

前回委員会におけるご指摘事項への回答

委員会におけるご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
費用対効果の試算根拠及びkWベースでの試算。	別添1をご参照下さい。
季時別電灯 P S 契約の申込件数、辞退数を含む契約実績と理由	別添2をご参照下さい。
今夏の風力実績	別添3をご参照下さい。
太陽光の供給力増加の要因分析(導入量の増大と出力率)	別添4をご参照下さい。
10/12資料2の節電影響の記述の修正(身体的に大きな負荷をかける)	報告書にて反映。
今夏の地熱・太陽光等の内訳	別添3をご参照下さい。
今夏の最大需要日における計画外停止や需給安定に伴う停止状況	別添5をご参照下さい。
計画外停止のリスクを予備率等で評価	別添6をご参照下さい。
北海道電力の収支状況について	資料3(電力コスト抑制策)をご参照下さい。
北海道電力における定着節電の考え方の確認	別添7をご参照下さい。

委員会におけるご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
北海道電力管内においては、予備率ではなく、絶対値としてのリスク管理	別添8をご参照下さい。
北本連系設備の停止状況(計画外停止だけではなく、補修停止等の全ての停止)	別添9をご参照下さい。 (電源開発株式会社からプレゼン予定)
北海道電力管内における、計画外停止のリスク管理の考え方	別添8をご参照下さい。
需給調整契約、ネガワット等の北海道電力管内の需要家向け取組の整理及び関電との比較	別添10をご参照下さい。
電力各社のリスク管理の検討	別添6をご参照下さい。
電源開発が、北本の全ての停止を理由、今冬に向けた対策の説明を求める電源開発よりプレゼン	資料2をご参照下さい。
前回資料1(別添4のP1とP12)の北電の計画外停止回数を再精査	数字を再度確認した結果、前回資料(別添4)で記載した件数から変更無し。
自家発電導入補助の申請状況について	別添11をご参照下さい。

関西電力における需給調整契約等の費用対効果

(別添1)

費用対効果の検証は、発電側のコストとの比較の考え方、ひっ迫の状況、需要家の節電意識、使用頻度等によりその評価は大きく異なることに留意が必要。
 前回のご指摘を踏まえkWの単価と計算式を明示。

	需要側の取組み						供給側
	法人					家庭	休止火力の 再稼動
	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。

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	<p>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</p>
計画調整契約	<p>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</p>
デマンドカット プラン	<p>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</p>
節電トライアル	<p>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264百万kWh(トライアル申込者H23年度使用量合計) - 約245百万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)</p>

関西電力における季時別電灯PSの申込状況

(別添2)

今夏、関西電力では、家庭の平日13時～16時の節電を進めるために、「ピーク時間」から「オフピーク時間」及び「夜間時間」へ電気の使用をシフトすることで電気料金が割り引かれる**季時別電灯PS**を設定。

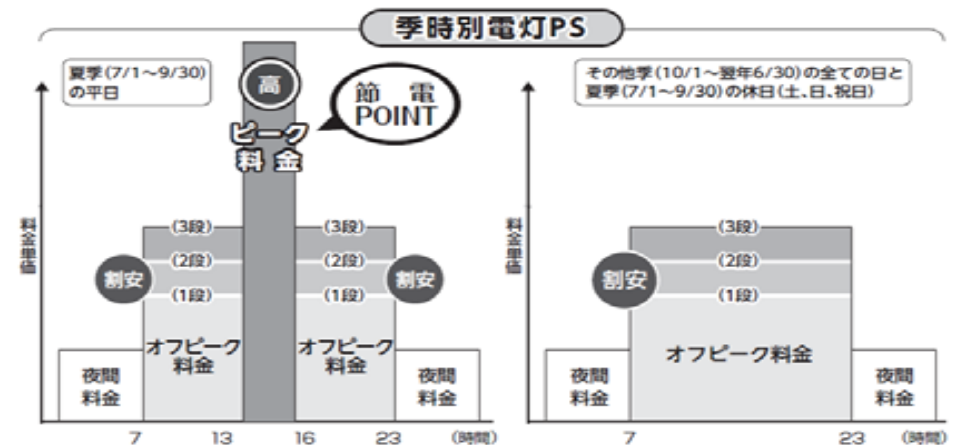
約13,000件の申込の中で、**電話や個別訪問により現状の使用形態や負荷移行の可能性を確認**した結果、**約7,300件の需要家がメニューに加入**。

PS:ピークシフト

季時別電灯PSのメニュー申込受付件数等

(参考:季時別電灯PSのメニュー概要)

		9月30日時点
申込受付件数	加入件数	約7,300件
	申込取消件数()	約5,700件
		約13,000件



(税込)円/kWh

申込取消理由(主な需要家の声):

- ・加入すれば、確実に電気代が下がると思ったが、そうではなかった。
- ・選択メニューではなく、すべての需要家がこのメニューに変更しないといけないと思って申込書を送付した。
- ・猛暑等によりエアコンの使用が増えるなど、使用形態が変わると電気代が上がる可能性があるのであれば、今の契約のままにしておく。
- ・学生がおり、夏休みに入ると昼間に在宅することが多くなるため、現行の料金メニューのままにしておく。
- ・制度概要を理解せず、マスコミ報道もあって、メニュー変更すれば、スマートメーターに無償で取り替えてくれると聞き、申し込んだ。 など

	季時別電灯PS		[参考] 時間帯別電灯		
基本料金	1契約につき最初の10kVまで	1,155.00	1契約につき最初の10kVまで	1,155.00	
	上記を超える1kVAにつき	378.00	上記を超える1kVAにつき	378.00	
電力量料金	ピーク時間	52.82			
	オフピーク時間	最初の90kWhまで	20.62	最初の90kWhまで	21.27
		90kWh超過 230kWhまで	26.41	90kWh超過 230kWhまで	27.25
		230kWh超過分	27.94	230kWh超過分	28.83
	夜間時間	8.19	夜間時間	8.19	

地熱・太陽光・風力別内訳(最大需要日)

(別添3)

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	最大需要日の実績	0	8	25	20	19	2	20	7	20	121
	需給検証委想定	0	1	7	8	5	0.4	4	2	8	35
	差分(-)	0	+7	+18	+12	+14	+2	+16	+5	+12	+86
ii) 地熱	最大需要日の実績	2	12	0	-	-	-	-	-	16	30
	需給検証委想定	0	15	0	-	-	-	-	-	15	30
	差分(-)	+2	3	0	-	-	-	-	-	+1	0
iii) 風力	最大需要日の実績	5	2	0.1	2	0	1	3	0.2	0.2	13
	需給検証委想定	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	差分(-)	+5	+2	+0.1	+2	0	+1	+3	+0.2	+0.2	+13
i) ~ iii)合計	最大需要日の実績	7	22	25	22	19	3	23	7	36	164
	需給検証委想定	0	16	7	8	5	0.4	4	2	23	65
	差分(-)	+7	+6	+18	+14	+14	+3	+19	+5	+13	+99

地熱・太陽光・風力別内訳(最小予備率日)

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
最小予備率日		9月18日	9月18日	8月30日	8月30日	8月17日	8月17日	8月3日	7月27日	7月26日	-
i) 太陽光	最小予備率日の実績	0	5	25	7	16	2	20	4	20	99
	需給検証委想定	0	1	7	8	5	0.4	4	2	8	35
	差分(-)	0	+4	+18	1	+11	+2	+16	+2	+12	+64
ii) 地熱	最小予備率日の実績	2	12	0	-	-	-	-	-	16	30
	需給検証委想定	0	15	0	-	-	-	-	-	+15	30
	差分(-)	+2	3	0	-	-	-	-	-	1	0
iii) 風力	最小予備率日の実績	5	3	0	1	0.4	0	3	0	0.2	12
	需給検証委想定	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0
	差分(-)	+5	+3	0	+1	0	0	+3	0	+0.2	+12
i) ~ iii)合計	最小予備率日の実績	7	20	25	8	16	2	23	4	36	141
	需給検証委想定	0	16	7	8	5	0.4	4	2	23	65
	差分(-)	+7	+4	+18	0	+11	+2	+19	+2	+13	+76

北海道電力(ピーク需要日及び最小予備率日(9/18))

(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	伊達発電所他取排水量温度差緩和、IPP停止、海水温度上昇による出力制約(苫東厚真1号、知内1号)、奈井江出力制約(石炭の湿気による制約)
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(1万kW)

(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。

東北電力(ピーク需要日(8/22))

(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	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など
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。

東北電力(最小予備率日(9/18))

(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	最小予備率 日(9月18日)		
原子力	247	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,252	1,124	128	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,101	994	106	東新潟港1.2号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 東新潟3号系列(3-1系)における復水器海水系統点検清掃による出力抑制 新潟4号定検停止,東新潟3号系列の一部(3-2GT)定検停止,酒田共火2号定検停止,IPP系魚川自主点検停止 など
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	65	23	八戸5号のガスタービン付属弁電気回路接触不良のための停止
うち自家発電買取	0	25	(注6)29	30	+1	当日の自家発電購入増
水力	185	(注1)120	(注1)(注2)144	(注1)103	41	濁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	26	45	下池ダム水位低下中における第二沼沢の緊急運転(出力抑制制での運転)や,電源開発下郷の一部補修停止
地熱・太陽光・風力	12	13	16	(注7)20	+4	地熱の蒸気量が想定を下回ったことによる出力減や日射量に恵まれたことによる太陽光の増など
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	5	+4	日射量に恵まれたことによる太陽光の増
風力	-	-	-	3	+3	風況に恵まれたことによる風力発電の増
融通	0	162	0	60	+60	応援融通受電(東京:+35万kW、関西:+25万kW)
新電力への供給等(注4)	49	11	7	5	+12	卸取引所活用など
供給力 計	1,658	1,303	1,475	1,338	137	
融通前供給力 計	(1,658)	(1,141)	(1,475)	(1,278)	(197)	
需要想定 (、、加味)	1,557	1,246	1,434	1,278	156	
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	202	107	H22年の猛暑(35.0)に対し、H24最小予備率日(34.2)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、8月と9月の需要格差など(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%)	60 (4.7%)	+19 (+1.8%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	0.1%	1.7%	+1.8%	

(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含まない場合がある。

(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(ピーク需要日及び最小予備率日(8/30))

(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(鹿島1T,富津4-2T)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	0	0	
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	
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。

中部電力(ピーク需要日(7/27))

(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、西名古屋4号)、増出力未実施、新名古屋火力8系第1軸補修停止 上越火力1号系列第2軸建設試運転、自家発電剥離購入増
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号機)
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、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(最小予備率日(8/30))

(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	最小予備率日(8月30日)		
原子力	274	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,342	2,213	129	-
うち常設されている火力	2,124	2,171	2,294	2,200	94	需給安定に伴う停止(武豊3,4号、西名古屋4号)、増出力未実施 川越火力1号等出力抑制、上越火力1号系列第2軸建設試運転、自家発余剰購入増
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号機)
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	128	15	湧水による減
揚水(注3)	411	399	399	387	12	湧水による貯水池運用水位低下に伴う減
地熱・太陽光・風力	0	0	8	8	0	-
地熱	0	0	0	0	0	-
太陽光	-	-	8	7	1	曇天により日射量に恵まれず減
風力	-	-	-	1	1	風力発電実績分
融通	0	0	100	121	21	関西電力: 76、九州電力: 45
新電力への供給等(注4)	32	5	7	43	36	卸電力取引所への売電増
供給力計	2,988	2,799	2,785	2,572	213	-
融通前供給力計	(2,988)	(2,799)	(2,885)	(2,693)	(192)	-

需要想定 (、、加味)	2,709	2,520	2,648	2,440	208	-
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	104	111	2010年並みの猛暑(35.6)に対して、今夏の最小予備率日気温(35.4)は若干低かった程度であったが、湿度も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%)	132 (5.4%)	5 (0.2%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	2.2%	2.4%	0.2	-

(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(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(ピーク需要日(8/3))

(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	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)、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、関西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よる増減。

関西電力(最小予備率日(8/17))

(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	最小予備率 日(8月17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	1,678	245	-
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,787	1,567	218	需給安定に伴う停止(143万kW:相生1号、海南1号、海南4号)、点検作業による停止・出力抑制等(60万kW:御坊3号、堺港4号、他社火力の発電差異)、設備故障による出力抑制(15万kW:赤穂2号)
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	45	0	45	需給安定に伴う停止(海南2号)
うち緊急設置電源	-	0	2	5	+3	-
うち自家発電買取	91	55	(注1)89	104	+15	当日の自家発電購入増
水力	232	273	(注2)254	294	+40	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	447	465	239	374	+135	需要減・供給力増に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	5	16	+11	日射量に恵まれたことによる増
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	5	16	+11	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.4	0	-
融通	0	76	110	128	+18	融通受電の増(中部:5万kW、北陸:+3万kW、中国:+20万kW)
新電力への供給等(注4)	74	41	11	16	+4	新電力からの受電増等
供給力計	3,271	2,947	2,542	2,743	+201	-
融通前供給力計	(3,271)	(2,871)	(2,432)	(2,615)	(+183)	-
需要想定 (、加味)	3,095	2,784	3,015	2,522	493	
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	182	205	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、今夏の最小予備率日(当日最高気温36.5、累積5日最高気温35.0)は、累積5日最高気温が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)	-	-	28	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	473 (15.7%)	221 (8.8%)	+694 (+24.5%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	18.7%	5.8%	-	

(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、開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およびお盆の影響分。

北陸電力(ピーク需要日(8/22))

(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 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) 五条方発電所・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(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。

北陸電力(最小予備率日(8/17))

(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	最小予備率 日(8月17日)	-	
原子力	162	0	0	0	0	
火力	435	438	438	335	103	
うち常設されている 火力	435	436	436	334	102	需給運用停止ほか
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	1	1	旧盆期間のため受電減
水力	152	159	(注1)(注2)136	151	15	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	0.4	2	2	
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	-	-	-	0	0	
融通	20	1	6	8	2	融通送電の増(関西電力へ3万kW送電増、九州電力へ1万kW送電減)
新電力への供給等	78	7	1	12	11	取引・融通量変化等
供給力 計	662	600	578	479	99	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(584)	(487)	97	

需要想定 (、、加味)	573	533	558	456	102	
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	86 (注7)	88	旧盆明けのための低需要影響に加え、2010年並みの猛暑(36.3)に対して、今夏の最小予備率日(33.5)は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)	-	-	-	-	-	

需給ギャップ (予備率) (、、加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	20 (3.6%)	23 (5.0%)	3 (1.4%)	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	0.6%	2.0%	1.4%	

- (注1) 五条方発電所・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。
(注7) 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、最小予備率日の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分に加えて気温影響分、旧盆明けのための低需要影響分をまとめて記載。

中国電力(ピーク需要日及び最小予備率日(8/3))

(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号機の運用制約(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(ピーク需要日(8/7))

(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	
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。

四国電力(最小予備率日(7/27))

(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	最小予備率日(7月27日)	-	
原子力	204	113	0	0	0	
火力	448	449	477	469	8	
うち常設されている火力	448	436	442	452	10	当該日作業なし
うち長期停止火力の再稼働	-	0	22	0	22	運用停止
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	13	18	5	当日の自家発電購入増
水力	64	69	(注1)62	67	5	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	4	2	
地熱	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	2	4	2	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	
融通	0	4	0	0	0	
新電力への供給等(注3)	67	64	14	13	1	淡路島への融通減など
供給力計	702	615	579	580	1	
融通前供給力計	(702)	(619)	(579)	(580)	(1)	
需要想定 (、、加味)	597	544	585	514	71	
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	30	34	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0.7、高気温の累積効果を評価する前5日最高気温平均は2.5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%)	6 (1.0%)	66 (12.8%)	72	
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	4.0%	9.8%	-	

(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(ピーク需要日及び最小予備率日(7/26))

(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など
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
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	
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IP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)の新増設減など
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。

太陽光発電の供給力増加の要因分析

(別添4)

太陽光の供給力の増加要因は 設備導入量の増加、出力比率の増加が考えられる。
 の設備容量の増加は + 31万kW(1割未満の増加)に対し、ピーク時供給力の増加はそれを上回る + 86万kWのため、日射量による出力増がピーク時供給力の主な増加要因だと考えられる。

		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)	最大需要日の実績	0	8	25	20	19	2	20	7	20	121
	需給検証委想定	0	1	7	8	5	0.4	4	2	8	35
	差分(-)	0	+7	+18	+12	+14	+2	+16	+5	+12	+86
太陽光設備量 (万kW)	最大需要日の実績	8	29	133	77	62	7	43	22	83	464
	需給検証委想定	6	27	122	79	56	7	39	20	77	433
	差分(-)	+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)	最大需要日の実績	0	39	35	35	47	48	63	49	39	-
	需給検証委想定	0	17	22	26	25	23	26	28	27	-
	差分(-)	0	+22	+13	+9	+22	+25	+37	+21	+12	-

(別添5)

< 最大需要日の火力の状況 >

(万kW)

	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	-
計画外停止 出力抑制を 含む	他社火力 (5)	・東新潟港1,2 号機(10) ・他社火力(1) 出力抑制	・富津4-2軸(51) ・鹿島1号機(60) ・千葉3-1号GT(33) ・五井6号機(48) ・鹿島4号機(60) ・横須賀2号 GT(14) ・他社火力1機 出力抑制	・新名古屋8-1号機(36)	-	-	-	-	・新有川3号機(1) ・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))	-
小計	5	11	146	36	-	-	-	-	7	205
バランス停止 (需要安定に 伴う停止)	-	-	-	・武豊2号機(36) ・武豊3号機(36) ・武豊4号機(36) ・西名古屋4号機(38)	・相生1号 機(38)	-	-	-	-	-
小計	-	-	-	144	38	-	-	-	-	182
合計	5	11	146	180	38	0	0	0	7	387

 以上の情報については、別添3の各社個表にも記載。

今冬における各社の計画外停止リスク

(別添6)

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	7597	596	1,477	5524	9050	2524	2,642	562	1,181	557	1,584	16,647
最大電力需要	7005	563	1,392	5050	8566	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%)



昨冬(12~3月)の、計画外停止の平均の供給力減が発生した場合

(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
供給力減の平均値	318	32	77	209	114	32	4	11	24	6	37	432
供給力	7279	564	1400	5315	8936	2492	2638	551	1157	551	1547	16,215
最大電力需要	7005	563	1,392	5050	8566	2367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,571
供給 - 需要 (予備率)	274 (3.9%)	1 (0.2%)	8 (0.6%)	265 (5.2%)	370 (4.3%)	125 (5.3%)	101 (4.0%)	32 (6.2%)	61 (5.6%)	41 (7.9%)	10 (0.7%)	644 (4.1%)

昨冬(12~3月)の、計画外停止の最大の供給力減が発生した場合

(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
供給力減の最大値	823	88	239	496	627	113	60	72	108	45	229	1,450
供給力	6774	508	1238	5028	8423	2411	2582	490	1073	512	1355	15,197
最大電力需要	7005	563	1,392	5050	8566	2367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,571
供給 - 需要 (予備率)	231 (3.3%)	55 (9.7%)	154 (11.1%)	22 (0.4%)	143 (1.7%)	44 (1.9%)	45 (1.8%)	29 (5.6%)	23 (2.1%)	2 (0.3%)	182 (11.8%)	374 (2.4%)

最大ユニットのトラブル停止が発生した場合

(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
今冬の最大ユニット	230	70	60	100	528	100	118	70	100	70	70	758
供給力	7367	526	1417	5424	8522	2424	2524	492	1081	487	1514	15,889
最大電力需要	7005	563	1,392	5050	8566	2367	2,537	519	1,096	510	1,537	15,571
供給 - 需要 (予備率)	362 (5.2%)	37 (6.6%)	25 (1.8%)	374 (7.4%)	44 (0.5%)	57 (2.4%)	13 (0.5%)	27 (5.2%)	15 (1.4%)	23 (4.6%)	23 (1.5%)	318 (2.0%)

電源トラブルが発生した場合、他電力からの融通等で対応するが、上記には織り込んでいない。

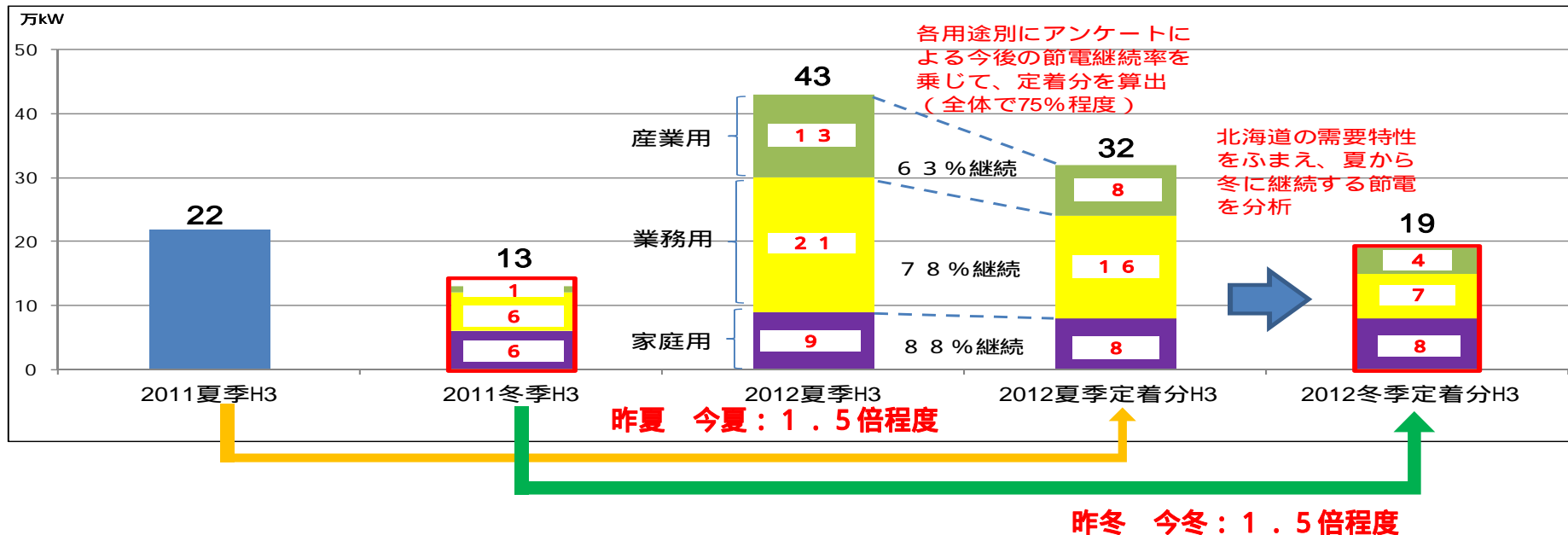
今冬の節電見込みの考え方の確認（北海道電力）

（別添7）

今冬の定着節電については、昨夏から今夏にかけて、定着節電が1.5倍程度増加していることから、昨冬から今冬についても、定着節電が1.5倍程度になるもの想定。この算出方法が妥当かどうかについては以下のとおり。

今夏の定着節電（32万kW）から今冬に継続する節電分を家庭用、業務用、産業用別に以下のとおり算出した結果、昨冬の定着節電から1.5倍した19万kWと同じとなったことから、1.5倍程度とした今冬の節電見込みの考え方は概ね妥当と考えられる。

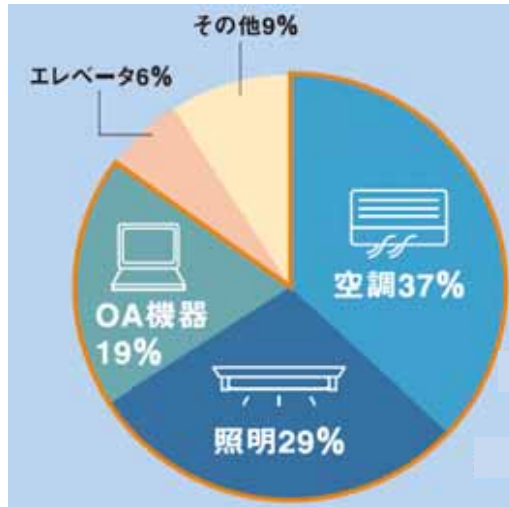
- ・産業用：冬は夏に比べ空調等の節電が難しいため、今夏の計画調整契約（12万kW）から今冬の加入見込みが減少し（2万kW程度）、節電幅も減少することから、今夏に比べ節電見込みは減少。（8万kW → 4万kW）
- ・業務用：業務用の電力消費は、夏は空調が3～4割程度（別紙）を占めているが、冬は熱源が油やガスの比率が高く、空調による節電は期待できないため、節電見込みは今夏に比べ減少。（16万kW → 7万kW）
- ・家庭用：北海道ではエアコンがあまり普及していないため、家庭の電力消費は照明やテレビなどが占めており、今冬も今夏の定着見込み分と同程度の節電が可能。（8万kW → 8万kW）



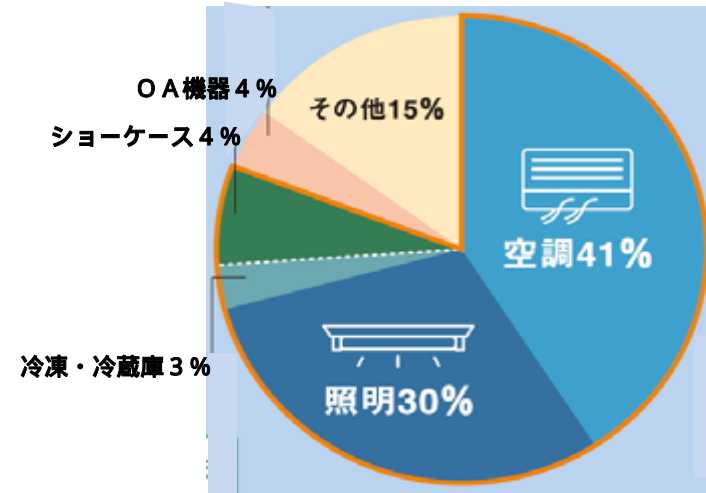
〔別紙〕業務用に占める夏季の空調需要（北海道電力）（参考資料）

業務用主要業種における夏季の電力需要のうち、空調は3～4割程度のウェイトを占めている。

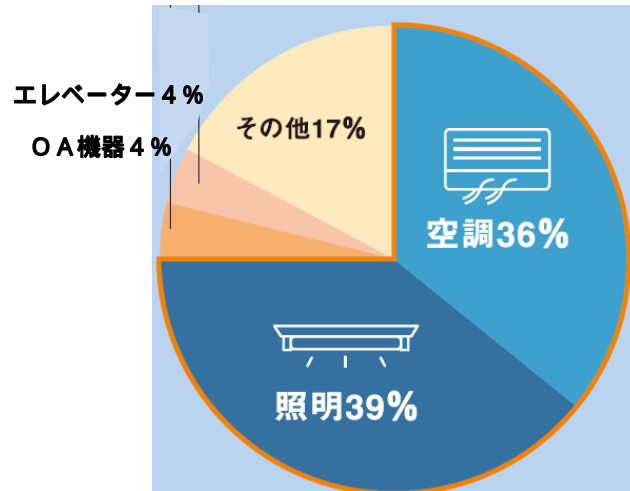
事務所・ビル



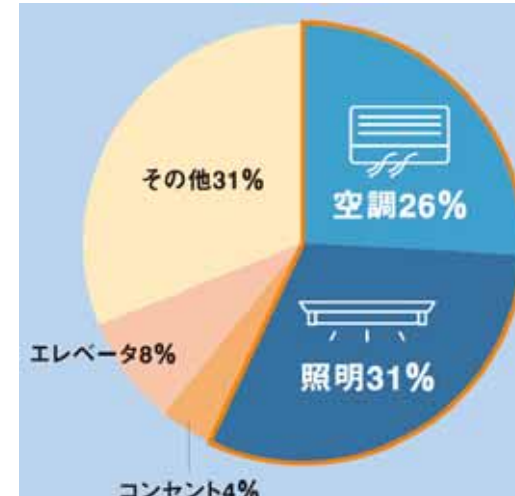
商業施設（百貨店・ドラッグストアなど）



医療機関



宿泊施設



弊社のパンフレット（事業者様への節電のお願い）より抜粋。
グラフデータは、北海道経済産業局推計値。

北海道電力管内における、計画外停止リスクの定量化について (別添8)

1. 過去5年間の計画外停止実績

年度平均

	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
年度平均	38万kW	35万kW	27万kW	36万kW	31万kW

➡ 北本連系設備¹を通じた電力融通を受電した場合には、随時調整契約を発動しなくても予備率3%が確保可能。

1 北本連系設備の計画外停止率(5ヵ年平均):3.6%(日ベース)、
2.3%(時間ベース)

年度最大^{3 4}

	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
年度最大 ²	128万kW	115万kW	132万kW	137万kW	96万kW
停止日数(時間)	1日(3時間)	1日(16時間)	2日(27時間)	1日(1時間)	1日(8時間)
最大脱落時の予備率 ⁴	6.1%	3.8%	6.8%	7.7%	0.4%
予備率3%確保に必要な需要抑制量 ⁴	49万kW	37万kW	53万kW	58万kW	18万kW

2 年度最大の計画外停止時には北本連系設備の停止はない。

3 1997年以降の15年間の最大脱落は137万kW。

4 供給力:596万kW(2012年2月)、需要:563万kW(2012年定着節電織り込み、2010年厳寒並み)、北本(追加56万kW)、随時調整契約(5万kW)込み

2. 最大機の脱落等が発生した場合

最大機1機の脱落が発生した場合(70万kW)

脱落時の予備率	3.4%
---------	------

➡ 北本連系設備注1を通じた電力融通を受電した場合には、随時調整契約を発動しなくても予備率3%が確保可能。

最大機2機⁵の電源脱落が発生した場合(70+60万kW)

脱落時の予備率 ⁴	6.5%
予備率3%確保に必要な需要抑制量 ⁴	51万kW

5 苫東厚真4号機(70万kW)の計画外停止率(5ヵ年平均):8.4%(日ベース)、
7.3%(時間ベース)
苫東厚真2号機(60万kW)の計画外停止率(5ヵ年平均):3.4%(日ベース)、
2.8%(時間ベース)

北本連系線の停止実績

(別添9)

2009年度(平成21年度)実績

定期点検は、原則、春・秋に実施

計画 / 計画外	停止極数	停止期間		停止日数 [日]	原因	事象	故障事象番号	対応
		自	至					
計画停止 (定期点検)	片極	2009/5/12	2009/5/29	18		定期点検(1極)		
	片極	2009/10/13	2009/10/16	4		定期点検(帰線)		
	片極	2009/10/19	2009/10/23	5		定期点検(2極)		
	小計			27	日(うち双極停止 0日)			
計画外停止 (臨時点検・故障復旧作業等)	片極	2009/8/10	2009/8/10	1	装置不具合	上北第1極 変換器制御装置の動作不良		制御装置調整済
	双極	2009/8/13	2009/8/13	1	試験	調整後の確認試験		
	双極	2009/8/28	2009/8/28	1				
	片極	2009/9/19	2009/9/20	1	装置不具合	函館第2極 変換器の停止操作時の故障停止		制御装置調整済
	片極	2009/10/13	2009/10/13	1				
	双極	2009/10/23	2009/10/24	1	試験	調整後の確認試験		
	片極	2009/11/10	2009/11/11	2	点検	第1極 変換器の臨時点検(に伴う詳細点検)		
小計			8	日(うち双極停止 3日)				

片極： 30万kWの停止、双極： 60万kWの停止

2009年度 計画停止率 3.70% (日ベース)、2.57% (時間ベース)
 計画外停止率 1.51% (日ベース)、0.39% (時間ベース)

北本連系線の停止実績

2010年度(平成22年度)実績

定期点検は、原則、春・秋に実施
(注:1月実施のものは、秋の定期点検の積み残し)

計画/ 計画外	停止 極数	停止期間		停止 日数 [日]	原因	事象	故障 事象 番号	対応
		自	至					
計画停止 (定期点検)	片極	2010/5/18	2010/5/31	14		定期点検(1極)		
	片極	2010/10/18	2010/10/22	5		定期点検(2極)		
	片極	2010/10/26	2010/10/29	4		定期点検(帰線)		
	片極	2011/1/10	2011/1/11	1		定期点検(1極)(注)		
	双極	2011/1/11	2011/1/14	4		定期点検(双極)(注)		
小計				28	日(うち双極停止 4日)			
計画外停止 (臨時点検・ 故障復旧作業 等)	片極	2010/5/31	2010/6/1	1	装置不具合	上北第1極 変換器起動時の制御装置の動作不良		制御装置調整済
	片極	2010/11/9	2010/11/10	1	落雷 + 装置不具合	本州側交流系統への雷撃による瞬時停電に伴う変換器の自動停止		制御装置調整済
	双極	2010/12/18	2010/12/18	1	落雷 + 装置不具合	直流架空送電線(帰線)への雷撃時の遮断器の不動作		帰線用の遮断器の臨時点検済
	双極	2011/3/11	2011/3/13	2	地震	東日本大震災による本州側交流系統の広域停電による自動停止		本州側交流系統の復旧に応じて運転を再開(設備異常なし)
小計				5	日(うち双極停止 3日)			

片極： 30万kWの停止、双極： 60万kWの停止

2010年度 計画停止率 4.38% (日ベース)、3.17% (時間ベース)
計画外停止率 1.10% (日ベース)、0.58% (時間ベース)

北本連系線の停止実績

2011年度(平成23年度)実績

定期点検は、原則、春・秋に実施

計画 / 計画外	停止極数	停止期間		停止日数 [日]	原因	事象	故障事象番号	対応
		自	至					
計画停止 (定期点検)	片極	2011/5/25	2011/5/29	5		定期点検(1極)		
	片極	2011/10/22	2011/10/23	2		定期点検(帰線)		
	片極	2011/10/29	2011/10/30	2		定期点検(2極)		
	小計				9	日(うち双極停止 0日)		
計画外停止 (臨時点検・故障復旧作業等)	双極	2011/4/7	2011/4/8	1	地震	東日本大震災の余震による本州側交流系統の広域停電による自動停止		本州側交流系統の復旧に応じて運転を再開(設備異常無)
	片極	2011/4/8	2011/4/9	1				
	片極	2011/7/12	2011/7/12	1	落雷 + 装置不具合	本州側交流系統への雷撃による瞬時停電に伴う変換器の自動停止		今秋の定期点検時に制御装置を改修
	片極	2011/8/27	2011/8/28	1	装置不具合	上北第1極 変換器のサイリスタ素子の不良		変換器の不良部品を交換済
	片極	2011/9/2	2011/9/4	2	装置不具合	第2極用ケーブル接続部(陸上)の漏油による補修作業のための停止		漏油箇所の補修済 漏油原因となるケーブルの熱による伸縮を抑制する冷却装置を設置済
	片極	2011/9/22	2011/9/25	3	点検	臨時点検(2極) (震災前に決定していた停止作業を繰延べて実施)		
	片極	2011/10/1	2011/10/2	2	装置不具合	第1極用ケーブル接続箱(陸上)の端部で変形が確認され、漏油が懸念されたことから臨時調査を実施		漏油等異常が無いことを確認済
	片極	2012/1/25	2012/4/6	67 (2011年度)	その他	貨物船が錨を垂下したまま航行したことによる帰線海底ケーブルの断線		海底ケーブル損傷区間の張替済 船舶の業界団体など関係機関に注意喚起を実施済
小計				78	日(うち双極停止 1日)			

片極： 30万kW、双極： 60万kW

2011年度 計画停止率 1.23% (日ベース)、0.80% (時間ベース)
 計画外停止率 10.79% (日ベース)、10.31% (時間ベース)
 (を除くと 1.64% (日ベース)、1.25% (時間ベース))

ピークカット対策への北海道電力の取組について

(別添10)

今夏5月の、需給検証時点で関西電力の供給予備率は 14.9%であり大きな需給ギャップが存在。
 一方、北海道電力における今冬の需給見通しにおいては+5.8%の供給予備率。
 しかしながら、北海道電力管内は系統規模が小さく、他社からの電力融通に制約があることから、大規模電源脱落による突然の需給ひっ迫に効果的な需要削減の取組を進めていくことが必要。

取組名	契約見込(今冬) (()内の%は需要に対する割合 1)	これまでの取組	今後の取組	(参考)関西電力の 契約実績(今夏) (()内の%は需要に対する割合 1)
随時調整契約 ・瞬時調整契約 ・通告調整契約 (対象:大口 2)	6.9万kW(1.2%)	・制度対象の全需要家に対し夏向けの対応として訪問を開始した2月下旬以降8月下旬までに 5回程度訪問 し、冬季についても加入を依頼。 ・9月下旬からは冬向け対応として、 再度全需要家を訪問 、加入依頼。	・引き続き 全需要家を訪問 のうえ加入依頼(現在も継続中)。 ・これまで同様、全てのメニューを案内のうえ、いずれかへの加入を依頼。	4.4万kW(1.5%)
随時募集調整契約(ネガワット) (対象:大口)	0.3万kW(0.05%) 【19件の登録】	・従来の需給調整契約に加入できなかった需要家の受け皿として、より柔軟に調整を実施していただくため、 今冬向けに新たに設定 。 ・メニュー設定(9月下旬)以降、 全数訪問 し加入依頼。		12万kW(0.4%) 【16件の登録】
計画調整契約 ・操業調整契約 ・休日・長期休日調整契約 (対象:大口 2)	10.1万kW(1.8%)	・制度対象の全需要家に対し夏向けの対応として訪問を開始した2月下旬以降8月下旬までに 5回程度訪問 し、冬季についても加入を依頼。 ・9月下旬からは冬向け対応として、 再度全需要家を訪問 、加入依頼。 ・今冬に向けて、需要家からの意見をもとに 加入条件を緩和 。(20%以上の受電抑制 15%以上に緩和) ・自家発補助金制度も全数に案内。		193万kW(6.5%)

1: 契約kW等を北電は今冬の、関電は今夏の需要想定で割ったもの。ただし、大口の需要規模は、北電は関電の10分の1程度であることに留意。
 2: 自家発の焼き増しにより需要を抑制する場合は小口も対象。

ピークカット対策への北海道電力の取組について

取組名	契約見込(今冬) 〔()内の%は需要に対する割合 1〕	これまでの取組	今後の取組	(参考)関西電力の契約実績(今夏) 〔()内の%は需要に対する割合 1〕
夏季・冬季需給調整実量特約 (対象:小口)	3.3万kW(0.6%) 【加入率は71%を継続】	<ul style="list-style-type: none"> ・夏季は、制度対象の全需要家に対し郵送で制度案内し、加入を依頼。 ・節電要請期間開始前に、未加入の需要家へ再度案内ハガキを郵送。 ・冬季に向けては、夏季加入の需要家は自動継続とし、郵送で節電協力を依頼するとともに、夏季未加入の需要家には、改めて郵送で制度案内のうえ、加入依頼。 	<ul style="list-style-type: none"> ・節電要請期間開始前に、未加入の需要家へ再度案内ハガキの郵送を検討 	5.9万kW(2.0%) 【デマンドカットプラン】
アグリゲータの活用 (対象:大口・小口)	0.4万kW(0.07%)	<ul style="list-style-type: none"> ・全国大で活動中の一般社団法人環境共創イニシアチブ認定アグリゲータ全数及び、北海道電力が把握できる事業者に契約の可能性を聞き取り、今冬向けに調整力を確保できる可能性がある事業者と協議。 	<ul style="list-style-type: none"> ・3～5社との契約を目指し調整中(事業者の需要家獲得支援) ・その他可能性のある事業者がいなかメーカー等に幅広く調査のうえ拡大を図る 	0.5万kW(0.02%)
電気主任技術者団体への協力要請	-	<ul style="list-style-type: none"> ・夏季は、保安協会等に節電コンサルティングとデマンドコントローラー設置推奨を依頼。 	<ul style="list-style-type: none"> ・冬季も継続して協力を要請 	-
緊急節電要請	-	<ul style="list-style-type: none"> ・大口、チェーン店に緊急時の更なる節電を依頼するスキーム(契約に基づかないボランティアなスキーム)。 ・夏季は、154社(契約電力約53万kW)の了承のもと連絡ルートを確立。 	<ul style="list-style-type: none"> ・冬季も継続して実施 ・各種メニュー案内時にあわせて協力要請を継続 	-

1: 契約kW等を北電は今冬の、関電は今夏の需要想定で割ったもの。ただし、大口の需要規模は、北電は関電の10分の1程度であることに留意。

2: 自家発の焼き増しにより需要を抑制する場合は小口も対象。

北海道の冬季需給対策に向けて、自家発導入補助金の公募を実施(公募期間 8月28日～10月12日)。

その結果、270件、約17万kW分の申請があった。現在、採択に向けて審査中。なお、この一部については北海道電力の今冬の需給バランスに既に織り込まれている可能性がある。

北海道向け 自家発導入補助金の公募概要

(1)予算額(今冬の北海道向け公募分)
40億円

(2)補助率
中小企業1/2以内、大企業1/3以内

(3)補助スキーム
国(北海道経産局) 民間団体等

(4)公募期間
平成24年8月28日～10月12日

(5)補助要件(下記のいずれかの場合)
電力系統へ余剰電力を供給するために、合計500kW以上の
新規設・増出力を行い、1日8時間以上稼働すること。
自家消費のために、合計20kW以上の新規設・増出力を
行い、1日4時間以上稼働すること。

(6)補助対象経費
設備投資費用
増出力等に要した追加的設備投資費
燃料費
系統への電気の供給、ピークカット等 のために要し
た燃料費

(7)補助対象設備
常用自家発電設備(ガスタービン発電機、ガスエンジン
発電機、ディーゼル発電機、副生ガス・工業プロセス利
用の汽力発電設備、コージェネレーション等の内燃力、
汽力発電機)

(参考)北海道向け公募における主な変更点(下線部)

- ・自家消費の規模要件をこれまでの100kWから20kW(平均的な酪農農家の消費電力)に緩和。
- ・北海道の冬季需要の負荷率が高いことを考慮して、これまでの稼働時間帯(9時から20時)の限定を撤廃。