伊達2号機 (35)	能代2号機 (60)	横浜7-3号機 (35)	武豊4号機 (36)								
			富津2-1号機 (17)									
②12～3月の計画外停止分の平均	32	77	209	32	4	11	24	6	37	318	114	432
昨冬の最大需要	568	1,362	4,966	2,367	2,578	526	1,045	522	1,538	6,896	8,576	15,472
仮に①が発生した時の予備力への影響	15.4%	17.5%	10.0%	4.8%	2.3%	13.7%	10.3%	8.6%	14.9%	11.9%	7.3%	9.4%
仮に最大需要発生日に②が発生した時の予備力への影響	5.6%	5.7%	4.2%	1.4%	0.2%	2.1%	2.3%	1.1%	2.4%	4.6%	1.3%	2.8%



電力融通の実施予定

○今冬は九州のみ融通受電。

○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	—	—	—	▲45万kW (夜間最大▲12)	—	—	▲31万kW (夜間最大▲23)	—	76万kW (夜間最大35)

※1 北海道電力については、北本連系線を通じて、他電力間管内から自家発を4万kW購入するため、北本連系線を通じた他電力からの融通は56万kWが上限となる。

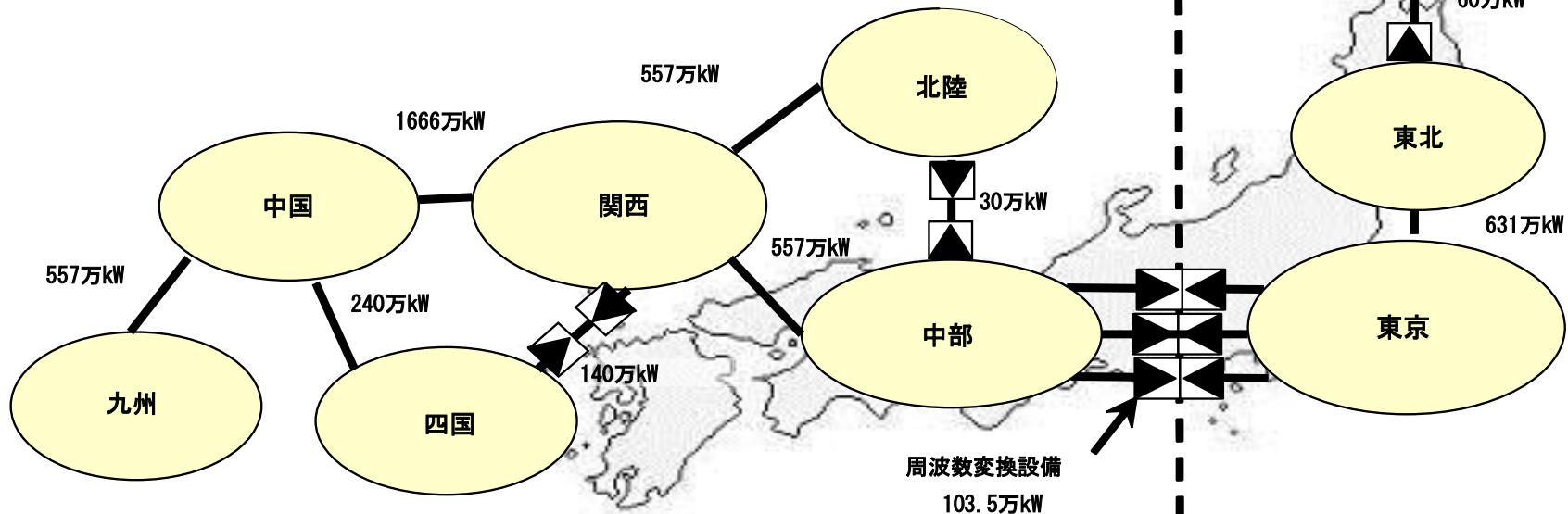
※2 上記の前提は全地域において最高想定需要が来た場合

(参考)地域間連系線の現状

○の間の線は地域間連系線等の送電容量※を表す。

※ 送電容量の数値は、会社間連系設備としての設計上の送電能力を表したものである。実際の系統運用における送電可能量(運用容量)は、設備故障を考慮した通過電流制約、安定度制約等により制約され得る。

(出所) 電力系統利用協議会、「連系線整備(建設・増強)に関する勉強会とりまとめ報告書[資料編]」、平成19年2月より作成。



今冬の電力需給バランス表 (9電力会社)

平成24年度冬の各電力各社の需給見通し

(再掲)

【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%)

全国9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	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(①、②、③加味)	15861	15,472	15,587	15,571
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	171	171
②定着節電	-	-	▲648	▲648
③その他(注2)	-	-	203	187
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 (10.5%)	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) (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	6,298	6,375
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,810	5,916
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	7,534	7,597
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,534	7,597
需要想定 (①、②、③加味)	7,199	6,896	7,021	7,005
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	101	101
②定着節電	-	-	▲305	▲305
③その他(注3)	-	-	26	10
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%)	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) (①、②、③、④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 (①、②、③加味)	579	568	563	563
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	4	4
②定着節電	—	—	▲19	▲19
③その他(注3)	—	—	▲1	▲1
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	5	5
需給ギャップ (予備率) (①、②、③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) (①、②、③、④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(①、②、③加味)	1,470	1,362	1,408	1,392
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等			11	11
②定着節電			▲30	▲30
③その他(注4)			▲43	▲59
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%)	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) (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(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 (①、②、③加味)	5,150	4,966	5,050	5,050
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	86	86
②定着節電	-	-	▲256	▲256
③その他(注3)	-	-	70	70
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%)	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) (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(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 (①、②、③加味)	8,662	8,576	8,566	8,566
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	70	70
②定着節電	-	-	▲343	▲343
③その他(注2)	-	-	177	177
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%)	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) (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等が合わない場合がある。

(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。

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 (①、②、③加味)	2,342	2,367	2,367	2,367
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	36	36
②定着節電	-	-	▲65	▲65
③その他	-	-	54	54
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%)	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) (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 (①、②、③加味)	2,665	2,578	2,537	2,537
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	8	8
②定着節電	-	-	▲148	▲148
③その他	-	-	12	12
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%)	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) (①、②、③、④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 (①、②、③加味)	528	526	519	519
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	0	0
②定着節電	—	—	▲18	▲18
③その他	—	—	9	9
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%)	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) (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 (①、②、③加味)	1,074	1,045	1,096	1,096
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	21	21
②定着節電	-	-	▲16	▲16
③その他	-	-	17	17
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%)	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) (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 (①、②、③加味)	520	522	510	510
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	1	1
②定着節電	-	-	▲27	▲27
③その他	-	-	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)	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) (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。

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 (①、②、③加味)	1,533	1,538	1,537	1,537
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	4	4
②定着節電	-	-	▲69	▲69
③その他	-	-	69	69
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%)	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) (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。