

2013年度夏季需給検証のまとめについて

2013年度夏季の各電力会社管内における需給状況(最大需要日)

電力会社	節電目標	最大需要日	最高気温(℃)	供給力(万kW)	最大需要(万kW)	予備率	供給力(見通し※)(万kW)	最大需要(見通し※)(万kW)	予備率(見通し※)
北海道電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(水) (14～15時)	31.0	544	450	21.1%	524	474	10.5%
東北電力	数値目標を伴わない節電	8月19日(月) (14～15時)	32.6	1,502	1,322	13.6%	1,520	1,441	5.5%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月9日(金) (14～15時)	35.1	5,494	5,093	7.9%	5,813	5,450	6.7%
中部電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	38.4	2,728	2,623	4.0%	2,817	2,585	9.0%
関西電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	37.0	2,936	2,816	4.3%	2,932	2,845	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月19日(月) (14～15時)	36.3	553	526	5.1%	574	546	5.2%
中国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	35.4	1,168	1,112	5.0%	1,250	1,131	10.5%
四国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	35.5	577	549	5.0%	595	562	5.9%
九州電力	数値目標を伴わない節電	8月20日(火) (16～17時)	36.5	1,704	1,634	4.3%	1,659	1,610	3.1%
沖縄電力	なし	8月8日(木) (19～20時)	33.6	206	152	36.2%	238	156	53.1% ₁

(注)2013年9月26日時点。ただし、関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(平成25年4月)

2013年度夏季の各電力会社管内における需給状況(最小予備率日)

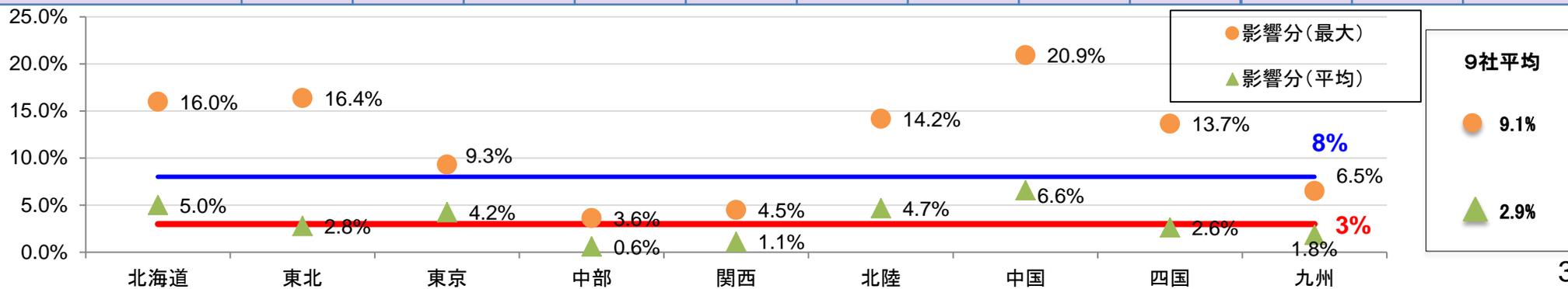
電力会社	節電目標	最小予備率日 (最大需要発生時間帯)	最小予備率日の 最高気温(℃)	最大需要 (万kW)	ピーク供給力 (万kW)	予備率
北海道電力	数値目標を伴わない節電	7月8日(月) (16～17時)	33.1	441	482	9.2%
東北電力	数値目標を伴わない節電	9月25日(水) (16～17時)	28.7	1,101	1,224	11.2%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月1日(木) (16～17時)	31.5	4,457	4,772	7.1%
中部電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	38.4	2,623	2,728	4.0%
関西電力	数値目標を伴わない節電	9月13日(金) (14～15時)	33.4	2,486	2,584	4.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	33.9	521	545	4.5%
中国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	35.4	1,112	1,168	5.0%
四国電力	数値目標を伴わない節電	8月22日(木) (14～15時)	35.5	549	577	5.0%
九州電力	数値目標を伴わない節電	8月19日(月) (16～17時)	36.3	1,619	1,670	3.2%
沖縄電力	なし	8月5日(火) (20～21時)	33.5	146	181	23.9%

注)2013年9月26日時点。ただし、関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

2. 供給面の検証(①火力等の2013年度夏季の計画外停止状況)

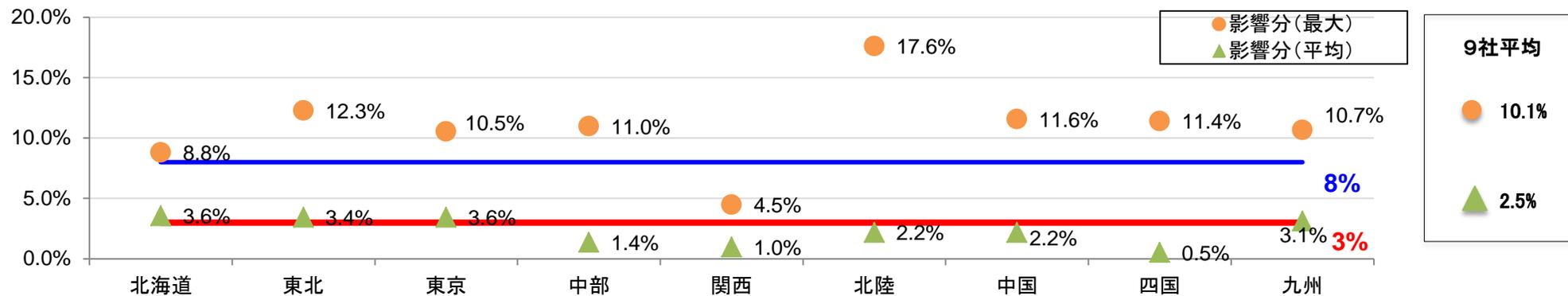
- 2013年度夏季については、2012年度に引き続き巡回点検の強化等を行ったものの、一部の火力発電所のトラブル停止の長期化により、2012年度に比べ計画外停止の期間平均が増加。(9電力の平均▲2.5%→▲2.9%)
- 一方、計画外停止の最大は2012年度に比べ、減少(9電力の最大停止: ▲10.1%→▲9.1%)。ただし、関西電力の最大需要日の計画外停止実績は2013年度冬季は2012年度冬季と比べ、増加。

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	72 (7/1-10)	216 (7/12)	474 (7/2)	95 (8/30-31)	126 (7/23)	75 (8/24)	233 (7/16)	75 (8/14-15)	106 (8/14)	762 [632](7/2)	710 [311] (7/14)	1472 [914] (7/14)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンパインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫東厚真火力4号(70)	原町火力2号(100)	広野火力4号(100)	知多火力4号機(70)	御坊火力3号(60)	七尾大田火力2号(50)	三隅火力1号(100)	坂出火力3号(45)	松浦火力1号(70)			
	南早来火力	東新潟火力1号	鹿島火力1号	知多火力6号GT	他社受電(火力)	馬場島水力	下関火力2号	阿南火力2号	苅田火力新1号	-	-	-
		秋田火力2号	袖ヶ浦火力2,4号	知多第二火力GT								
②7、8月の計画外停止分の平均	23	37	216	16	32	25	73	14	30	276	190	466
③最大需要日の計画外停止実績	0	4	92	52	122	0	55	8	0	96	237	333
今夏の最大需要	450	1,322	5,093	2,623	2,816	526	1,112	549	1,634	6,865	9,260	16,125
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲16.0%	▲16.4%	▲9.3%	▲3.6%	▲4.5%	▲14.2%	▲20.9%	▲13.7%	▲6.5%	▲11.1%	▲7.7%	▲9.1%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲5.0%	▲2.8%	▲4.2%	▲0.6%	▲1.1%	▲4.7%	▲6.6%	▲2.6%	▲1.8%	▲4.0%	▲2.1%	▲2.9%
仮に最大需要日に③が発生した時の予備力への影響	0.0%	▲0.3%	▲1.8%	▲2.0%	▲4.3%	0.0%	▲4.9%	▲1.5%	0.0%	▲1.4%	▲2.6%	▲2.1%



2. 供給面の検証(①火力等の2012年度夏季の計画外停止状況)

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	43 (8/27-30)	167 (7/7)	547 (7/14)	272 (7/13)	120 (8/11)	93 (7/12)	125 (7/14-15)	60 (8/11)	162 (8/27)	757 [613] (7/14)	832 [444] (7/13)	1,589 [928] (7/14)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。	苫小牧火力1号(25) 伊達火力2号	秋田火力4号(60) 八戸火力5号 東新潟火力2号機	鹿島火力6号(100) 鹿島火力2,3号 姉崎火力3号	四日市火力4系1軸(10) 奥矢作第一・第二(揚水)	赤穂火力1,2号(各60)	富山新港火力1号(50) 福井火力三国1号	下松火力3号(70) 水島火力3号	阿南火力3号(45) 他社受電(火力)	新小倉火力5号(60) 九州北部豪雨等による水力発電停止9基	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	17	47	182	34	26	11	24	3	47	246	145	391
③最大需要日の計画外停止実績	5	23	153	47	0	0	0	0	7	181	54	235
今夏の最大需要	483	1,364	5,078	2,478	2,682	526	1,085	526	1,521	6,925	8,818	15,743
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲8.8%	▲12.3%	▲10.8%	▲11.0%	▲4.5%	▲17.6%	▲11.6%	▲11.4%	▲10.7%	▲10.9%	▲9.4%	▲10.1%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲3.6%	▲3.4%	▲3.6%	▲1.4%	▲1.0%	▲2.2%	▲2.2%	▲0.5%	▲3.1%	▲3.6%	▲1.6%	▲2.5%
仮に最大需要日に③が発生した時の予備力への影響	▲1.0%	▲1.7%	▲3.0%	▲1.9%	0%	0%	0%	0%	▲0.5%	▲2.6%	▲0.6%	▲1.5%



2. 供給面の検証(②水力)

○西日本:東海、四国、九州地方は7月上旬の梅雨明け以降、8月中旬にかけて、降水量がかなり少なかったことによる供給減少。

○東日本:関東甲信地方は7月下旬から節水が行われる河川がある等、渇水状況となり、供給減。

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	509	70	154	285	778	126	307	146	52	48	99	1,287
②需給検証委想定	505	63	144	298	758	145	257	139	48	60	109	1,263
差分(①-②)	4	+7	+10	▲13	20	▲19	+50	+7	+4	▲12	▲10	24
(最大需要発生日)	-	8月7日	8月19日	8月9日	-	8月22日	8月22日	8月19日	8月22日	8月22日	8月20日	-

2. 供給面の検証(③太陽光)

- 太陽光の供給力の増加要因は①設備導入量の増加、②出力比率の増加が考えられる。
 - ①の設備容量の増加は昨年7月より開始した再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入の影響もあり、+135万KW(約2割の増加)したこと、また、日射量に恵まれたこと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。
- ※九州電力は計画調整契約等により、ピーク時間帯が想定15時から実績17時となったことによる減。

		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社計
太陽光供給力 (万KW)	①最大需要日の実績	68	3	9	56	152	51	44	7	18	12	20	220
	②需給検証委想定	22	0	2	20	97	26	21	1	9	7	33	119
	差分(①-②)	46	3	7	36	55	25	23	6	8	6	▲13	101
太陽光設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	307	17	52	238	569	157	119	15	75	43	160	876
	②需給検証委想定	243	16	44	183	498	134	100	11	60	34	159	741
	差分(①-②)	64	1	8	55	71	23	19	4	15	9	1	135
出力比率(% (自家消費+供給力))	①最大需要日の実績	-	22%	25%	33%	-	40%	45%	63%	33%	38%	21%	-
	②需給検証委想定	-	0%	16%	23%	-	29%	30%	22%	27%	30%	31%	-
	差分(①-②)	-	22%	9%	10%	-	11%	15%	41%	6%	8%	▲10%	-

2. 供給面の検証(④風力)

- 風力の供給力は需給検証小委員会では見込んでいないが、参考として下位5日平均で試算したところ。増加要因は①設備導入量の増加、②出力比率の増加が考えられる。
- ①の設備容量の増加は変化がないが、風況に恵まれたこと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。

		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社計
風力供給力 (万KW)	①最大需要日の実績	7.9	2	4.1	1.8	16.1	4	0.6	1.3	0.3	4.8	5.1	24.0
	②需給検証小委試算※	1	0.4	0.4	0.2	1.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
	差分(①-②)	6.9	1.6	3.7	1.6	15	3.9	0.6	1.3	0.1	4.8	4.3	21.9
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	125.5	29	59.5	37	134	22	12	15	30	12	43	259.5
	②需給検証小委試算	127	29	61	37	134	22	12	15	30	12	43	261
	差分(①-②)	▲ 1.5	0.0	▲ 1.5	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 1.5
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	5.6%	6.9%	4.9%	-	19.0%	4.9%	8.9%	1.0%	38.8%	11.9%	-
	②需給検証委想定	-	1.4%	0.6%	0.5%	-	0.3%	0.0%	0.1%	0.6%	0.1%	1.9%	-
	差分(①-②)	-	4.2%	6.3%	4.4%	-	18.7%	4.9%	8.8%	0.4%	38.7%	10.0%	-

※ 需給検証委員会試算については、風力発電の供給力を水力発電同様に、下位5日平均で評価した場合の試算結果。

2. 供給面の検証(⑤気温上昇に伴う出力低下、吸気冷却装置等)

(イ) 気温上昇に伴う出力低下

○猛暑等による気温上昇に伴い、ガスタービンの出力低下が想定以上に生じた地域もあったが、概ね想定どおり。

(ロ) 吸気冷却装置

○湿度が低かったことによる噴霧量の増加等により、供給増となった地域もあったが、概ね想定どおり。

(ハ) 新設火力の試運転(需給検証小委では供給力として見込んでいない)

○2013年10月運開予定の関西電力姫路第二発電所新1号機(LNG、48.65万kW)は、2012年11月より試運転を行ったが、8月上旬にガスタービン静翼が損傷し、2013年度夏季に約半月程度停止した。そのため、同社の最大需要日(8月22日)には、供給力の半量しか計上できなかった。

(イ) 気温上昇に伴う出力低下

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	▲275.6	▲0.8	▲71.8	▲203	▲224.9	▲138	▲46.4	0	▲11.6	▲3.9	▲25	▲500.5
②需給検証委想定	▲270.7	▲0.8	▲71.9	▲198	▲227.8	▲144	▲42.0	0	▲12.5	▲4.3	▲25	▲498.5
差分(①-②)	▲4.9	0	+0.1	▲5	+2.9	+6	▲4.4	0	+0.9	+0.4	0	▲2.0

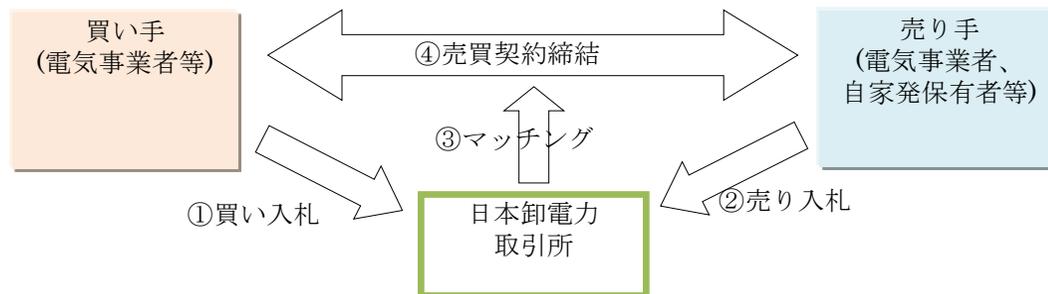
(ロ) 吸気冷却装置

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①最大需要日の実績	11.8	0	2.8	9	16.9	1.6	9.2	—	2.2	0.6	3.3	28.7
②需給検証委想定	10.8	0	0.8	10	13.1	1.6	5.9	—	1.6	0.7	3.3	23.9
差分(①-②)	+1	0	+2.0	▲1	+3.8	0	+3.3	—	+0.6	▲0.1	0	+4.8

2. 供給面の検証(⑥夏季広域融通入札市場の活用状況)

- 2013年度夏季の電力需給ひっ迫に備え、幅広い供給者が取引に参加することで広域的かつ機動的な電力調達が可能となるような新たな仕組みとして、日本卸電力取引所に「夏季広域融通入札市場」を期間限定で創設。
- 九州電力管内においては、6月中旬に発生した他社火力発電所のトラブルや高気温による高需要等により、6月最終週の需給が厳しくなる可能性が見込まれたため、同市場に必要量30万kWを掲示し、取引会員以外の自家発保有事業者を含む計4社から、最大約28万kWを約定。
- なお、8月には中西日本を中心に需給が厳しい電力管内もあったが、2週間前の段階では気象状況等により需給は安定すると見込んでいたこと、また、実需給日が近い段階で電源トラブルが発生し、実需給当日には、急激な気温上昇に伴い需要が上ぶれたため、スポット市場や応援融通等の活用により対応した。

○夏季広域融通入札市場の取引イメージ



- 「買い手」は、日本卸電力取引所の取引会員(一般電気事業者、新電力など62社)とし、供給力が不足する又はそのおそれがある場合等において、電力を購入する期間や必要な量等を設定し、本市場において買売の入札を行う。
- 「売り手」は、日本卸電力取引所の会員でなくても、売電可能な設備を有し、電力会社の送電線に送電できる余剰電力であれば、誰でも販売可能。
- 日本卸電力取引所は、取引の斡旋を行い、買い手は、売り手の中から価格等の条件の良いものを選択する。市場の開設期間は、6月3日(月)～9月30日(月)(入会金・手数料不要)。

3. 需要面の検証(①2013年度夏季の需要減少について(全体))

○各電力会社において、需給検証委員会において、事前に想定した定着節電以上の需要減となった。(期間平均。ピーク時は2010年度夏季の最高気温を上回った中部、九州を除く。)

<2013年度夏季の需要減等>

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
節電目標 (7月1日～9月30日)	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電
定着節電 (2013年4月の需給検証小委員会想定)	▲6.3%	▲3.8%	▲10.5%	▲4.0%	▲8.7%	▲4.0%	▲3.6%	▲5.2%	▲8.5%
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は2010年度との気温差	▲11.1% (▲1.5℃)	▲10.9% (▲2.4℃)	▲15.1% (▲0.6℃)	▲3.2% (+2.8℃)	▲9.0% (+0.5℃)	▲8.2% (▲0.0℃)	▲7.4% (▲0.6℃)	▲7.9% (+0.5℃)	▲6.6% (+1.7℃)
<2013年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 450 ② 8/7 ③31.0℃	① 1322 ② 8/19 ③32.6℃	① 5,093 ② 8/9 ③ 35.1℃	① 2,623 ② 8/22 ③38.4℃	① 2,816 ② 8/22 ③ 37.0℃	① 526 ② 8/19 ③36.3℃	① 1,112 ② 8/22 ③35.4℃	① 549 ② 8/22 ③ 35.5℃	①1,634 ②8/20 ③36.5℃
<2010年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 506 ② 8/31 ③ 32.5℃	① 1557 ② 8/5 ③ 35.0℃	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7℃	① 2,709 ② 8/24 ③35.6℃	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5℃	① 573 ② 8/5 ③36.3℃	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0℃	① 597 ② 8/20 ③ 35.0℃	①1,750 ②8/20 ③34.8℃
需要減少の対2010年度比 (期間平均※) ()は需要減少量	▲9.5% (▲44)	▲10.4% (▲137)	▲14.7% (▲764)	▲5.9% (▲160)	▲9.8% (▲267)	▲7.4% (▲37)	▲7.2% (▲76)	▲9.4% (▲49)	▲9.8% (▲158)

※節電要請期間であった7月1日(月)から8月30日(金)時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。

(参考2)2013年度夏季の需要減少について(大口・小口・家庭の別等)

○各電力会社管内における用途別の需要減少は以下のとおり。

<需要減少について「大口需要家」「小口需要家」「家庭」の内訳推計※>

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) ()は需要減少量	▲9.5% (▲44)	▲10.4% (▲137)	▲14.7% (▲764)	▲5.9% (▲160)	▲9.8% (▲267)	▲7.4% (▲37)	▲7.2% (▲76)	▲9.4% (▲49)	▲9.8% (▲158)
大口 需要家	▲15% (▲10)	▲11% (▲51)	▲15% (▲299)	▲3% (▲30)	▲10% (▲106)	▲6% (▲14)	▲7% (▲28)	▲10% (▲17)	▲6% (▲29)
小口 需要家	▲11% (▲23)	▲8% (▲41)	▲15% (▲280)	▲6% (▲55)	▲9% (▲105)	▲6% (▲11)	▲7% (▲26)	▲9% (▲15)	▲10% (▲69)
家庭	▲6% (▲11)	▲13% (▲45)	▲14% (▲185)	▲10% (▲75)	▲9% (▲56)	▲12% (▲12)	▲8% (▲22)	▲10% (▲17)	▲14% (▲60)

(参考) <需要減少について「産業」・「業務」・「家庭」の内訳推計※>

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲12% (▲12)	▲8% (▲47)	▲14% (▲233)	▲0% (▲5)	▲9% (▲88)	▲5% (▲14)	▲6% (▲29)	▲8% (▲14)	▲5% (▲25)
業務	▲11% (▲21)	▲12% (▲45)	▲16% (▲346)	▲11% (▲80)	▲11% (▲123)	▲9% (▲11)	▲7% (▲25)	▲11% (▲18)	▲10% (▲73)
家庭	▲6% (▲11)	▲13% (▲45)	▲14% (▲185)	▲10% (▲75)	▲9% (▲56)	▲12% (▲12)	▲8% (▲22)	▲10% (▲17)	▲14% (▲60)

※節電要請期間であった7月1日(月)から8月30(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

(参考3)2013年度夏季(7~8月)の節電影響kWhについて

○ 節電量(kWh)の結果は以下。2013年度夏季は、概ね2012年度夏季と同程度の節電を実施。

(単位:億kWh)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2013年度 節電電力量		▲4.2	▲5.2	▲47.8	▲7.9	▲13.8	▲1.3	▲3.7	▲2.6	▲8.5
	2013年度 節電率 (①/③)	▲8.3%	▲3.7%	▲8.9	▲3.4%	▲5.0%	▲2.5%	▲3.4%	▲4.9%	▲5.5%
②2012年度 節電電力量		▲4.1	▲4.2	▲46.9	▲7.4	▲11.9	▲1.2	▲3.7	▲3.0	▲8.6
	2012年度 節電率 (②/③)	▲8.2%	▲3.0%	▲8.8%	▲3.2%	▲4.3%	▲2.4%	▲3.4%	▲5.7%	▲5.6%
③2010年度 電力量		50.3	140.3	535.3	233.8	276.2	51.2	108.3	52.9	155.0

※ 7月分から8月分まで(土日祝日含む)の2ヶ月の販売電力量を対象に2010年度を基準とした節電電力量を算出。

3. 需要面の検証(②計画調整契約の増加)

- 北海道、中国、四国については、最大需要発生日の契約が需給検証委想定よりも少なかったことによる減。
- その他の電力管内については、2013年度夏季は計画調整契約が想定より増加したことにより、ピークシフトしたことで、猛暑時間帯の需要が抑えられた可能性がある。

○計画調整契約の状況

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①最大需要日の契約実績	0	25	213	49	97	6	23	8	53	474
②需給検証委想定※	2	22	202	45	80	4	52	19	48	474
差分(①-②)	▲2	+3	+11	+4	+17	+2	▲29	▲11	+5	0

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

(参考)随時調整契約の状況

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①今夏契約実績	8	29	169	71	41	21	114	36	32	521
②需給検証委想定	7	21	174	71	36	20	114	21	33	497
差分(①-②)	+1	+8	▲5	0	+5	+1	0	+15	▲1	+24

(参考1)2013年度夏季の電力需給見通しについて

- ①2013年度夏季の電力需給は、2010年度夏季並の猛暑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他方、9電力管内※¹において、**大規模な電源脱落等が発生した場合には、電力需給がひっ迫する可能性※²もあり、引き続き予断を許さない状況にある**。

※1:北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力及び九州電力

※2:仮に、中部及び西日本において、2013年度夏季ピーク時に過去5年間で最大級の電源脱落(▲644万kW)が生じた場合、随時調整契約の発動及び周波数変換設備(FC)を通じた東日本からの融通を行っても、中部及び西日本の予備率は2.1%となる。

2013年度夏季の見通し※

※ 2010年度並の猛暑を想定し、直近の経済見通し、2012年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。

○8月

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659	17,684	238
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644	156
供給－需要	492	50	79	363	548	232	87	28	119	33	49	1,040	83
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.2%	53.1%

(参考2) 2013年度夏季の電力需給対策について①

○以上を踏まえ、9電力管内について、次の対策を実施する。

- ①現在定着している節電の取組が、国民生活や経済活動等への影響を極力回避した無理のない形で、確実に行われるよう**節電を要請**する。具体的な数値目標は設けないが、需給見通し上見込んでいる各電力管内の定着節電値を目安として示す。
- ②大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、需給両面での対策を講じる。

①数値目標を伴わない節電要請

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
数値目標を伴わない 節電要請※ (定着節電分の確実な実施)	7月1日～9月30日の平日(8月13日～15日を除く) 9～20時								
2013年度夏季定着節電 見込み(2010年度比)	▲6.3%	▲3.8%	▲10.5%	▲4.0%	▲8.7%	▲4.0%	▲3.6%	▲5.2%	▲8.5%

※被災地、高齢者や乳幼児等の弱者、熱中症等への健康被害に配慮を行う。

②需給ひっ迫への備え

大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、需給両面での対策を講じる。

- ①電力会社は、発電所等の、計画外停止のリスクを最小化するため、発電設備等の保守・保全を強化する。
- ②電力会社は、電力需給ひっ迫が予想される場合に、自家発電事業者からの追加的な電力購入を行えるよう準備する。政府は、自家発電の活用を図るため、設備の増強や余剰電力の電力会社への売電を行う事業者に対して、設備や燃料費の補助による支援を行う。
- ③卸電力取引所において、幅広い供給者が取引所に参加することで広域的かつ機動的な電力調達が可能となるような新たな仕組みを整備する。
- ④電力会社は、随時調整契約等の積み増し、アグリゲーター※¹やネガワット取引※²の活用その他のデマンドリスポンス等、需要面での取組の促進を図る。
- ⑤上記の対策にもかかわらず、需給ひっ迫が予想される場合には、政府は、「需給ひっ迫警報」や「緊急速報メール」を発出し、一層の節電を要請する。

※1:アグリゲーターは、事前に契約している複数の需要家の電力需要を一括して制御し、遠隔操作や手動制御によって空調、照明などの需要を削減する。

※2:需要家による節電量を供給量と見立て(ネガワット)、需給ひっ迫が想定される場合に、需要サイドの負荷抑制による節電分を入札等により確保する仕組み。

電力各社の最大需要日および最 小予備率日の需給バランス

2013年度夏季の需給実績(全国9社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				①7月見通し(注5)	②8月見通し(注5)	③ピーク需要日	③-②
原子力	3,483	1,177	237	236	236	236	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,972	13,923	13,515	▲ 408
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	13,302	13,255	12,833	▲ 422
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	160	184	184	0
うち緊急設置電源	-	87	289	293	268	272	4
うち自家発電買取	144	237	311	218	217	225	8
水力(注1)	1,367	1,380	1,268	1,351	1,263	1,287	24
揚水	2,141	2,059	2,070	2,173	2,171	1,924	▲ 247
地熱・太陽光・風力	30	30	164	145	148	268	120
地熱	30	30	30	29	29	27	▲ 2
太陽光	-	-	121	116	119	220	101
風力	-	-	14	0	0	22	22
融通	0	64	36	0	0	▲ 5	▲ 5
新電力への供給等(注4)	▲ 47	▲ 82	▲ 45	▲ 56	▲ 57	▲ 17	40
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,821	17,684	17,204	▲ 480
融通前供給力 計	19,518	17,077	17,054	17,821	17,684	17,209	▲ 475
需要想定 (①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,615	16,644	16,125	▲ 519
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	90	90	▲ 36	▲ 126
②定着節電	-	-	-	▲ 1,340	▲ 1,340	▲ 1,657	▲ 317
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	▲ 122	▲ 93	▲ 168	▲ 75
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)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,206 (7.3%)	1,040 (6.2%)	1,079 (6.7%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	4.3%	3.2%	3.7%	-

(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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				①7月見通し(注5)	②8月見通し(注5)	③ピーク需要日	③-②
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,440	6,401	6,204	▲ 197
うち常設されている火力	5,653	5,165	5,459	6,045	6,007	5,811	▲ 196
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	6	30	30	0
うち緊急設置電源	-	87	287	287	262	267	5
うち自家発電買取	48	164	169	103	103	95	▲ 8
水力(注1)	599	527	420	541	505	509	4
揚水	926	754	945	955	955	775	▲ 180
地熱・太陽光・風力	13	14	54	36	35	84	49
地熱	13	14	14	13	13	11	▲ 2
太陽光	-	-	33	23	22	68	46
風力	-	-	7	0	0	6	6
融通	0	65	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注4)	▲ 38	▲ 46	▲ 19	▲ 38	▲ 38	▲ 33	5
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,934	7,857	7,538	▲ 319
融通前供給力 計	8,728	7,256	7,433	7,934	7,857	7,538	▲ 319
需要想定 (①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	7,336	7,365	6,865	▲ 500
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	138	138	56	▲ 82
②定着節電	-	-	-	▲ 717	▲ 717	▲ 888	▲ 171
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	▲ 147	▲ 118	▲ 365	▲ 247
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)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	598 (8.2%)	492 (6.7%)	673 (9.8%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	5.2%	3.7%	6.8%	-

(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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(北海道電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日(8月7日)	③-②	
原子力	210	94	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	411	434	429	▲5	
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400	407	7	定検前倒しによる減(砂川発電所4号(13万kW)) 定検中発電所の試運転による増(知内発電所1号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	0	
うち自家発電買取	0	0	4	19	19	6	▲13	当日の自家発購入減
水力(注1)	79	93	83	68	63	70	7	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	29	30	30	30	30	0	
地熱・太陽光・風力	1	1	7	0	0	4	4	
地熱	1	1	2	0	0	0	0	
太陽光	-	-	-	0	0	3	3	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	5	0	0	2	2	風力発電実績分
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲14	▲1	14	▲3	▲3	12	15	伊達発電所パイプライン改修に伴う燃料輸送停止による卸電力取引所からの受電増
供給力 計	658	558	512	506	524	544	21	
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(506)	(524)	(544)	(21)	
需要想定 (①、②、③加味)	506	485	483	462	474	450	▲24	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
②定着節電	-	-	-	▲32	▲32	▲44	▲12	お客様の節電意識の高まりを背景に、見通しに比べ節電継続度合いが強まったことによる、節電量の増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲13	▲1	▲15	▲14	2012年度夏季の最高気温(32.5℃)に対し、最大需要日の最高気温(31.0℃)が低いことなどによる減
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)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	44 (9.6%)	50 (10.5%)	95 (21.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	6.6%	7.5%	18.1%	-	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31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、の見込み差なども含まれる。
(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(北海道電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日(7月8 日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	210	94	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	411	434	363	▲71	
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400	339	▲61	ボイラー修繕による停止(苫東厚真発電所4号機(70万kW))、定検中断による増(伊達発電所2号機(35万kW))、7月と8月の補修計画の差異(砂川発電所4号機(13万kW)、奈井江発電所1号機(18万kW)、知内発電所1号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	13	▲2	南早来発電所 出力抑制(系統連系変圧器作業)
うち自家発電買取	0	0	4	19	19	11	▲8	当日の自家発電購入減
水力(注1)	79	93	83	68	63	73	11	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	29	30	30	30	30	0	
地熱・太陽光・風力	1	1	7	0	0	8	8	
地熱	1	1	2	0	0	0	0	
太陽光	-	-	-	0	0	1	1	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	5	0	0	7	7	風力発電実績分
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲14	▲1	14	▲3	▲3	7	10	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	658	558	512	506	524	482	▲42	
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(506)	(524)	(482)	(▲42)	
需要想定 (①、②、③加味)	506	485	483	462	474	441	▲23	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	1	1	3	2	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
②定着節電	-	-	-	▲32	▲32	▲44	▲12	お客様の節電意識の高まりを背景に、見通しに比べ節電継続度合いが強まったことによる、節電量の増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲13	▲1	▲24	▲23	
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)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	44 (9.6%)	50 (10.5%)	41 (9.2%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	6.6%	7.5%	6.2%	-	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31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、の見込み差なども含まれる。

2013年度夏季の需給実績(東北電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日(8月19日)	③-②	
原子力	247	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438	1,400	▲38	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293	1,253	▲40	需給安定に伴う停止(秋田2号(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	6	30	30	0	
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89	88	▲1	気温上昇によるガスタービン出力減少
うち自家発電買取	-	25	37	27	27	29	+3	当日の自家発電購入増
水力(注1)	185	(注6) 120	(注6) 134	(注6) 160	(注6) 144	154	+10	出水に恵まれたことによる増
揚水	69	(注6) 25	71	(注6) 25	(注6) 25	25	0	
地熱・太陽光・風力	12	13	22	17	15	24	+9	
地熱	12	13	12	13	13	11	▲2	蒸気量減
太陽光	-	-	8	4	2	9	+7	日照に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	-	-	4	+4	風力発電の実績増
融通	0	162	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲49	11	▲7	▲102	▲102	▲101	+1	他社への融通送電等の減
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,495	1,520	1,502	▲18	
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,495	1,520	1,502	▲18	
需要想定 (①、②、③加味)	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441	1,322	▲119	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	18	18	15	▲3	復興需要はあるものの、輸出関連企業を中心に稼働減の動きが継続
②定着節電	-	-	-	▲56	▲56	▲80	▲24	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲95	▲78	▲170	▲92	H22年の猛暑(34.8℃)に対し、H25最大需要日(32.6℃)の気温が低かったことによる減など
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)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)	180 (13.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%	10.6%	-	

(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) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5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に復興需要の見込み差。
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。
(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

2013年度夏季の需給実績(東北電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日(9月25 日)	③-②	
原子力	247	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438	1,147	▲291	
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293	1,021	▲272	点検作業による停止(東新潟4-1号系列(83万kW), 他社火力), 需給安定に伴う停止(八戸3号(25万kW), 秋田3号(35万kW), 新仙台1号(35万kW), 他社火力)
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	6	30	30	0	
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89	66	▲23	点検作業による停止(八戸5号(27万kW))
うち自家発電買取	-	25	37	27	27	30	+4	当日の自家発電購入増
水力(注1)	185	(注6) 120	(注6) 134	(注6) 160	(注6) 144	141	▲3	出水減
揚水	69	(注6) 25	71	(注6) 25	(注6) 25	19	▲6	他社揚水の補修停止による減
地熱・太陽光・風力	12	13	22	17	15	16	+1	
地熱	12	13	12	13	13	9	▲4	点検作業による停止(澄川地熱(5万kW)), 蒸気量減
太陽光	-	-	8	4	2	0	▲2	ピーク時間が17時であったことによる減
風力	-	-	2	-	-	7	+7	風力発電の実績増
融通	0	162	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲49	11	▲7	▲102	▲102	▲99	+3	他社への融通送電等の減
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,495	1,520	1,224	▲296	
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,495	1,520	1,224	▲296	
需要想定 (①、②、③加味)	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441	1,101	▲340	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	18	18	15	▲3	復興需要はあるものの、輸出関連企業を中心に稼働減の動きが継続
②定着節電	-	-	-	▲56	▲56	▲80	▲24	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲95	▲78	▲391	▲313	H22年の猛暑(34.8℃)に対し、H25最小予備率日(28.7℃)の気温が低かったことによる減など
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)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)	123 (11.2%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%	8.2%	-	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5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、の見込み差なども含まれる。
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。
(注6) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

2013年度夏季の需給実績(東京電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日(8月9日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529	4,375	▲154	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314	4,151	▲163	増出力運転の不実施、機器不具合に伴う補修作業(富津3-2軸(38万kW))、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158	164	+6	補修作業差による増等
うち自家発電買取	48	139	128	57	57	60	+3	
水力(注1)	335	314	203	313	298	285	▲13	出水状況による減
揚水	832	700	844	900	900	720	▲180	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	25	19	20	56	+36	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	25	19	20	56	+36	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	0	0	
融通	0	▲40	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	▲56	▲26	67	67	56	▲11	新電力への供給増
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,933	5,813	5,492	▲321	
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,933)	(5,813)	(5,492)	(▲321)	

需要 (①、②、③加味)	5,999	4,922	5,078	5,450	5,450	5,093	▲357	
需要 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	119	119	38	▲81	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含み(IIPは2010→2012年度:0.3→▲0.2%)の影響等
②定着節電	-	-	-	▲629	▲629	▲764	▲135	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲39	▲39	▲180	▲141	2010年度並み猛暑(H3発生日:35.7度)を想定していたものの、最大需要日においては、平年並みの気温(H3発生日:35.1度)となった影響等
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)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	483 (8.9%)	363 (6.7%)	400 (7.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	3.4%	5.9%	3.7%	4.8%	-	

(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) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(東京電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日(8月1 日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529	3,768	▲761	
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314	3,711	▲603	需給安定に伴う停止、機器不具合に伴う補修作業(広野3号(100万kW)、鹿島5号(100万kW))、増出力運転の不実施、他社火力の停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158	0	▲158	需給安定に伴う停止
うち自家発電買取	48	139	128	57	57	57	0	
水力(注1)	335	314	203	313	298	236	▲62	出水状況による減
揚水	832	700	844	900	900	680	▲220	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	25	19	20	30	+10	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	25	19	20	30	+10	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	0	0	
融通	0	▲40	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	▲56	▲26	67	67	57	▲10	新電力への供給増
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,933	5,813	4,771	▲1,042	
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,933)	(5,813)	(4,771)	(▲1,042)	
需要 (①、②、③加味)	5,999	4,922	5,078	5,450	5,450	4,457	▲993	
需要 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	119	119	38	▲81	新電力への離脱の影響や、機械産業等の生産の弱含み(IIPは2010→2012年度:0.3→▲0.2%)の影響等
②定着節電	-	-	-	▲629	▲629	▲764	▲135	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	▲39	▲39	▲816	▲777	2010年度並み猛暑(H3発生日:35.7度)を想定していたものの、最小予備率日において気温が大幅に下回った(8/1当日:31.5度)影響等
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)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	483 (8.9%)	363 (6.7%)	314 (7.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	5.9%	3.7%	4.0%	-	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。

(注4) 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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(中西6社)

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季			
				①7月見通し(注5)	②8月見通し(注5)	③ピーク需要日	③-②
原子力	1,956	707	237	236	236	236	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,532	7,522	7,311	▲ 211
うち常設されている火力	6,745	6,854	7,066	7,257	7,248	7,022	▲ 226
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	154	154	0
うち緊急設置電源	-	0	2	6	6	5	▲ 1
うち自家発電買取	96	73	142	115	114	130	16
水力(注1)	768	853	848	810	758	778	20
揚水	1,215	1,305	1,125	1,218	1,216	1,149	▲ 67
地熱・太陽光・風力	17	16	110	109	113	184	71
地熱	17	16	16	16	16	16	0
太陽光	-	-	88	93	97	152	55
風力	-	-	3	0	0	16	16
融通	0	▲ 1	36	0	0	▲ 5	▲ 5
新電力への供給等(注4)	▲ 9	▲ 36	▲ 26	▲ 18	▲ 19	16	35
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,887	9,827	9,666	▲ 161
融通前供給力 計	10,790	9,821	9,621	9,887	9,827	9,671	▲ 156
需要想定 (①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,279	9,279	9,260	▲ 19
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	0	-
①経済影響等	-	-	-	▲ 48	▲ 48	▲ 92	▲ 44
②定着節電	-	-	-	▲ 623	▲ 623	▲ 769	▲ 146
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	25	25	197	172
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)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (8.9%)	608 (6.6%)	548 (5.9%)	406 (4.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	3.6%	2.9%	1.4%	-

(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、の見込み差なども含まれる。
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(中部電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日(8月22)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	274	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,383	2,370	2,312	▲58	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,334	2,321	2,263	▲58	機器不具合に伴う停止(知多第二火力1号GT(15万kW)、知多火力4号(70万kW)、西名古屋火力3号(38万kW))、増出力未実施(▲13万kW)、他社受電増:5万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49	0	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	153	145	126	▲18	濁水による減
揚水	411	399	382	392	393	386	▲7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	22	25	26	56	30	-
地熱	0	0	0	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	25	26	51	25	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	4	4	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲82	▲108	▲125	▲17	融通送電増(関西電力への送電8万kW増、九州電力への送電9万kW増)
新電力への供給等	32	5	▲25	▲9	▲9	▲27	▲18	取引所取引の増
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,861	2,817	2,728	▲88	-
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,943)	(2,925)	(2,853)	▲72	-
需要想定 (①、②、③加味)	2,709	2,520	2,478	2,585	2,585	2,623	38	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲22	▲22	▲25	▲3	離脱の進展による減など
②定着節電	-	-	-	▲109	▲109	▲140	▲31	前年並みに節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加した
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	7	7	79	72	2010年度1点最大発生日の気象:最高気温35.6℃に対し、2013年度1点最大発生日の気象:最高気温38.4℃と気温が高かったことなどによる需要増など。
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)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	276 (10.7%)	232 (9.0%)	105 (4.0%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	7.7%	6.0%	1.0%	-	-

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24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、の見込み差なども含まれる。
(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(中部電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日(8月22 日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	274	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,383	2,370	2,312	▲58	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,334	2,321	2,263	▲58	機器不具合に伴う停止(知多第二火力1号GT(15万kW)、知多火力4号(70万kW)、西名古屋火力3号(38万kW))、増出力未実施(▲13万kW)、他社受電増:5万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49	0	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	153	145	126	▲18	渇水による減
揚水	411	399	382	392	393	386	▲7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	22	25	26	56	30	-
地熱	0	0	0	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	25	26	51	25	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	4	4	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲82	▲108	▲125	▲17	融通送電増(関西電力への送電8万kW増、九州電力への送電9万kW増)
新電力への供給等	32	5	▲25	▲9	▲9	▲27	▲18	取引所取引の増
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,861	2,817	2,728	▲88	-
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,943)	(2,925)	(2,853)	▲72	-
需要想定 (①、②、③加味)	2,709	2,520	2,478	2,585	2,585	2,623	38	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲22	▲22	▲25	▲3	離脱の進展による減など
②定着節電	-	-	-	▲109	▲109	▲140	▲31	前年並みに節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加した
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	7	7	79	72	2010年度1点最大発生日の気象:最高気温35.6℃に対し、2013年度1点最大発生日の気象:最高気温38.4℃と気温が高かったことなどによる需要増など。
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)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	276 (10.7%)	232 (9.0%)	105 (4.0%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	7.7%	6.0%	1.0%	-	-

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24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、の見込み差なども含まれる。

2013年度夏季の需給実績(関西電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要日 (8月22日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	838	337	237	236	236	236	0	-
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915	1,830	▲85	
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789	1,687	▲102	電気集じん器灰詰まりによる停止(舞鶴1号(90万kW))、B複水器連続除貝装置詰まりによる出力抑制(南港3号(60万kW))、姫路第二新1号試運転(49万kW)、他社火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	0	-
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	0	-
うち自家発電買取	91	55	106	75	75	93	+18	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	(注1) 275	(注1) 257	307	+50	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	440	437	345	▲92	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	19	21	21	44		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	21	21	44	+23	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	0	0	1	+1	風力発電実績
融通	0	76	160	36	60	85	+25	他電力からの融通受電の増
新電力への供給等(注3)	74	41	17	6	6	89	+83	卸電力取引所からの調達増等
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,932	2,932	2,936	+4	
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,896)	(2,872)	(2,851)	▲21	

需要想定 (①、②、③加味)	3,095	2,784	2,682	2,845	2,845	2,816	▲29	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲5	▲5	▲24	▲19	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	▲268	▲268	▲324	▲56	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	23	23	69	+46	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37.2℃、累積5日最高気温37.0℃)が暑かったことによる需要増等
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)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	87 (3.0%)	87 (3.0%)	120 (4.3%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	0.0%	0.0%	1.3%	-	

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

(注2) 一昨年度、昨年度は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。

(注3) 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4) 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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

2013年度夏季の需給実績(関西電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備率日 (9月13日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	838	337	237	236	236	119	▲117	点検作業による停止(大飯3号(118万kW))、定格熱出力一定運転による増(+1万kW)
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915	1,807	▲108	
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789	1,717	▲73	点検作業による停止(南港2号(60万kW))、密封油配管フランジからの水素ガス漏れによる停止(御坊3号(60万kW))、姫路第二新1号運用開始(49万kW)、他社火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	0	▲45	需給安定見通しに伴う停止(海南2号(45万kW))
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	0	
うち自家発電買取	91	55	106	75	75	85	+10	当日の自家発電購入増
水力	232	273	303	(注1) 275	(注1) 257	285	+28	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	440	437	282	▲155	点検作業による停止(奥吉野5号(20万kW))、日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	19	21	21	45	+24	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	21	21	45	+24	日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	0	0	0	0	
融通	0	76	160	36	60	38	▲22	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等(注3)	74	41	17	6	6	9	+3	卸電力取引所からの調達増等
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,932	2,932	2,584	▲347	
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,896)	(2,872)	(2,546)	▲325	
需要想定 (①、②、③加味)	3,095	2,784	2,682	2,845	2,845	2,486	▲359	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲5	▲5	▲24	▲19	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	▲268	▲268	▲324	▲56	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	23	23	▲261	▲284	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34.2℃、累積5日最高気温33.4℃)が涼しかったことによる需要減等
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)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	87 (3.0%)	87 (3.0%)	98 (4.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	0.0%	0.0%	1.0%	-	

(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) 一昨年度、昨年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。

(注3) 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4) 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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

2013年度夏季の需給実績(北陸電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク 需要日 (8月19日)	③-②	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	432	438	433	▲5	
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436	432	▲4	海水温上昇による出力制約(敦賀2号(70万kW)、七尾大田1, 2号(120万kW)等)
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	2	1	▲1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	152	159	133	153	139	146	7	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	1	1	8	7	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	-	1	1	7	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0	0	1	1	発電実績
融通	▲20	▲1	▲10	▲12	▲13	▲20	▲7	融通送電の増(九州10万kW増、関西3万kW減)
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲2	▲2	▲24	▲23	卸電力取引所等への送電増
供給力 計	662	600	576	583	574	553	▲21	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(595)	(587)	(573)	(▲14)	
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	526	546	546	526	▲20	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲5	▲5	▲3	2	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	-	-	-	▲23	▲23	▲30	▲7	お客様の節電意識の高まりによる増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	1	▲14	▲15	2010年並みの猛暑(36.3℃)と今夏の最大需要日(36.3℃)の気温は同じであったが、湿度が低かったことによる需要減。
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)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	37 (6.8%)	28 (5.2%)	27 (5.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	3.8%	2.2%	2.1%	-	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(北陸電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小 予備率日 (8月22日)	③-②	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	432	438	385	▲53	
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436	382	▲53	ボイラー蒸気漏洩に伴う停止(七尾大田1号(50万kW))等
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	2	3	0	当日の自家発電購入の増
水力(注1)	152	159	133	153	139	159	20	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	3	1	1	6	5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	-	1	1	6	5	日射量に恵まれたことによる
風力	-	-	-	0	0	0	0	
融通	▲20	▲1	▲10	▲12	▲13	▲15	▲2	関西への融通送電の増
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲2	▲2	▲2	0	
供給力 計	662	600	576	583	574	545	▲30	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(595)	(587)	(560)	▲28	
需要想定 (①、②、③加味)	573	533	526	546	546	521	▲25	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲5	▲5	▲3	2	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	-	-	-	▲23	▲23	▲30	▲7	お客様の節電意識の高まりによる増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	1	1	▲19	▲20	2010年並みの猛暑(36.3℃)に比べ今夏の最小予備率日(33.9℃)の気温が低かったことによる需要減
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)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	37 (6.8%)	28 (5.2%)	23 (4.5%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	3.8%	2.2%	1.5%	-	

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

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5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、の見込み差なども含まれる。

2013年度夏季の需給実績(中国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月見通し (注5)	②8月見通し (注5)	③ピーク需要日 (8月22日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	0	81	0	0	0	0	-	-
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067	1,021	▲47	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054	1,005	▲49	機器不具合等による出力抑制(玉島1(35万kW), 玉島2(35万kW), 水島3(34万kW), 岩国2(35万kW), 他社火力), 補修作業による停止(他社火力)等
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	7	13	13	16	3	当日の自家発電購入増
水力	56	51	55	(注1) 54	(注1) 48	52	4	出水に恵まれたことによる増
揚水	124	148	159	157	157	153	▲4	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	23	9	9	18	8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	9	9	18	8	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	3	0	0	0	0	-
融通	20	▲72	▲104	▲29	▲29	▲60	▲31	融通送電の増(九州向け送電が21万kW増, 関西向け送電が10万kW増)
新電力への供給等(注4)	32	▲9	▲14	▲3	▲3	▲15	▲12	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,254	1,250	1,168	▲82	-
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,283)	(1,279)	(1,228)	▲51	-

需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131	1,112	▲19	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲27	▲27	▲27	0	想定していたIPの伸び率の差異(2010→2013年度:0.3%→▲0.2%), 鉄鋼や機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	-	-	-	▲43	▲43	▲51	▲8	お客さまの節電意識が高まったことなどによる
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	▲11	▲11	2010年猛暑並み(最高気温36.0℃)を想定したが, 今夏最大電力発生日の気温は35.4℃となり想定を下回ったことなどによる。
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)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)	56 (5.0%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%	2.0%	-	-

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(中国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月見通し (注5)	②8月見通し (注5)	③ピーク需要日 (8月22日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	0	81	0	0	0	0	-	-
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067	1,021	▲47	-
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054	1,005	▲49	機器不具合等による出力抑制(玉島1(35万kW), 玉島2(35万kW), 水島3(34万kW), 岩国2(35万kW), 他社火力), 補修作業による停止(他社火力)等
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	7	13	13	16	3	当日の自家発電購入増
水力	56	51	55	(注1) 54	(注1) 48	52	4	出水に恵まれたことによる増
揚水	124	148	159	157	157	153	▲4	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	23	9	9	18	8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	9	9	18	8	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	3	0	0	0	0	-
融通	20	▲72	▲104	▲29	▲29	▲60	▲31	融通送電の増(九州向け送電が21万kW増, 関西向け送電が10万kW増)
新電力への供給等(注4)	32	▲9	▲14	▲3	▲3	▲15	▲12	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,254	1,250	1,168	▲82	-
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,283)	(1,279)	(1,228)	▲51	-

需要想定 (①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131	1,112	▲19	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲27	▲27	▲27	0	想定していたIIPの伸び率の差異(2010→2013年度:0.3%→▲0.2%), 鉄鋼や機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	-	-	-	▲43	▲43	▲51	▲8	お客さまの節電意識が高まったことなどによる
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	0	▲11	▲11	2010年猛暑並み(最高気温36.0℃)を想定したが, 今夏最大電力発生日の気温は35.4℃となり想定を下回ったことなどによる。
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)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)	56 (5.0%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%	2.0%	-	-

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(四国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日(8月22日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	204	113	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	491	491	478	▲13	
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455	445	▲10	蒸気タービン加減弁トラブルに伴う出力低下(阿南4号(45kW))など
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	22	22	22	22	0	
うち緊急設置電源	—	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	16	14	14	11	▲3	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	62	60	48	▲12	渇水による減
揚水	52	52	52	52	52	52	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	7	6	7	17	11	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	7	6	7	12	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	5	5	風力発電実績分
融通	0	▲4	0	0	0	▲5	▲5	関西全国融通送電分
新電力への供給等(注4)	▲67	▲64	▲13	▲14	▲15	▲13	1	淡路島への融通減など
供給力 計	702	615	603	598	595	577	▲18	
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(598)	(595)	(582)	(▲13)	
需要想定 (①、②、③加味)	597	544	526	562	562	549	▲13	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	▲7	▲7	▲10	▲3	想定していたIIPの伸び率の差異(2010年度から2013年度の伸び+0.3%→▲0.2%)、大口(紙・パルプ や機械等)の操業減など
②定着節電	—	—	—	▲31	▲31	▲39	▲8	想定以上に節電が定着したことによる影響
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	3	3	2	▲2	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+0.5℃ となったが、前5日最高気温平均が▲0.2℃となったほか、当日は15時から一部地域で気象が崩れた ことなどからマイナスとなった。
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)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	36 (6.4%)	33 (5.9%)	27 (5.0%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	3.4%	2.9%	2.0%	—	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。

(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(四国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日(8月22 日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	204	113	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	491	491	478	▲13	
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455	445	▲10	蒸気タービン加減弁トラブルに伴う出力低下(阿南4号 45)など
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	22	22	22	22	0	
うち緊急設置電源	—	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	13	16	14	14	11	▲3	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	62	60	48	▲12	渇水による減
揚水	52	52	52	52	52	52	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	7	6	7	17	11	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	7	6	7	12	6	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	0	5	5	風力発電実績分
融通	0	▲4	0	0	0	▲5	▲5	関西全国融通送電分
新電力への供給等(注4)	▲67	▲64	▲13	▲14	▲15	▲13	1	淡路島への融通減など
供給力 計	702	615	603	598	595	577	▲18	
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(598)	(595)	(582)	(▲13)	
需要想定 (①、②、③加味)	597	544	526	562	562	549	▲13	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	▲7	▲7	▲10	▲3	想定していたIIPの伸び率の差異(2010年度から2013年度の伸び+0.3%→▲0.2%)、大口(紙・パルプ や機械等)の操業減など
②定着節電	—	—	—	▲31	▲31	▲39	▲8	想定以上に節電が定着したことによる影響
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	3	3	2	▲2	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+0.5℃ となったが、前5日最高気温平均が▲0.2℃となったほか、当日は15時から一部地域で気象が崩れた ことなどからマイナスとなった。
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)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	36 (6.4%)	33 (5.9%)	27 (5.0%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	3.4%	2.9%	2.0%	—	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。

2013年度夏季の需給実績(九州電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③ピーク需要 日 (8月20日)	③-②	
原子力	478	176	0	0	0	0	0	
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241	1,237	▲5	
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193	1,190	▲3	離島需要の減による出力減など
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	—	0	1	1	1	0.4	▲0.3	
うち自家発電買取	0	0	11	11	10	9	▲1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	117	125	136	113	109	99	▲10	渇水による減
揚水	170	230	165	166	166	202	+36	揚水発電の運転時間短縮によるピーク時の供給力増
地熱・太陽光・風力	17	16	36	47	49	41	▲8	
地熱	17	16	16	16	16	16	0	
太陽光	—	—	20	31	33	20	▲13	ピーク時間帯が想定15時から実績17時となったことによる減
風力	—	—	0.2	0	0	5	+5	風力発電実績分
融通	0	0	46	87	90	120	+30	他社からの融通受電増
新電力への供給等(注4)	▲2	▲2	10	4	4	6	+2	新電力からの受電増
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,659	1,659	1,704	+45	
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,572	1,569	1,584	+15	

需要想定 (①、②、③加味)	1,750	1,544	1,521	1,610	1,610	1,634	+24	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	18	18	▲3	▲21	想定していたIIPの伸び率の差異(2010→2013年度: +0.3%→▲0.2%)や大口(半導体関連)の操業減及び離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	—	▲149	▲149	▲185	▲36	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	▲9	▲9	72	+81	2010年度H1発生日(8/20最高気温34.8℃)並みの想定に対し、当日最高気温は36.5℃(+1.7℃)となったことによる増
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)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	49 (3.0%)	49 (3.1%)	70 (4.3%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	0%	0.1%	1.3%	—	

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

(注2) 2010年度～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2013年度夏季の需給実績(九州電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需 要日)	2013年度夏季				備考(差分理由等)
				①7月 見通し (注5)	②8月 見通し (注5)	③最小予備 率日 (8月19日)	③-②	
原子力	478	176	0	0	0	0	0	
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241	1,234	▲8	
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193	1,187	▲7	離島需要の減による出力減など
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	—	0	1	1	1	0.4	▲0.3	
うち自家発電買取	0	0	11	11	10	9	▲1	当日の自家発電購入の減
水力(注1)	117	125	136	113	109	100	▲9	濁水による減
揚水	170	230	165	166	166	159	▲7	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	36	47	49	40	▲9	
地熱	17	16	16	16	16	16	0	
太陽光	—	—	20	31	33	20	▲13	ピーク時間帯が想定15時から実績17時となったことによる減
風力	—	—	0.2	0	0	5	+5	風力発電実績分
融通	0	0	46	87	90	100	+10	他社からの融通受電増
新電力への供給等(注4)	▲2	▲2	10	4	4	38	+34	市場調達からの増、新電力からの受電増
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,659	1,659	1,670	+11	
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,572	1,569	1,570	+1	

需要想定 (①、②、③加味)	1,750	1,544	1,521	1,610	1,610	1,619	+9	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	18	18	▲3	▲21	想定していたIIPの伸び率の差異(2010→2013年度: +0.3%→▲0.2%)や大口(半導体関連)の操業減及び離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	—	▲149	▲149	▲185	▲36	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	▲9	▲9	57	+66	2010年度H1発生日(8/20最高気温34.8℃)並みの想定に対し、当日最高気温は36.3℃(+1.5℃)となったことによる増
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)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	49 (3.0%)	49 (3.1%)	51 (3.2%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	0%	0%	0.2%	—	

(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～2012年度実績は、夏季最大電力発生日(2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20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、の見込み差なども含まれる。
(注5)平成25年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

○(参考資料)アンケート結果

<概要>

○8月中下旬から9月上旬にかけて9電力会社管内で、大口需要家、小口需要家、家庭それぞれに対して、節電に関するアンケートを実施。

○それぞれの回答数については下記のとおり。

○このうち、2013年度夏季の需給見通しが厳しかった関西・九州電力を例に、以下に概要を示す。
(9電力会社全ての集計結果は別添を参照。)

※端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

【回答数】

	大口需要家	小口需要家	家庭
北海道電力	379件	310件	1,000件
東北電力	402件	363件	1,400件
東京電力	1,456件	540件	1,879件
中部電力	655件	607件	1,000件
関西電力	581件	727件	1,071件
北陸電力	355件	331件	1,000件
中国電力	356件	560件	1,000件
四国電力	301件	393件	1,000件
九州電力	437件	425件	1,000件

目次

(1)大口需要家

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無……4
2. 2014年度夏季の節電継続……5
3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性……6
4. 無理がないと思われる節電目標……7
5. 節電を継続する理由……8
6. 節電による企業活動への影響……9
7. 実施した節電の内容……10
8. 2012年度冬季の節電の実施の有無……11
9. 2013年度冬季の節電の継続……12
10. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性……13
11. 全国的な電力需給ひっ迫が将来的に継続した場合の影響 ……14

(2)小口需要家

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無……17
2. 2014年度夏季の節電継続……18
3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性……19
4. 無理がないと思われる節電目標……20
5. 節電を継続する理由……21
6. 節電による企業活動への影響……22
7. 実施した節電の内容……23
8. 2012年度冬季の節電の実施の有無……24
9. 2013年度冬季の節電の継続……25
10. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性……26
11. 全国的な電力需給ひっ迫が将来的に継続した場合の影響 ……27

(3)家庭

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無……29
2. 2014年度夏季の節電の継続……30
3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性……31
4. 無理がないと思われる節電幅……32
5. 節電を実施した理由……33
6. 実施した節電内容……34
7. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯……35
8. 特に暑さが厳しい日の日中における、エアコン等の節電……36
9. でんき予報の活用……37
10. 2012年度冬季の節電の実施の有無……38
11. 2013年度冬季の節電の継続……39
12. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性……40

大口需要家のご協力

大口需要家(契約電力500kW以上)の概要

<2013年度夏季の節電に関するヒアリング・アンケート調査概要>

- ① **約9割以上**の大口需要家が「2013年度夏季に節電を実施した」と回答。
・節電の内容は、照明と空調に関するものが最も多い。
- ② **約9割以上**の大口需要家は、「2014年度夏季も節電を継続する」と回答。
・他方、2013年度夏季同様の節電は困難との声が**約6%**みられる。
- ③ 「無理がないと思われる夏季の節電目標」は10%未満が大多数。
・**約5割**が「無理がないと思われる夏季の節電目標」として5%未満(このうち、0%は3割程度)と回答。
- ④ 2014年度夏季も節電を継続する理由として「コスト削減につながるから」との回答が最も多く、節電意識の高まりが見られる一方で、「電力不安があり協力したいと考えたから」との回答も多く見られた。
- ⑤ 2013年度夏季の節電については、**約6割**の企業が、節電の実施による影響がなかったと回答。
・他方で、従業員からのクレーム、顧客サービスの低下、生産販売への影響、自家発電によるコスト増などの声も少なからずあった。

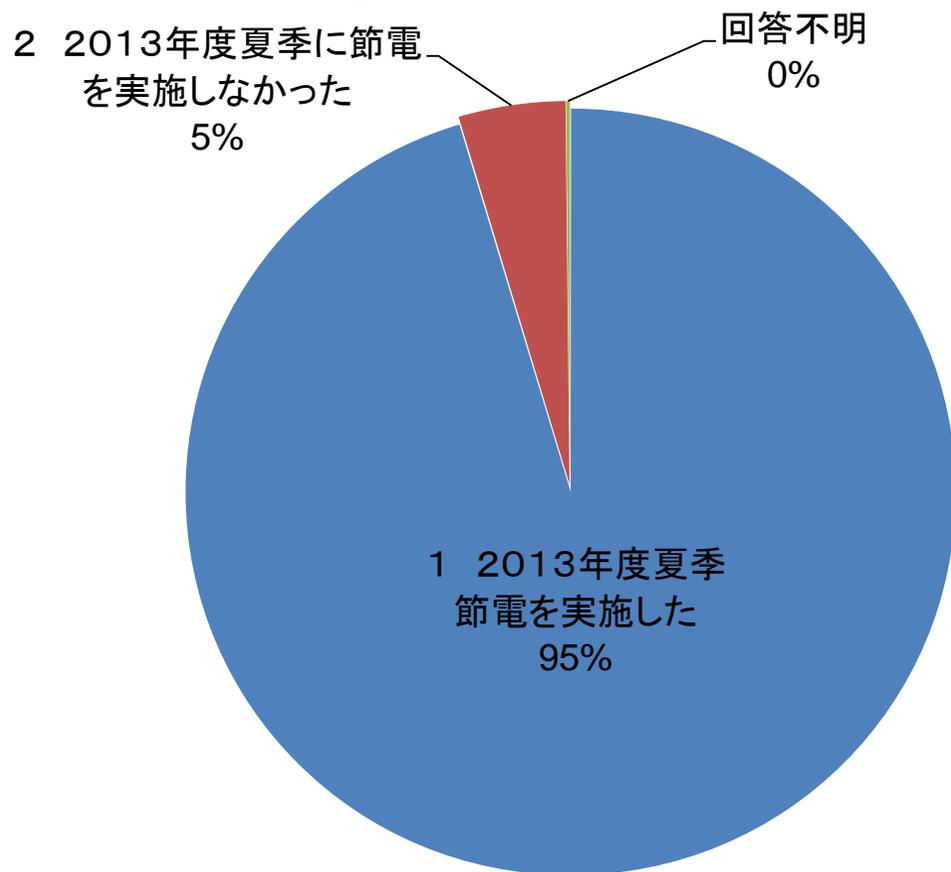
<参考:2013年度夏季の大口需要家の需要減少>

単位(万kW)

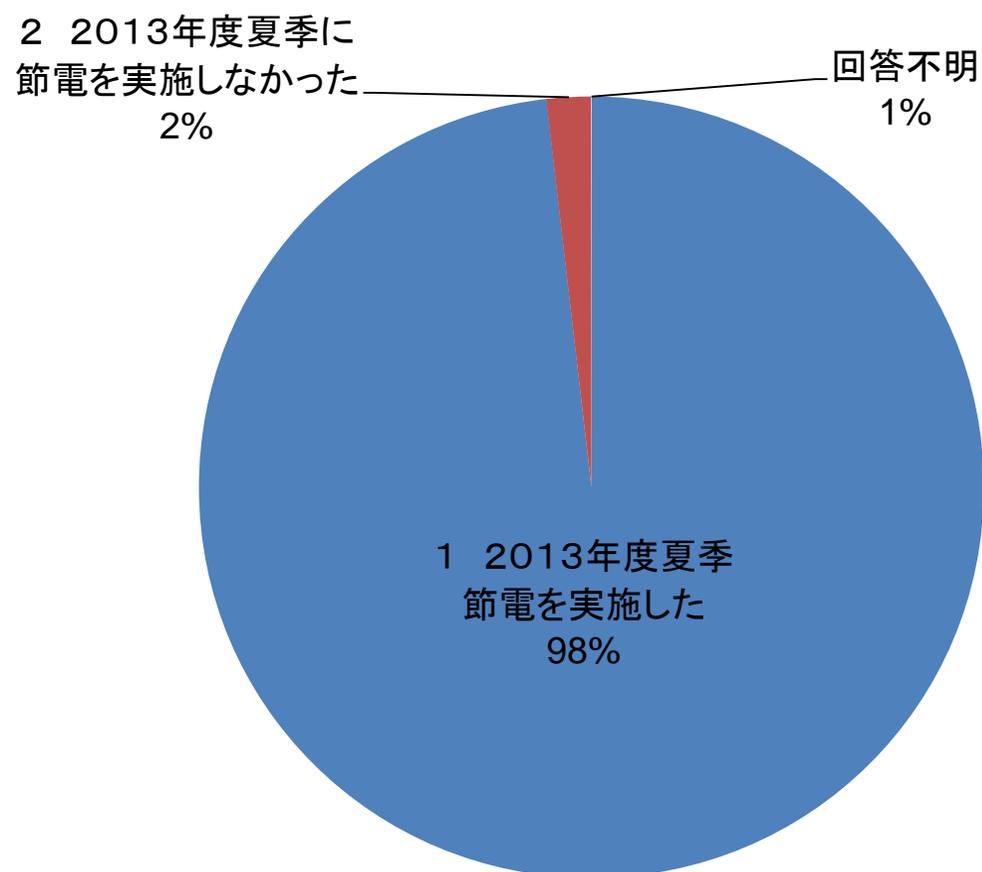
	関西電力	九州電力
数値目標	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
節電効果 ()内の単位:万kW	▲10% (▲106)	▲6% (▲29)

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無

関西 (n=581)



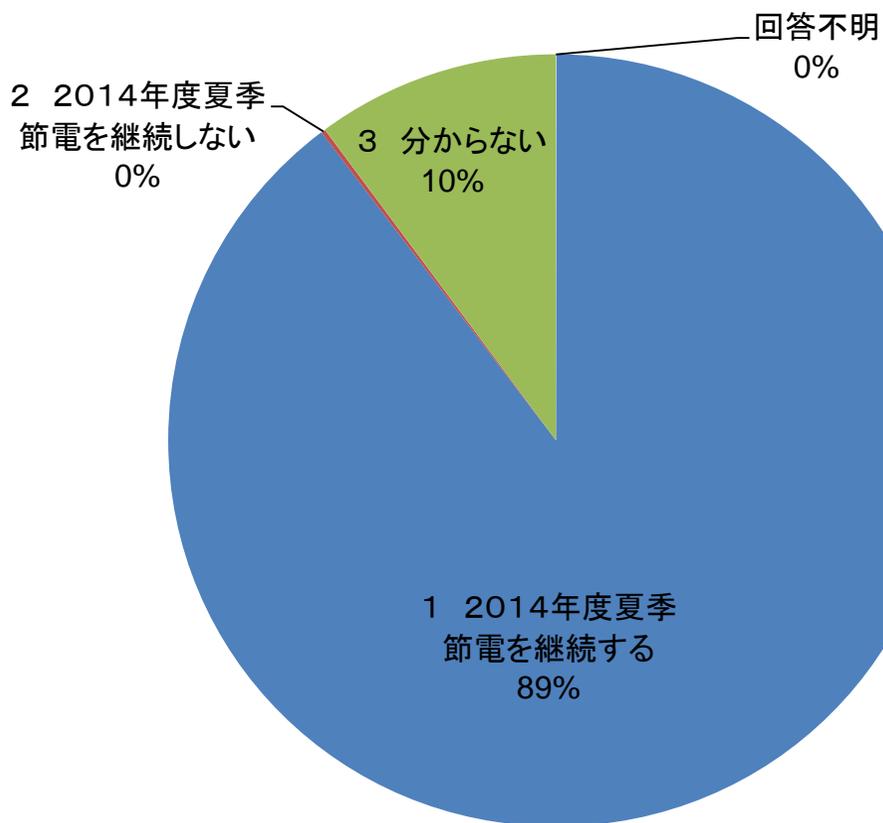
九州 (n=437)



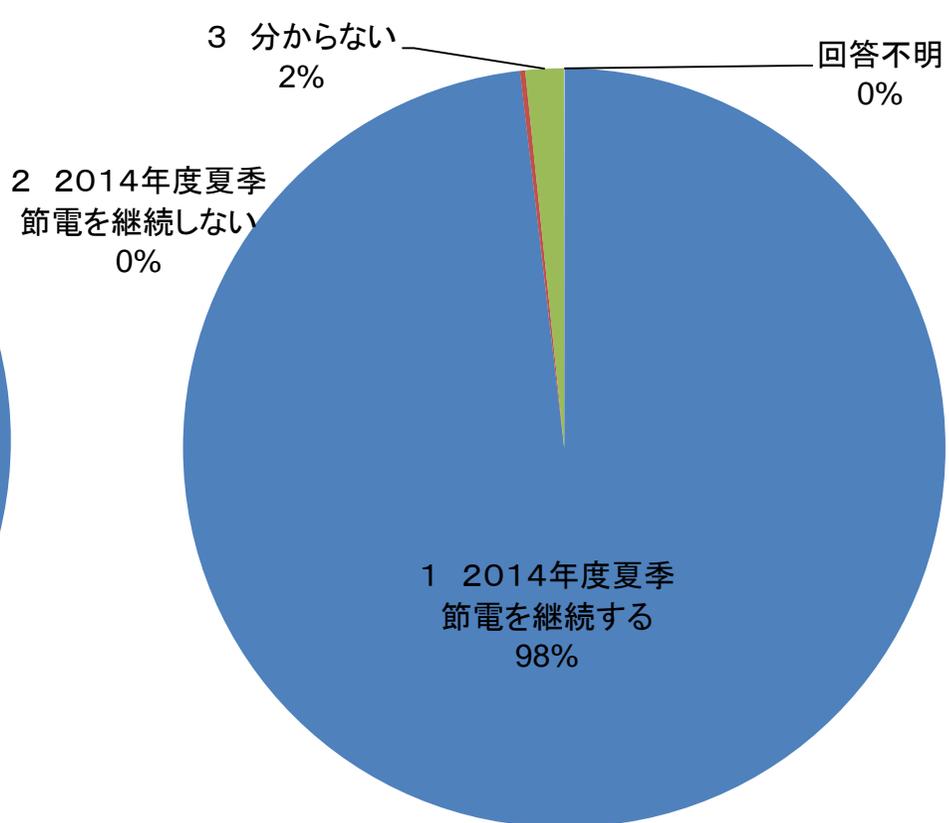
2. 2014年度夏季の節電継続

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

関西 (n=554)

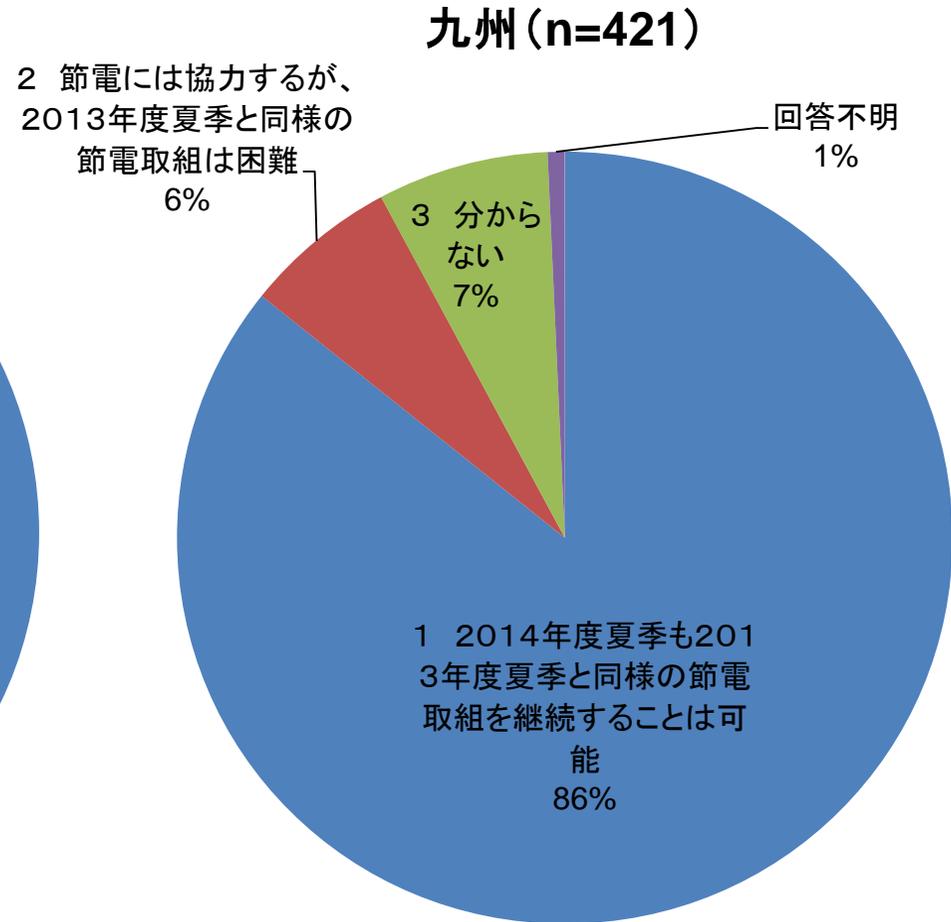
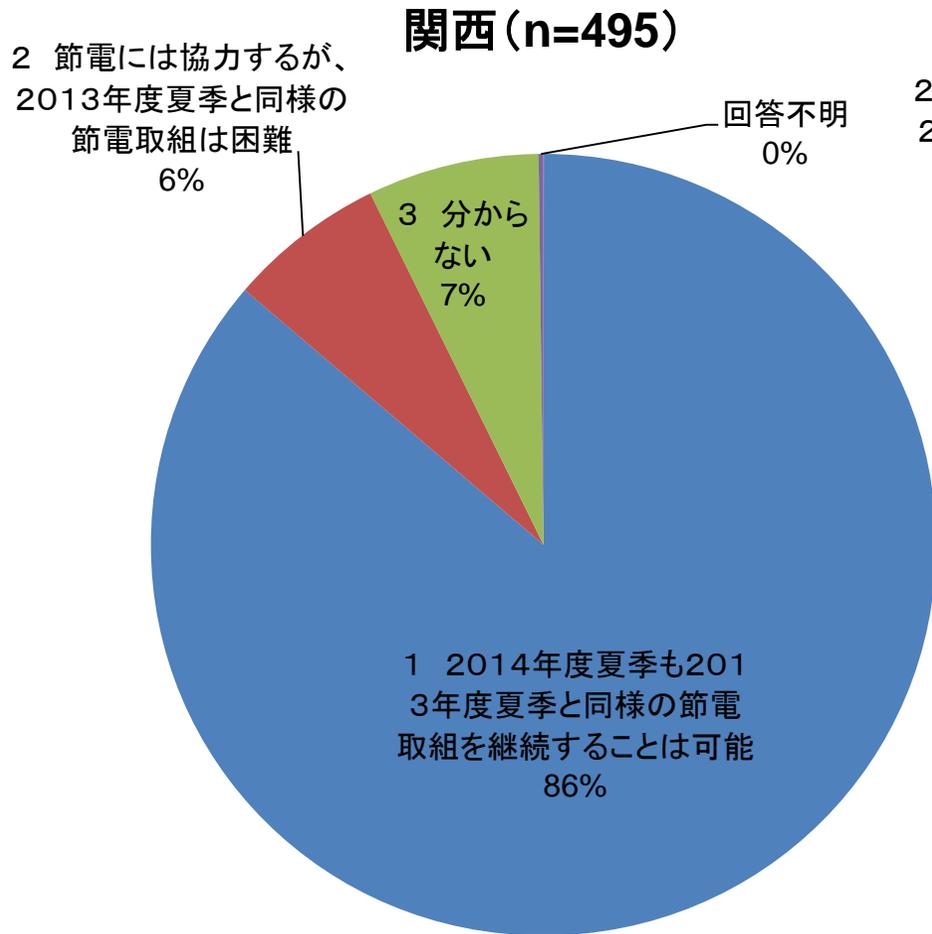


九州 (n=429)

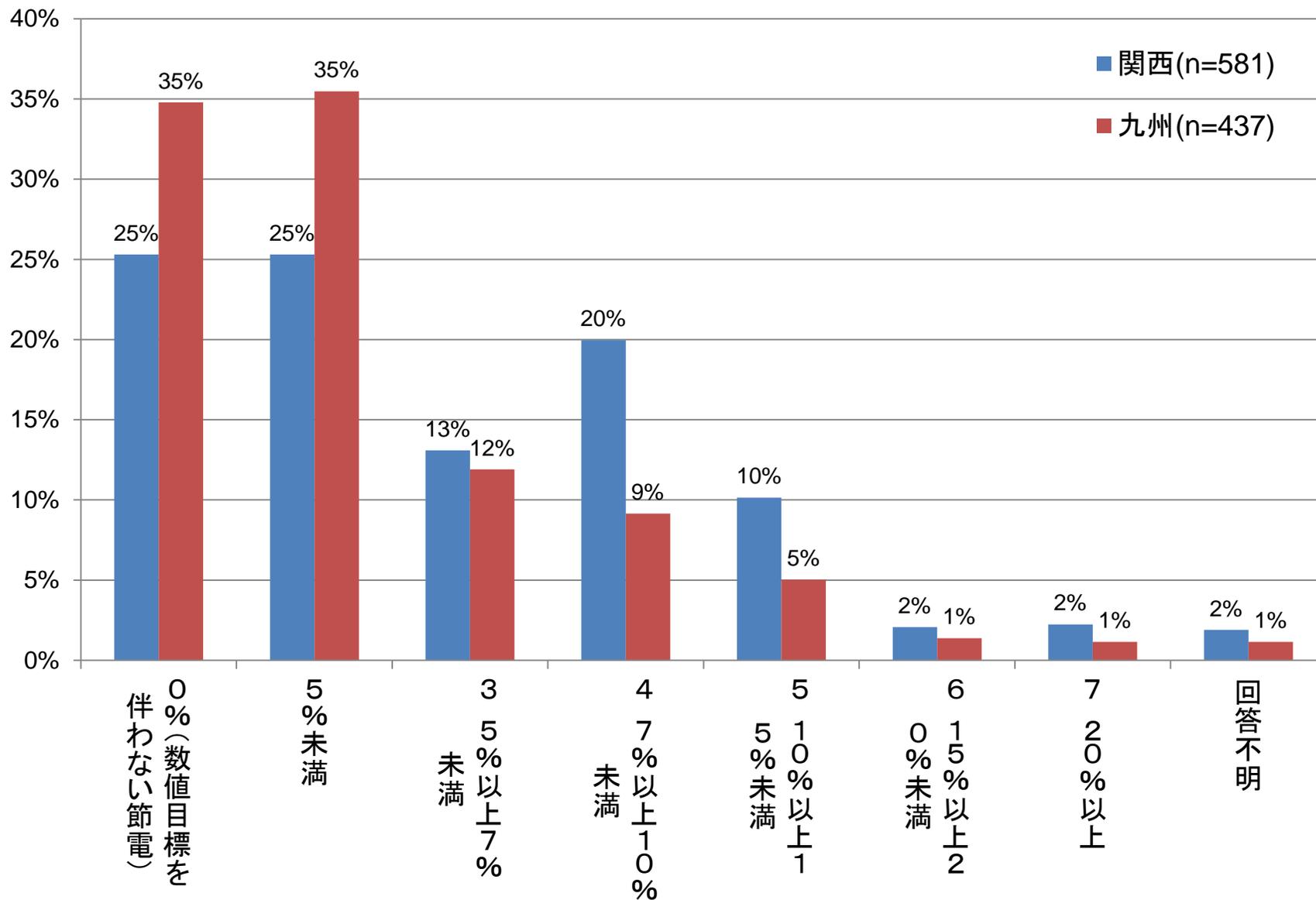


3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性

※2. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

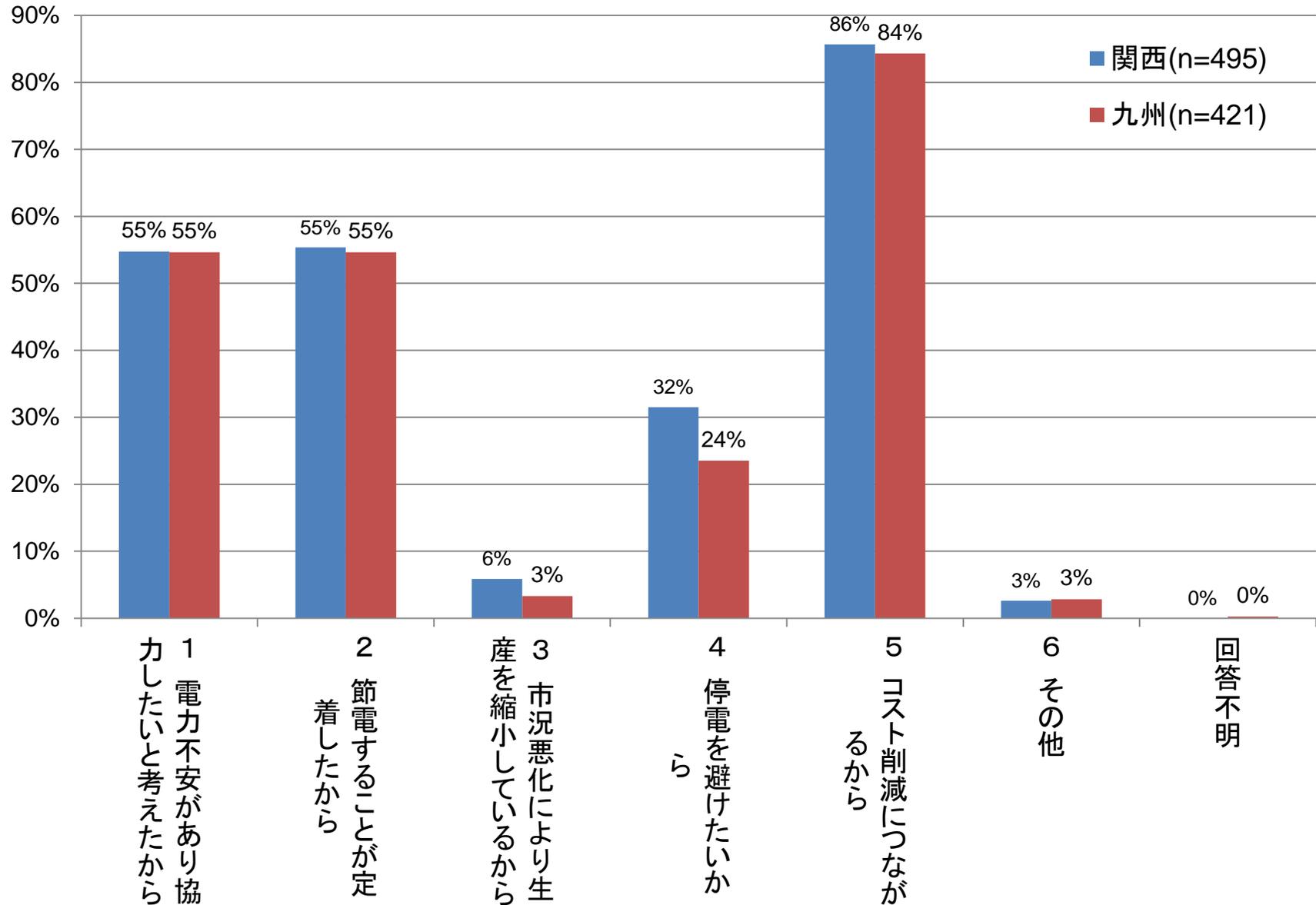


4. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)



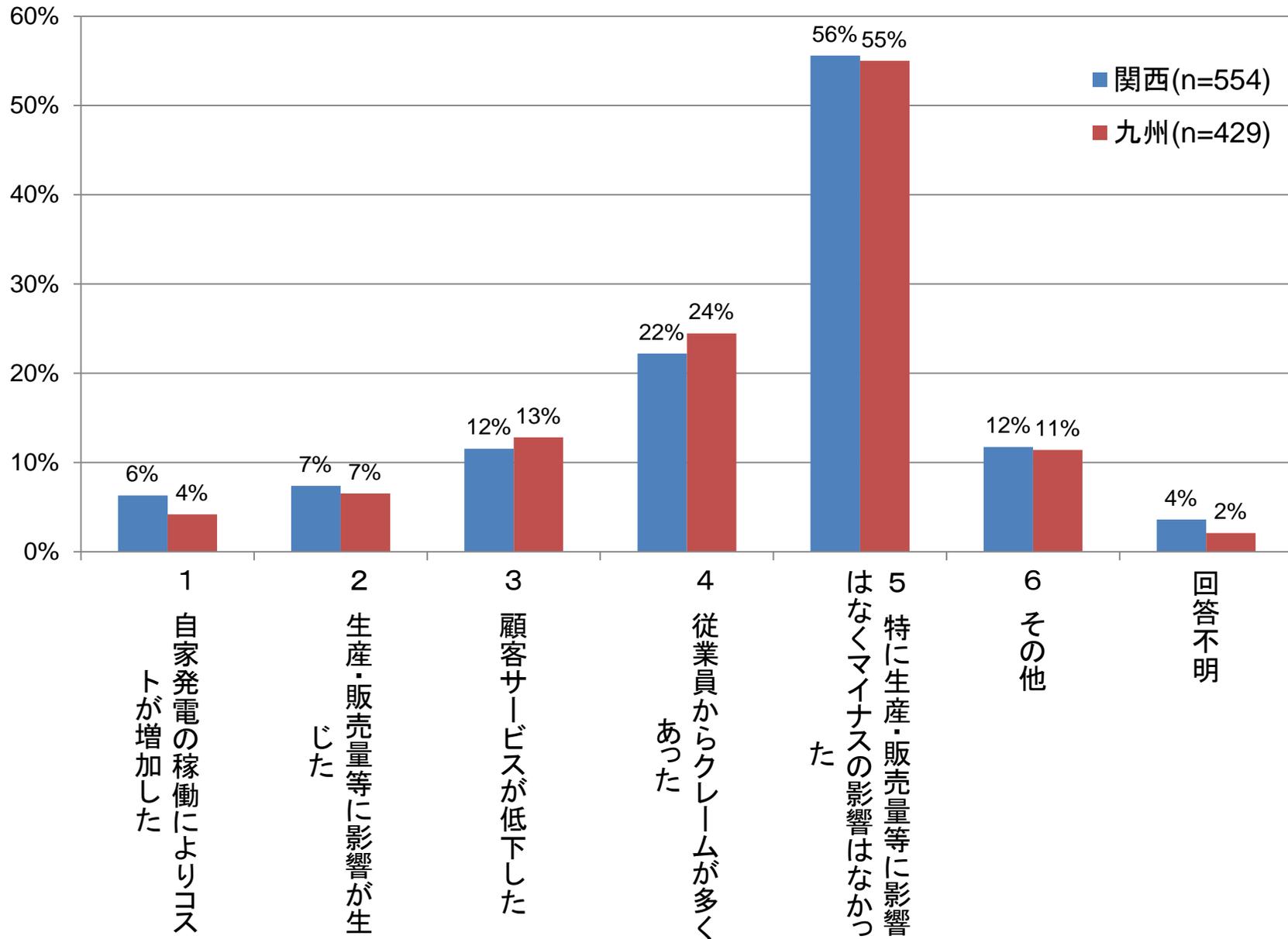
5. 節電を継続する理由(複数回答可)

※2. で「節電を継続する」と回答した企業のみ



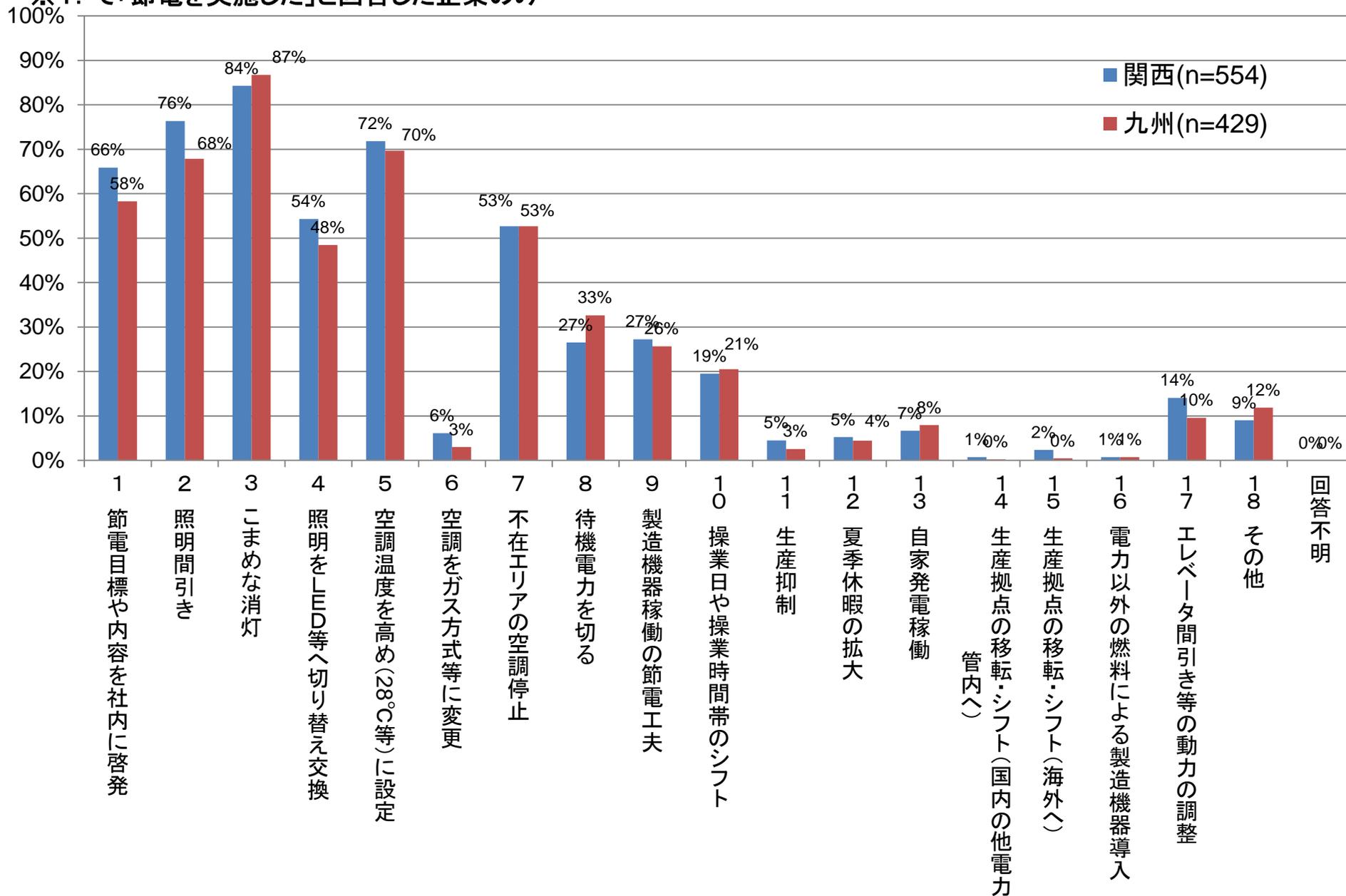
6. 節電による企業活動への影響(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



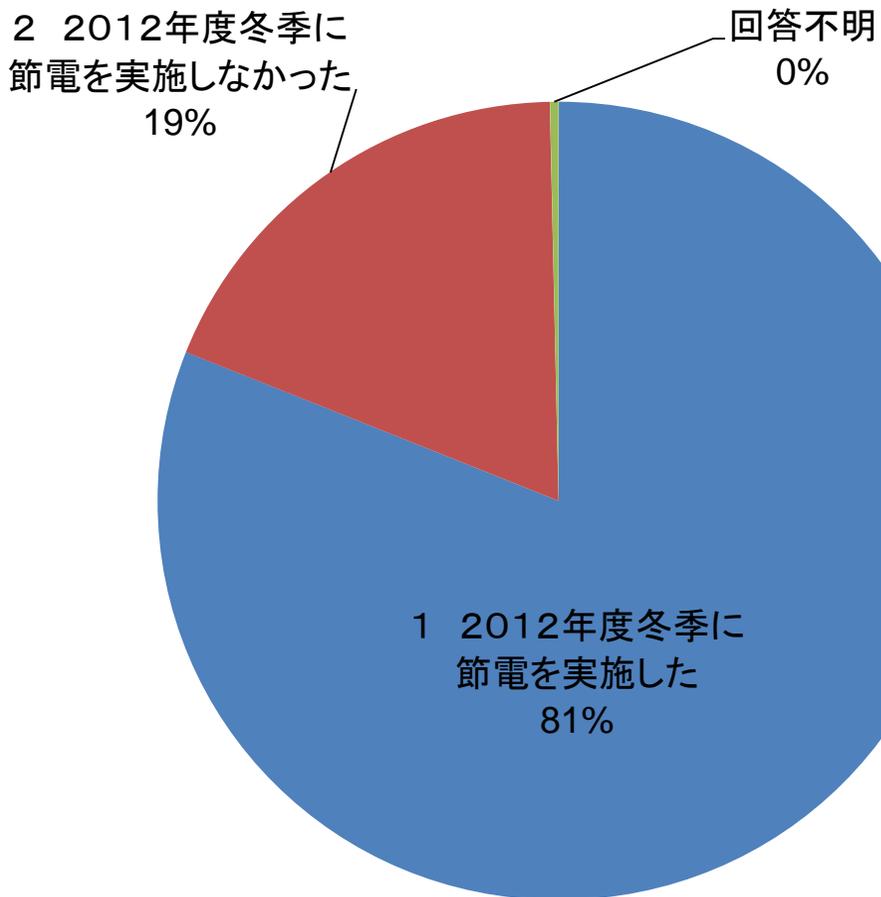
7. 実施した節電の内容(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

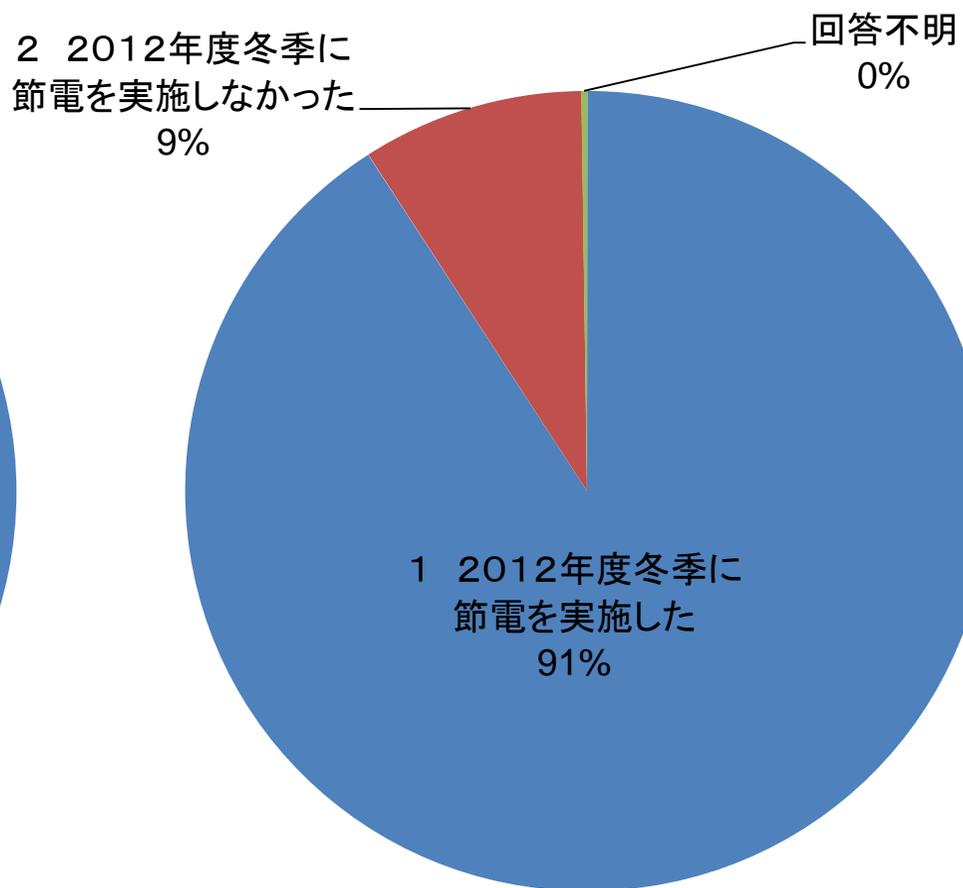


8. 2012年度冬季の節電の実施の有無

関西 (n=581)

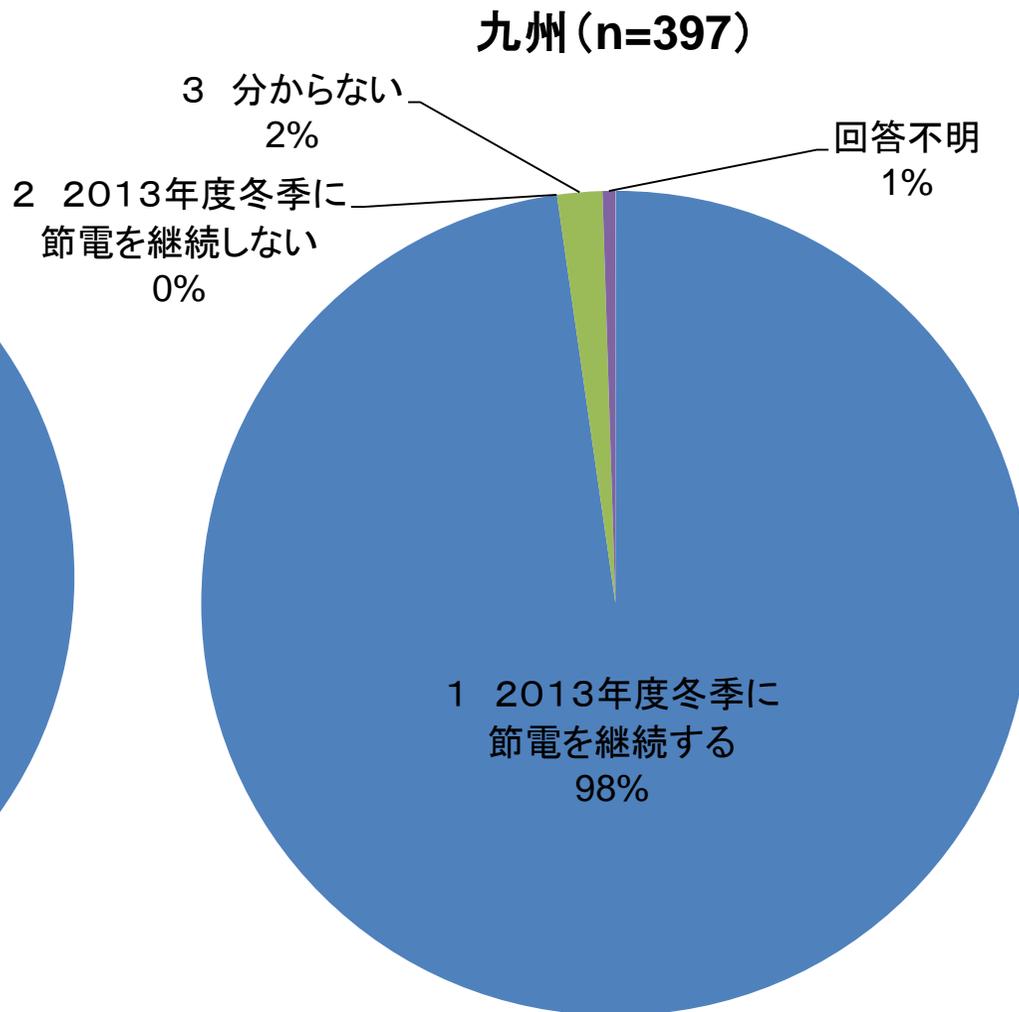
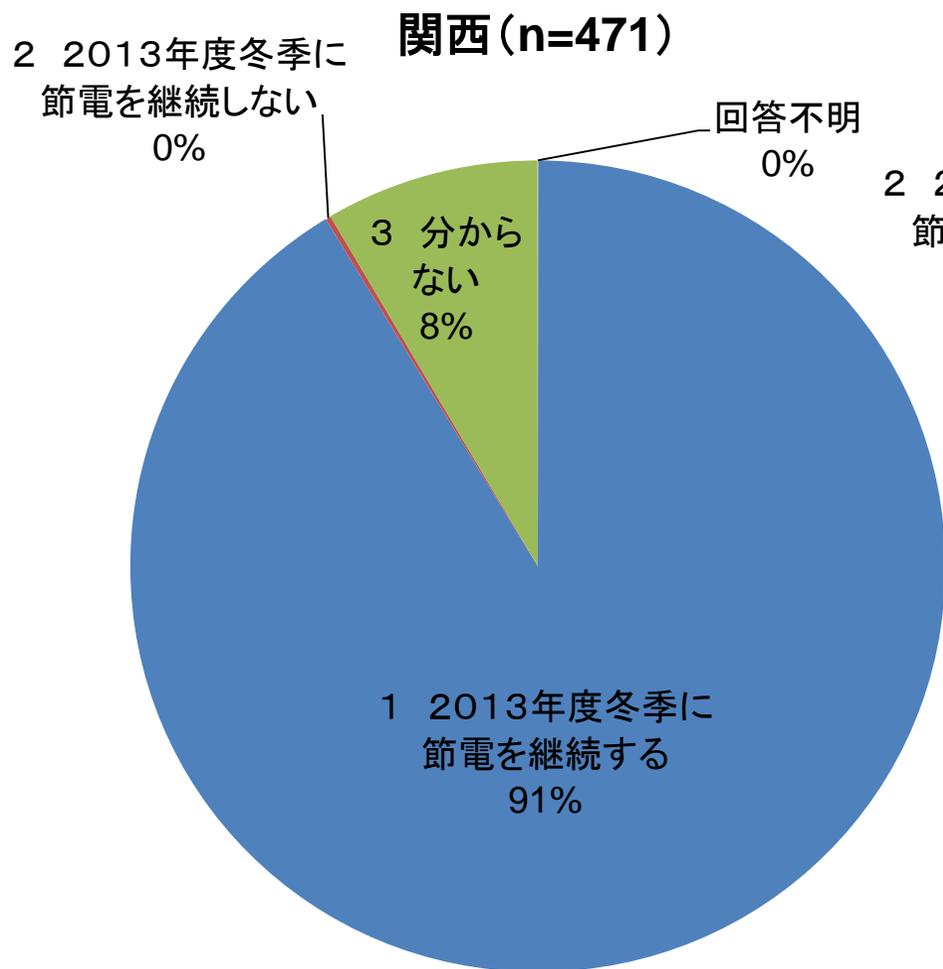


九州 (n=437)



9. 2013年度冬季の節電の継続

※8. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



10. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性

※9. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

2 節電には協力するが、2012年度冬季と同様の節電取組は困難

関西 (n=430)

3 分からない 6%
回答不明 0%

9%

1 2013年度冬季に2012年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能 85%

九州 (n=388)

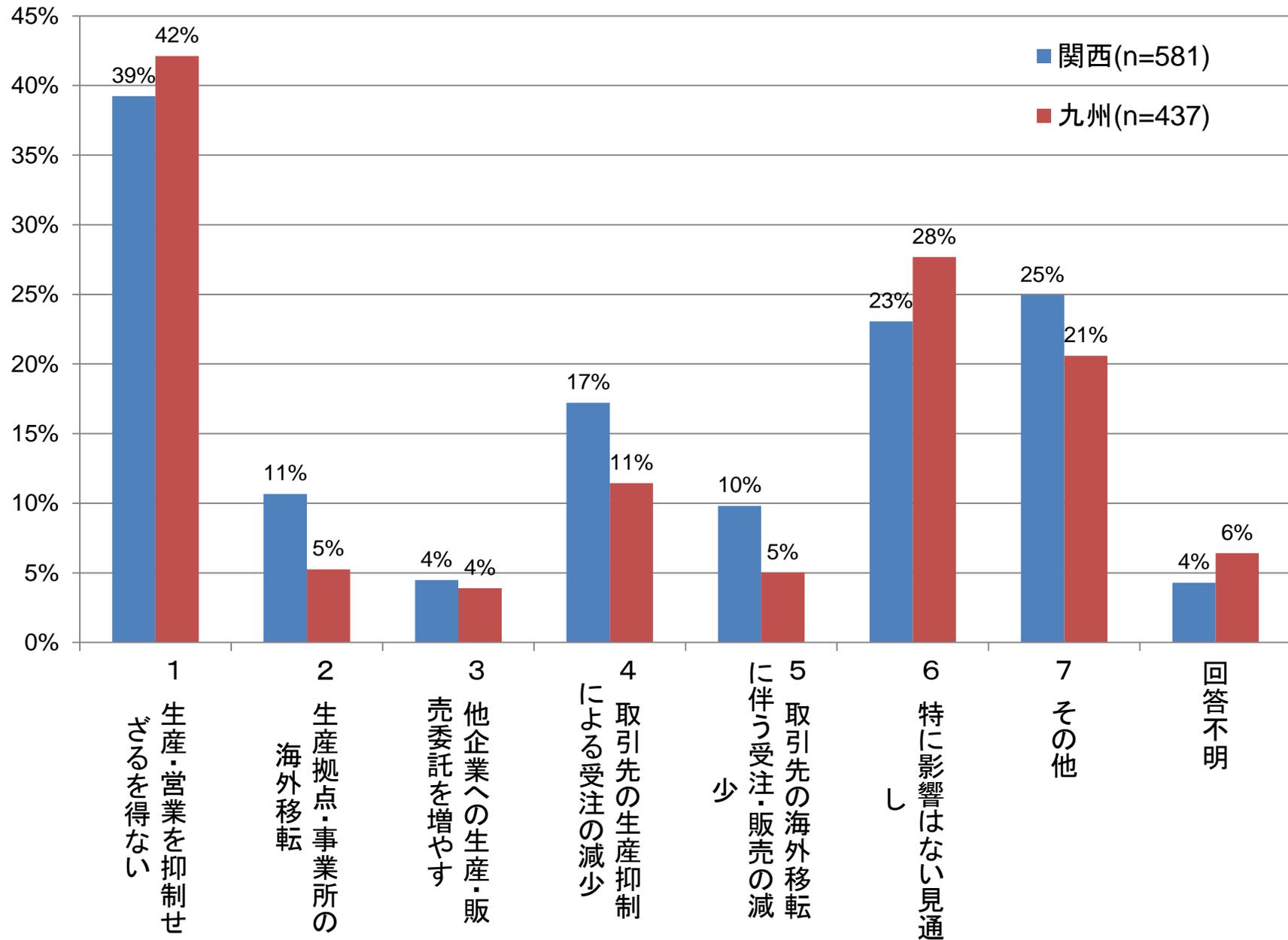
2 節電には協力するが、2012年度冬季と同様の節電取組は困難 6%

回答不明 0%

3 分からない 7%

1 2013年度冬季に2012年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能 87%

11. 全国的な需給ひっ迫が将来的に継続した場合の影響(複数回答可)



小口需要家のご協力

小口需要家(契約電力500kW未満)の概要

<2013年度夏季の節電に関するヒアリング・アンケート調査概要>

- ① **約9割以上**の小口需要家が「2013年度夏季に節電を実施した」と回答。
・節電の内容は、照明と空調に関するものが最も多い。
- ② **約9割以上**の小口需要家は、「2014年度夏季も節電を継続する」と回答。
・他方、2013年度夏季同様の節電は困難との声が**約5%**みられる。
- ③ 「無理がないと思われる夏季の節電目標」は10%未満が大多数。
・**約6割**が「無理がないと思われる夏季の節電目標」として5%未満(このうち、0%は2割程度)と回答。
- ④ 2013年度夏季も節電を継続する理由として「コスト削減につながるから」との回答が最も多く、節電意識の高まりが見られる一方で、「電力不安があり協力したいと考えたから」との回答も多く見られた。
- ⑤ 2013年度夏季の節電については、**約6割**の企業が、節電の実施による影響がなかったと回答。
・他方で、従業員からのクレーム、顧客サービスの低下、生産販売への影響によるコスト増などの声も少なからずあった。

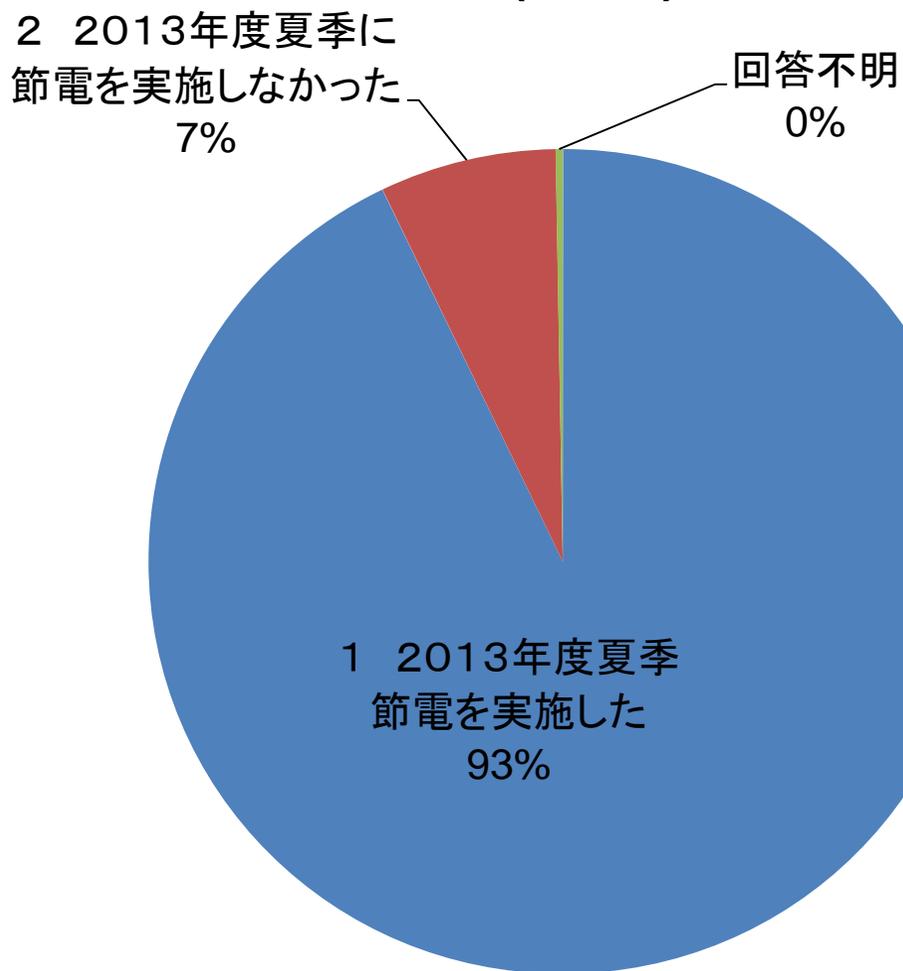
<参考:2013年度夏季の小口需要家の需要減少>

単位(万kW)

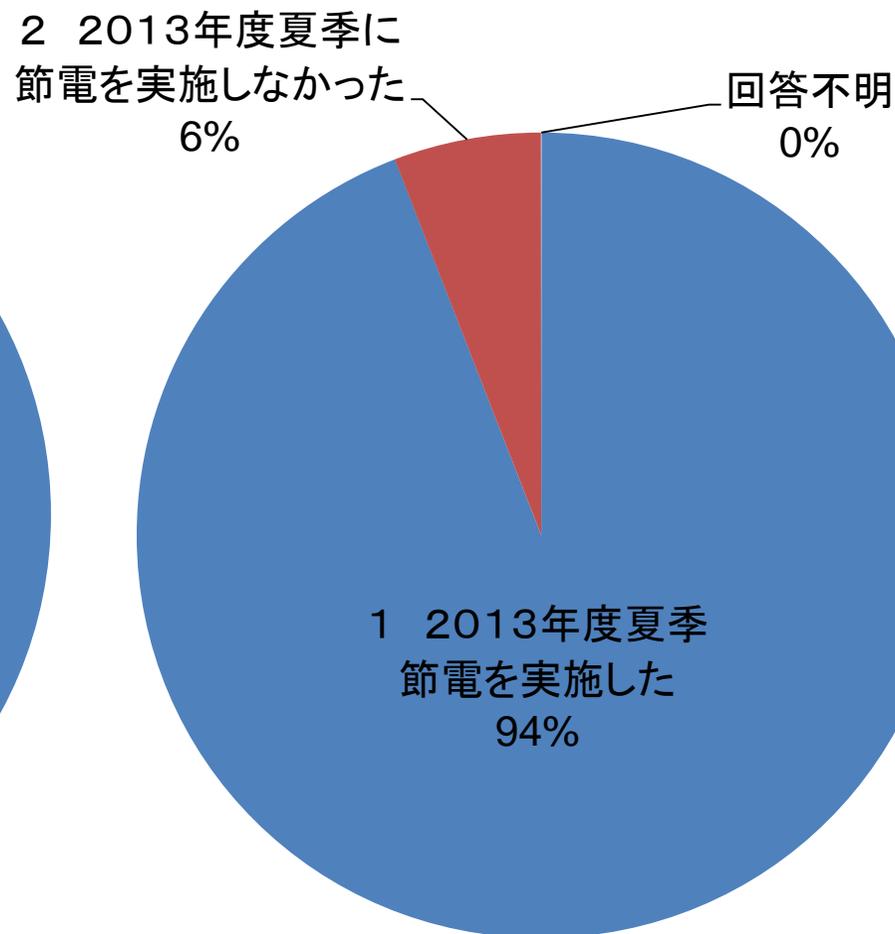
	関西電力	九州電力
数値目標	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
節電効果 ()内の単位:万kW	▲9% (▲105)	▲10% (▲69)

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無

関西(n=727)



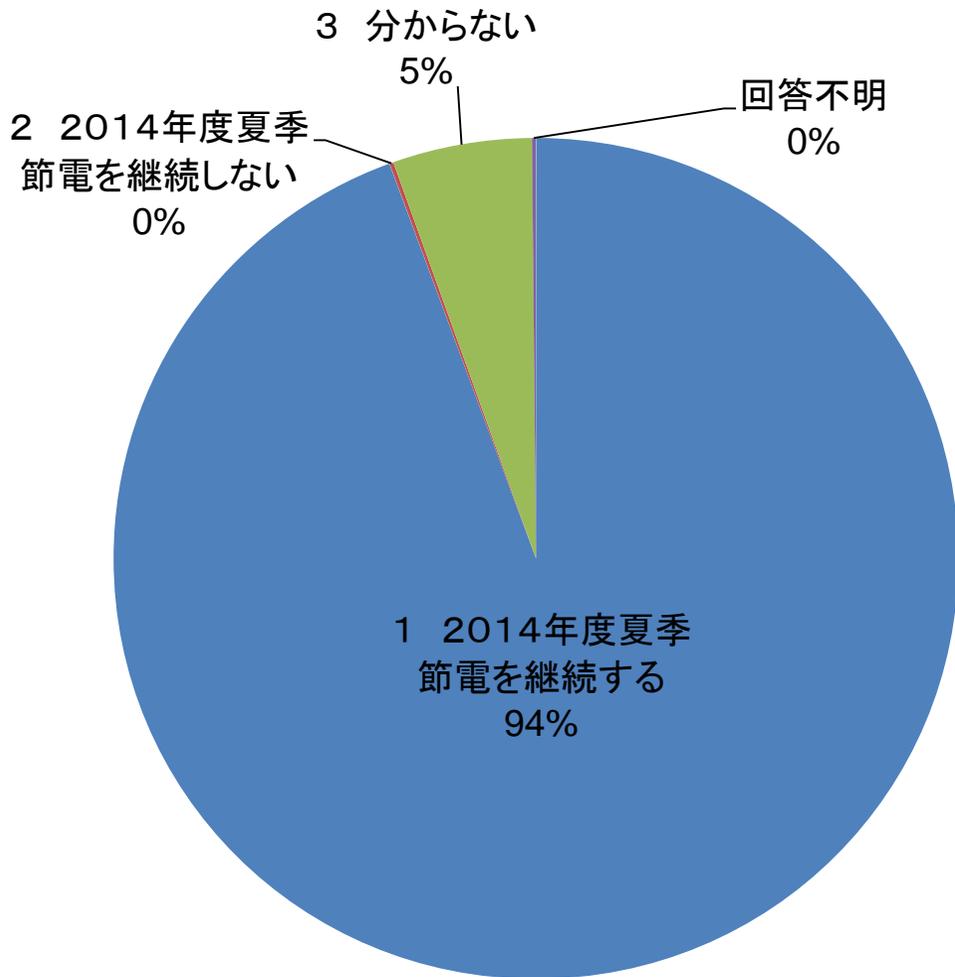
九州(n=425)



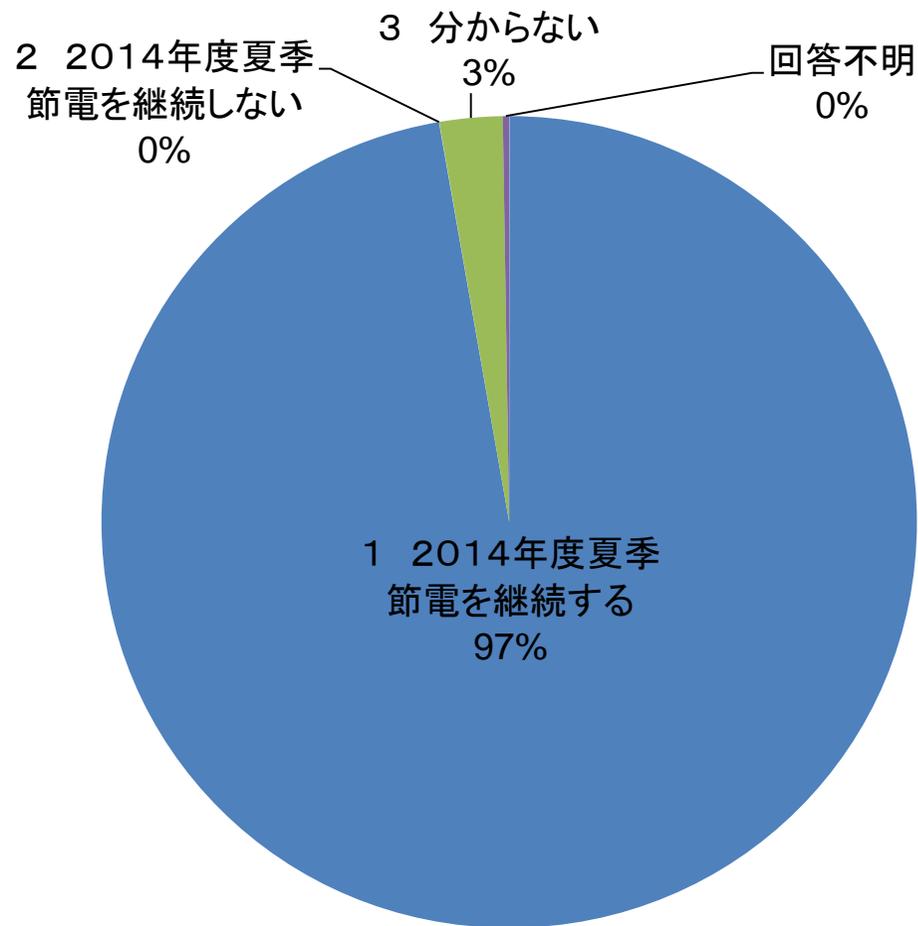
2. 2014年度夏季の節電継続

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

関西(n=675)



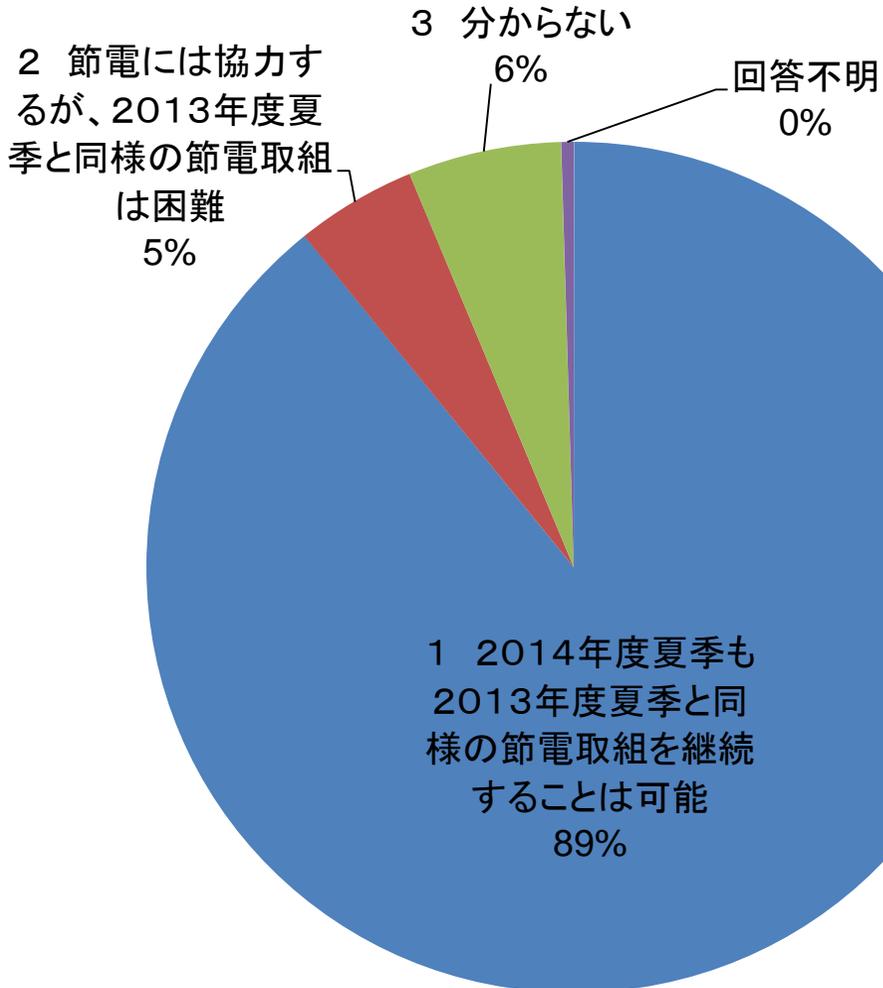
九州(n=400)



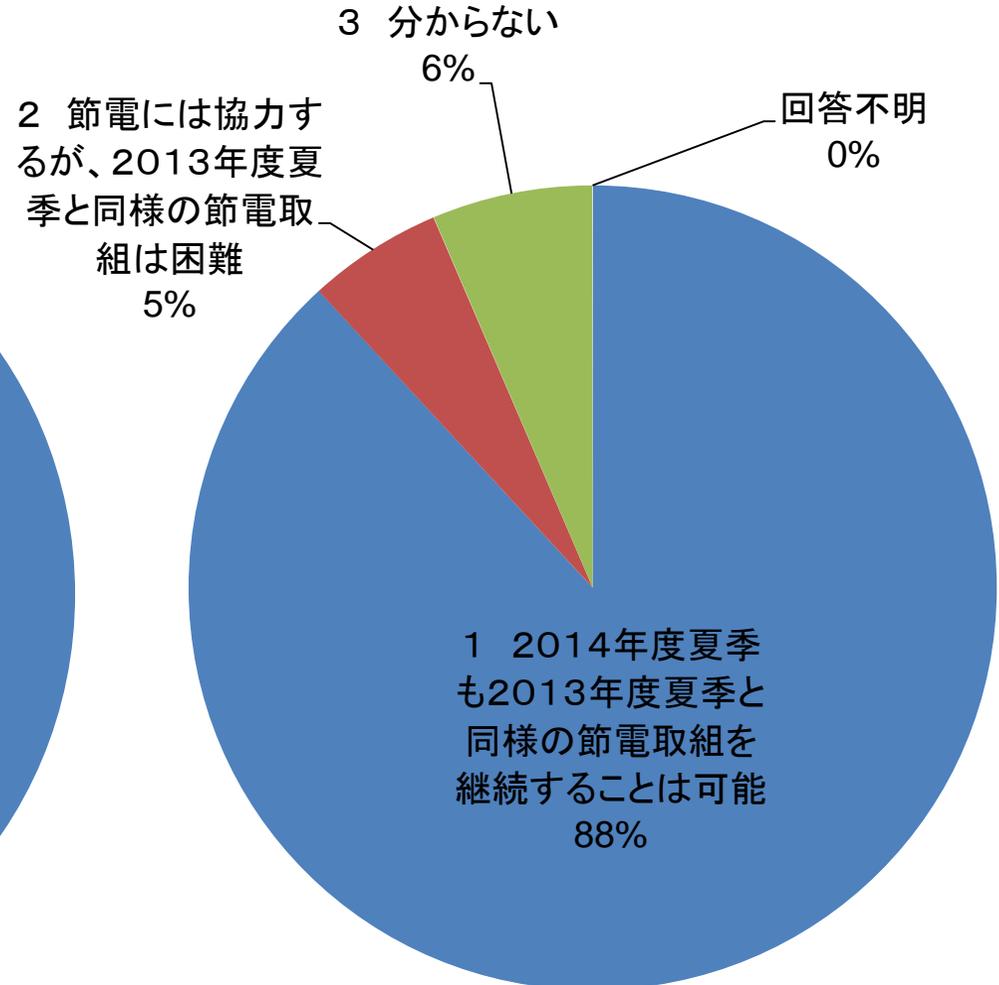
3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性

※2. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

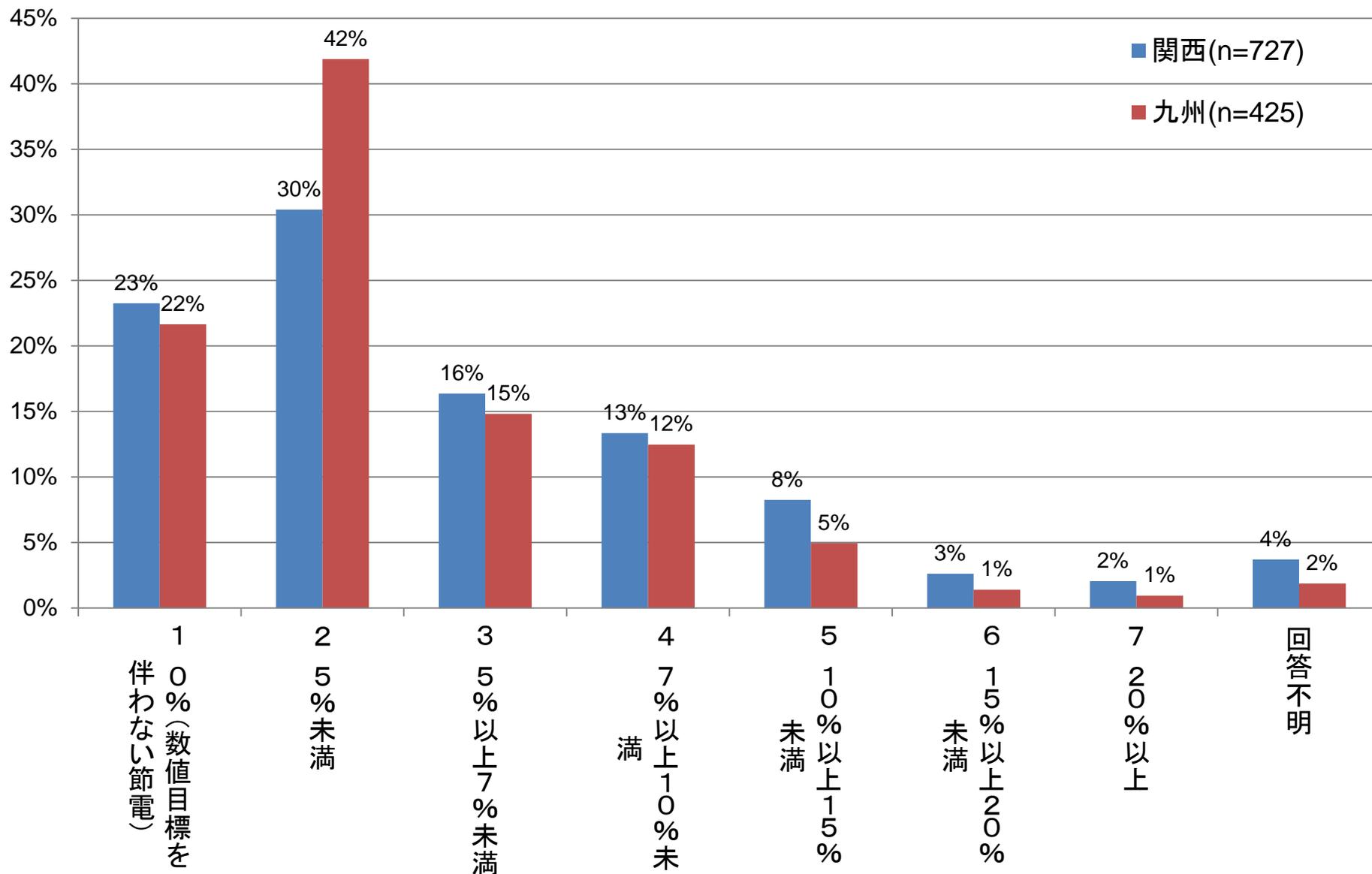
関西(n=637)



九州(n=389)

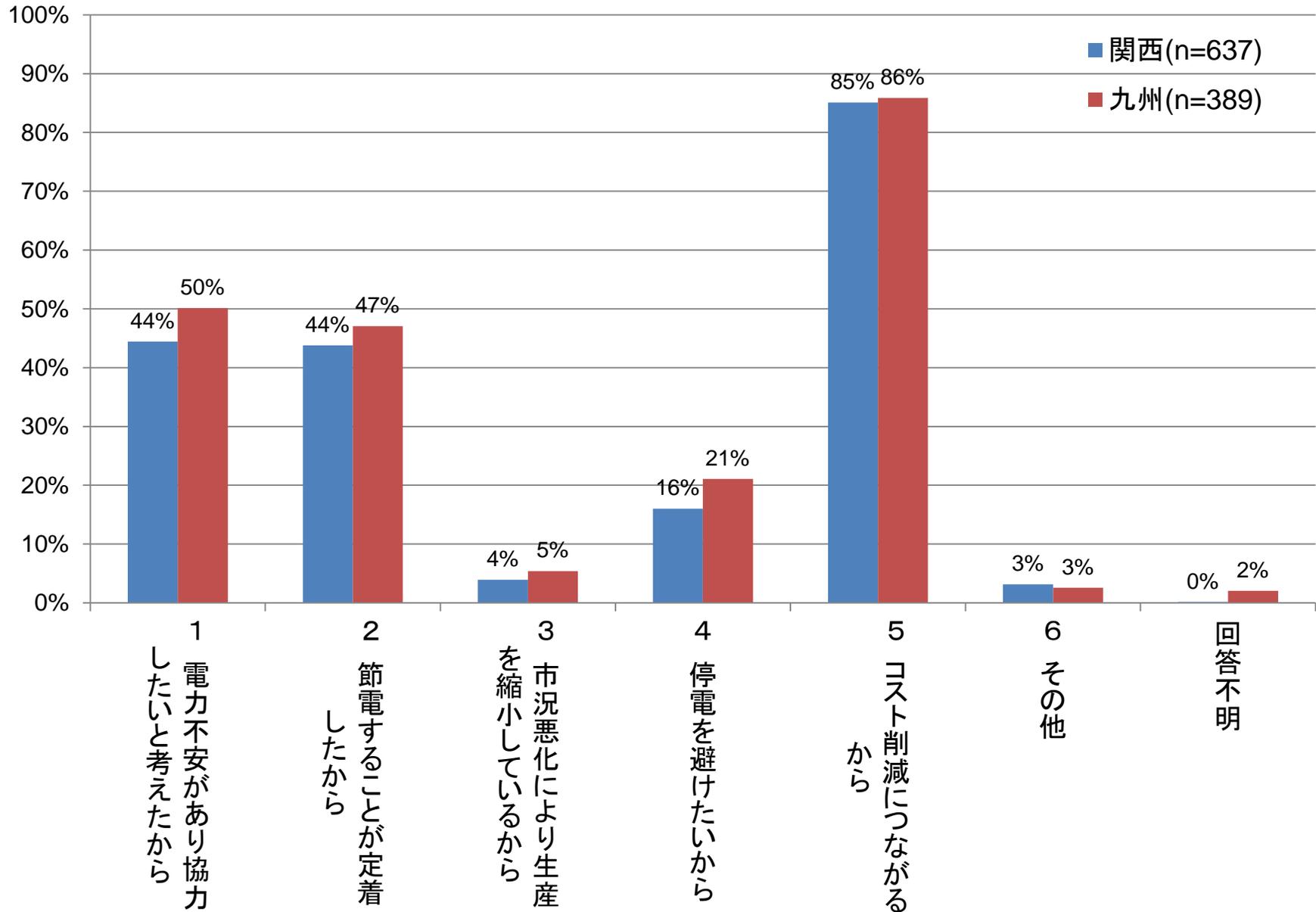


4. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)



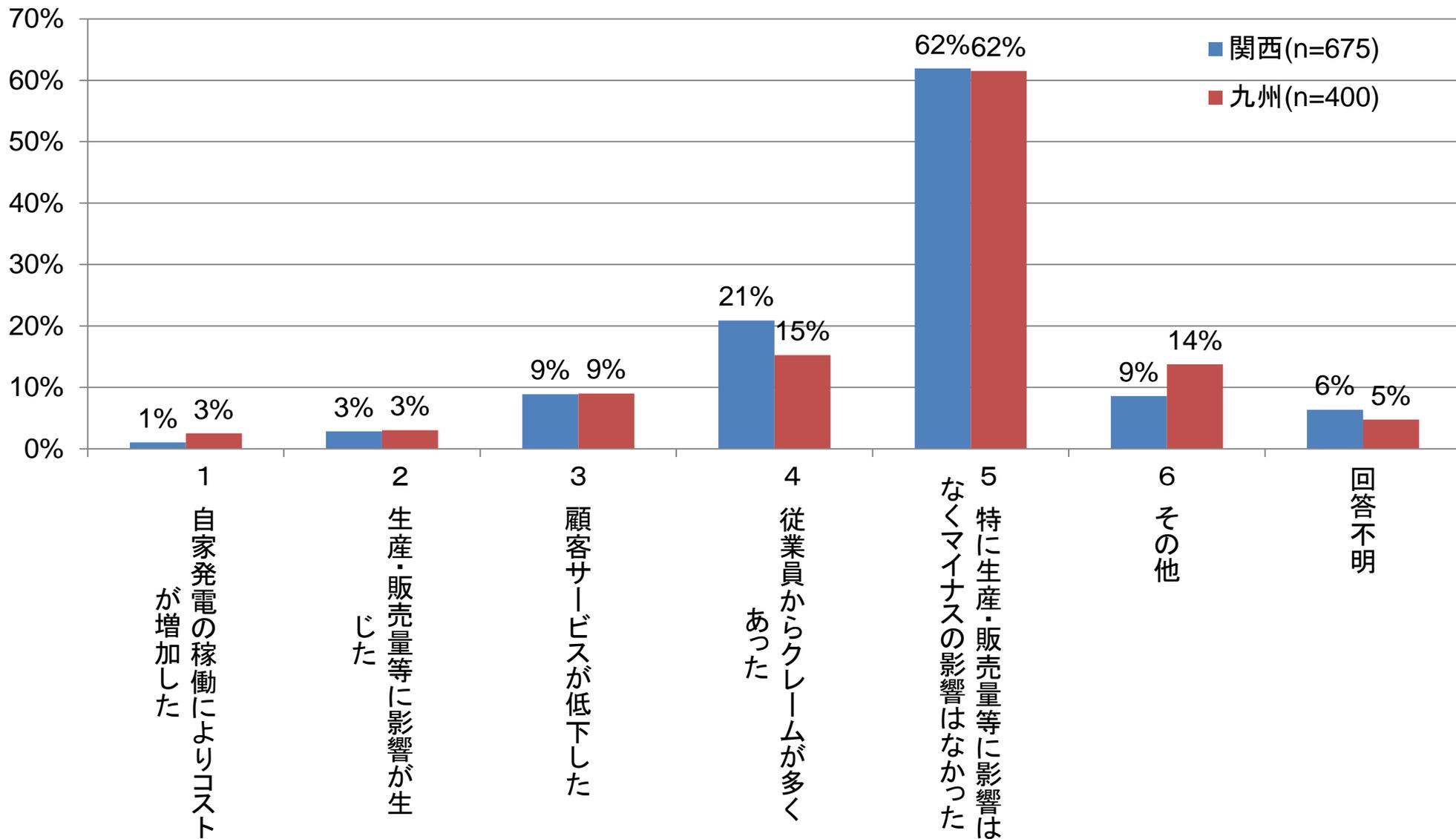
5. 節電を継続する理由(複数回答可)

※2. で「節電を継続する」と回答した企業のみ



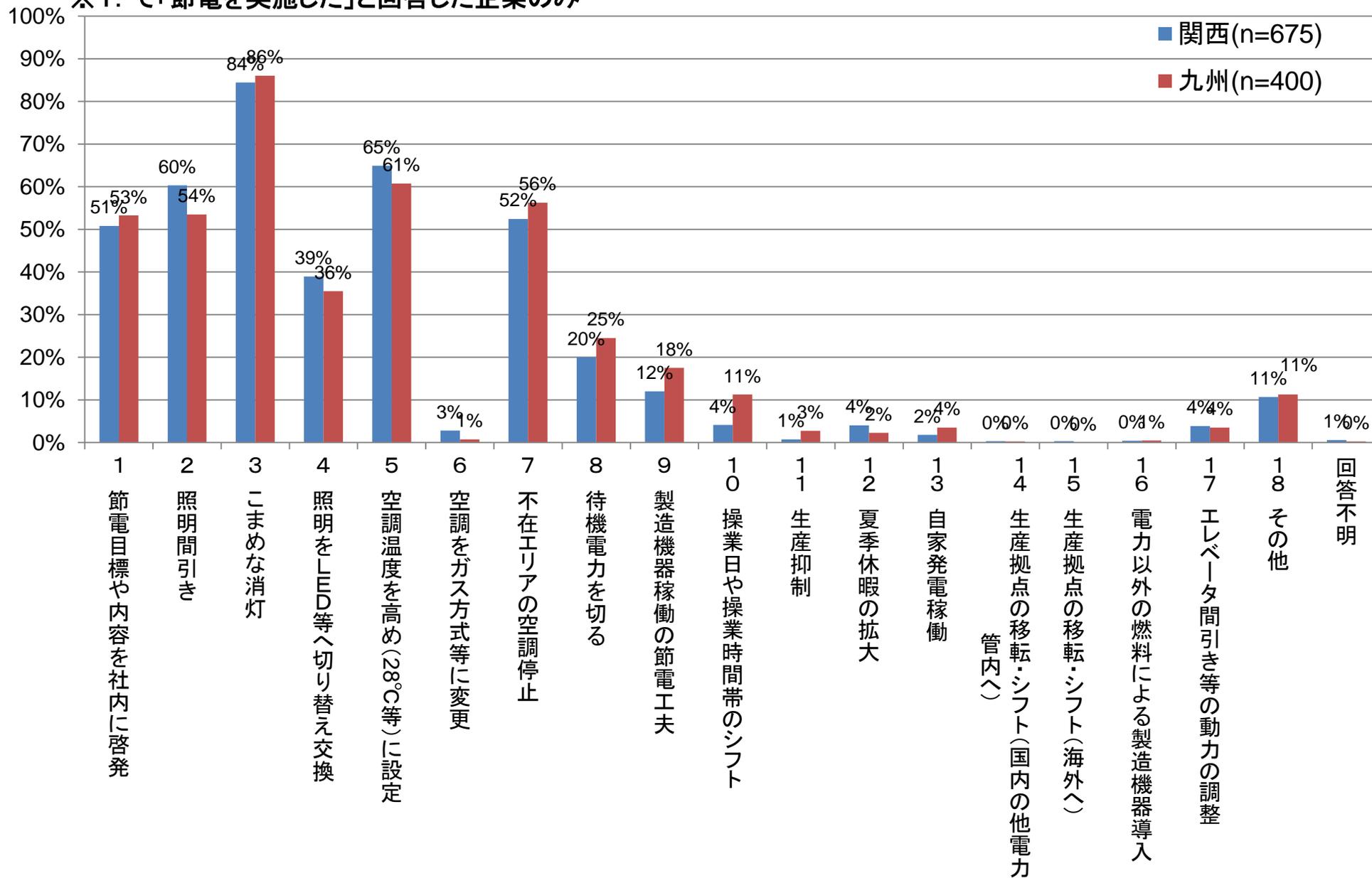
6. 節電による企業活動への影響(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



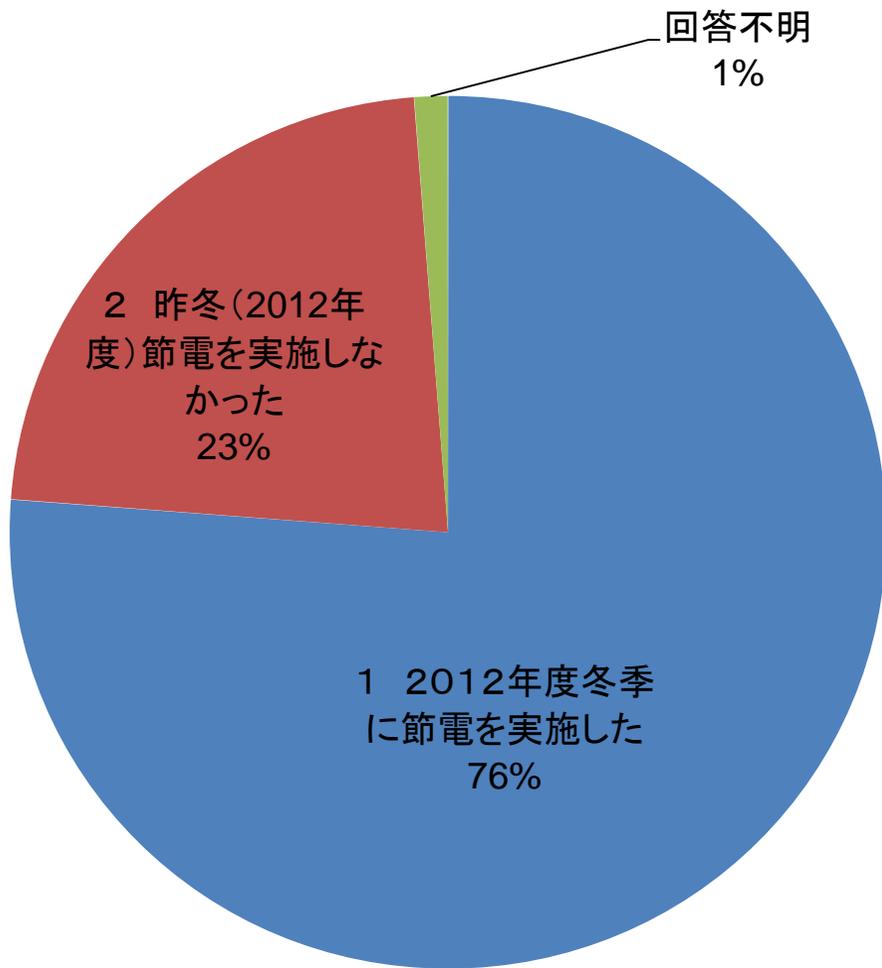
7. 実施した節電の内容(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

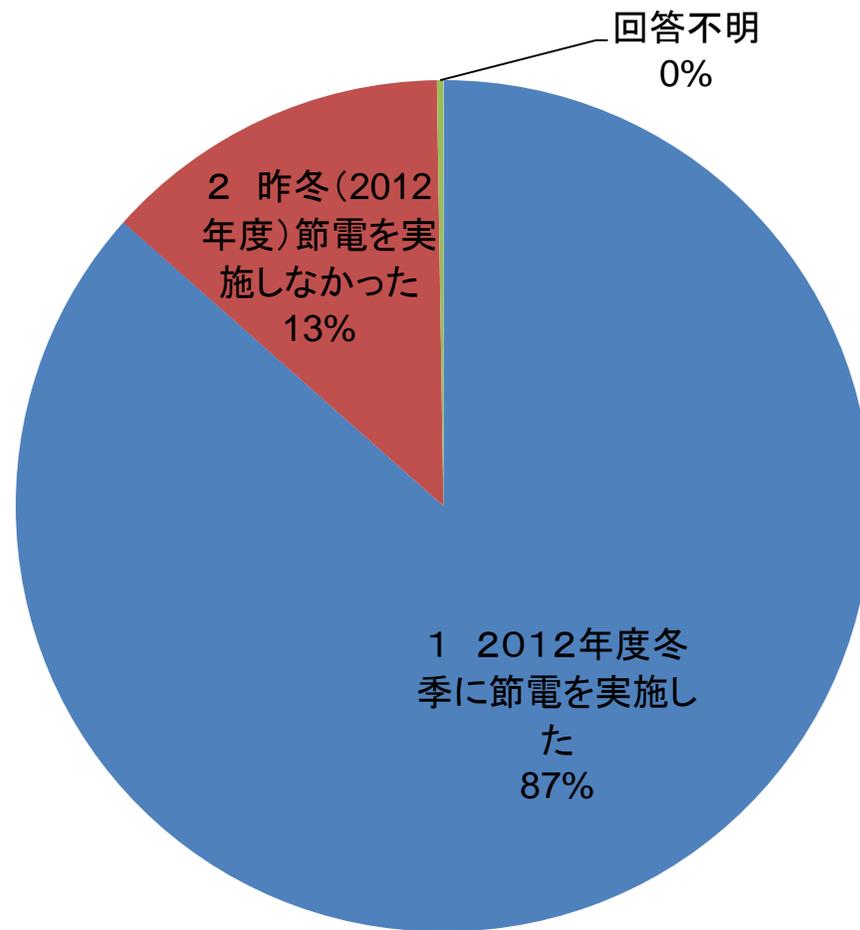


8. 2012年度冬季の節電の実施の有無

関西(n=727)

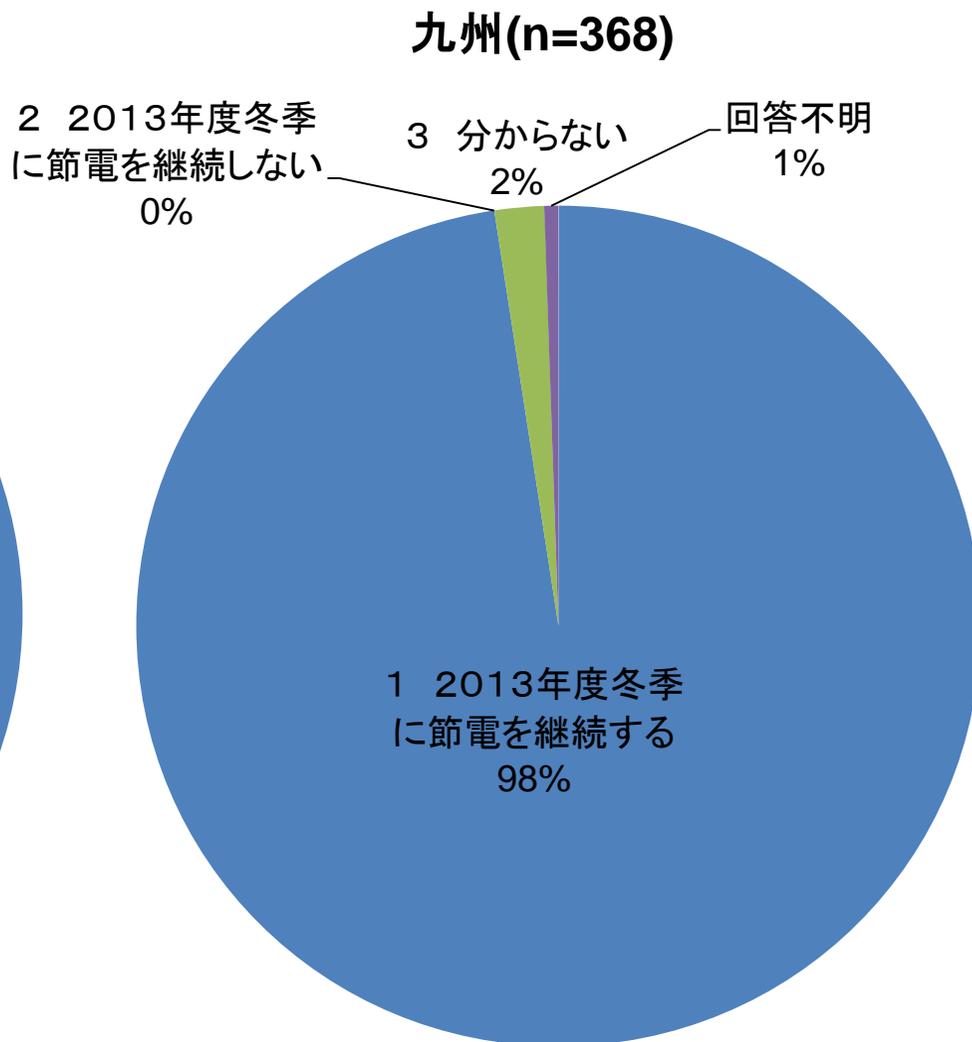
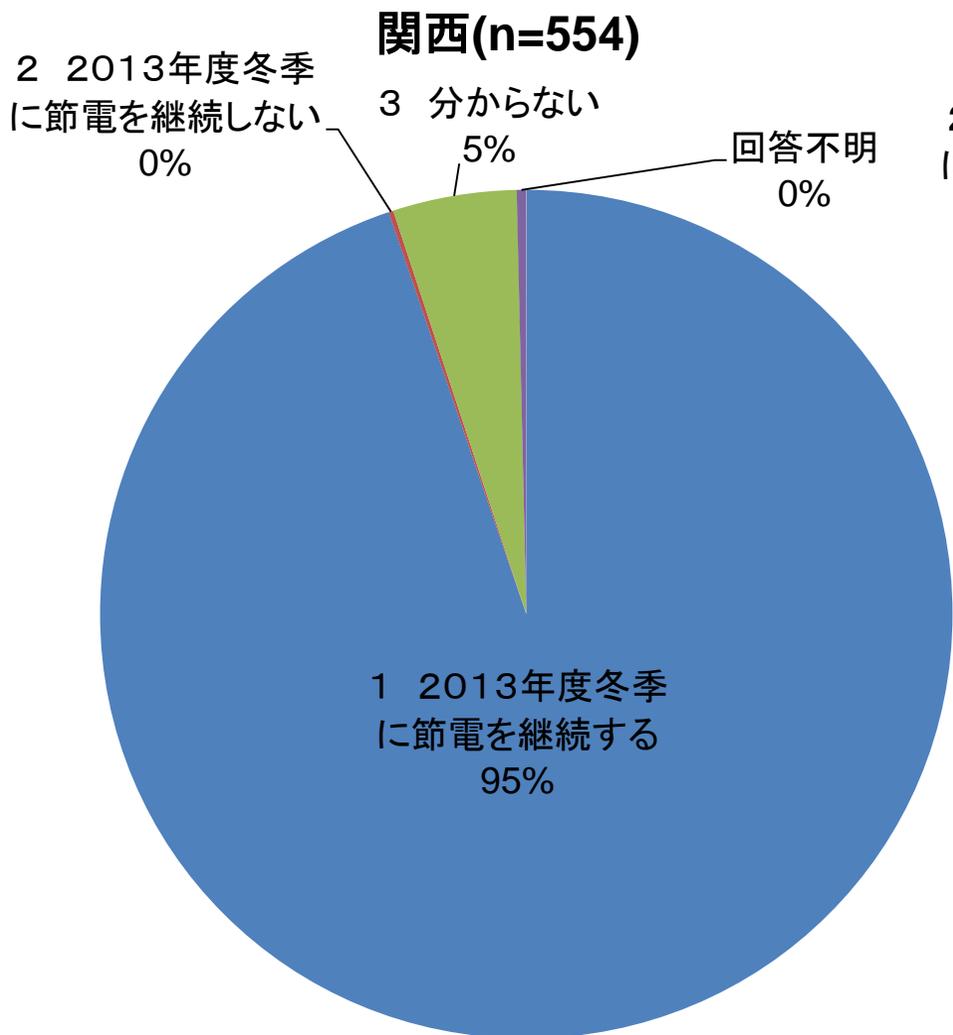


九州(n=425)



9. 2013年度冬季の節電の継続

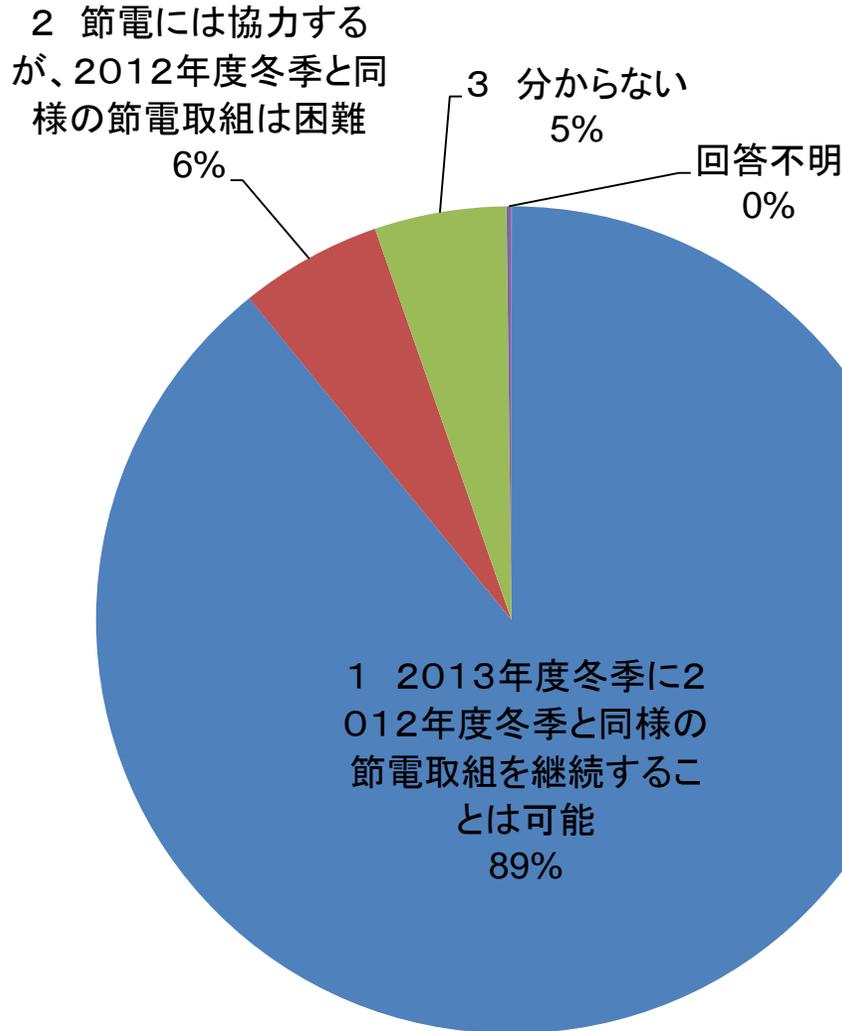
※8. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



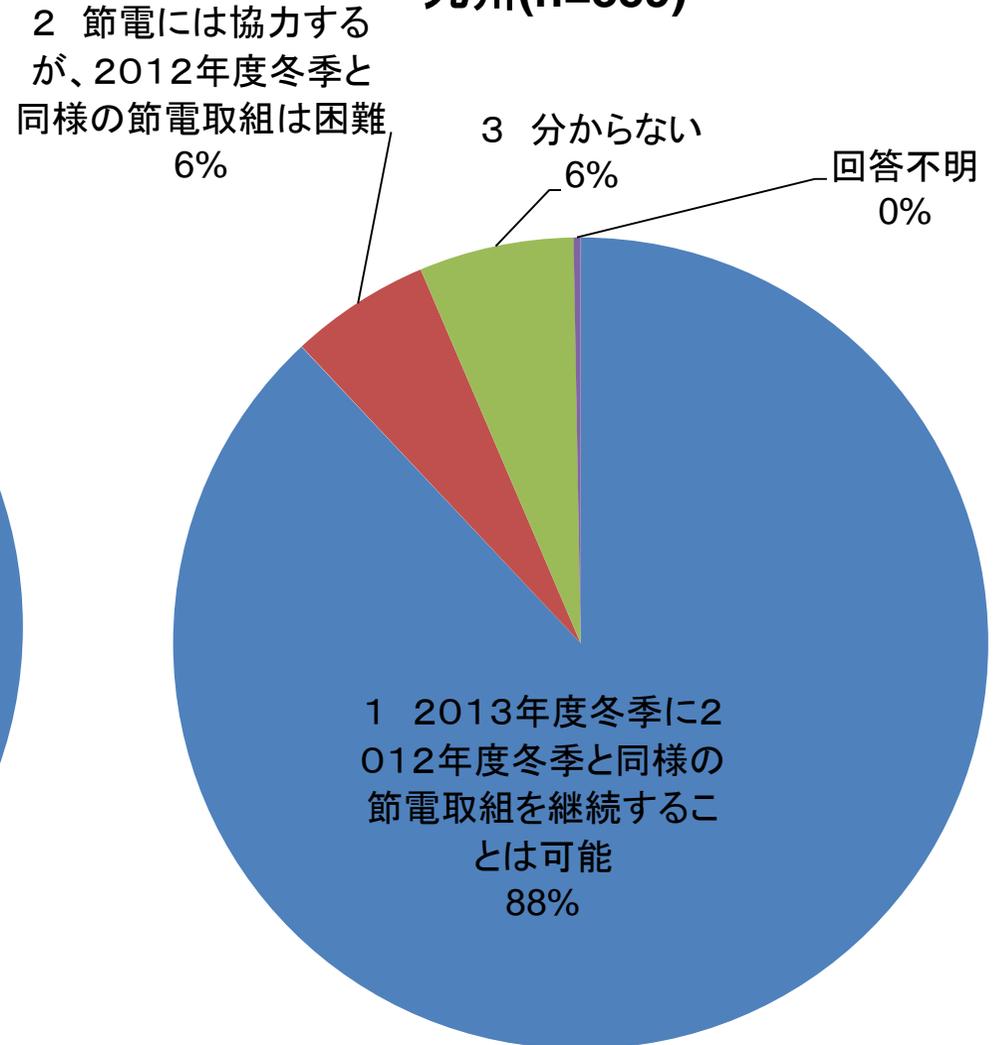
10. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性

※9. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

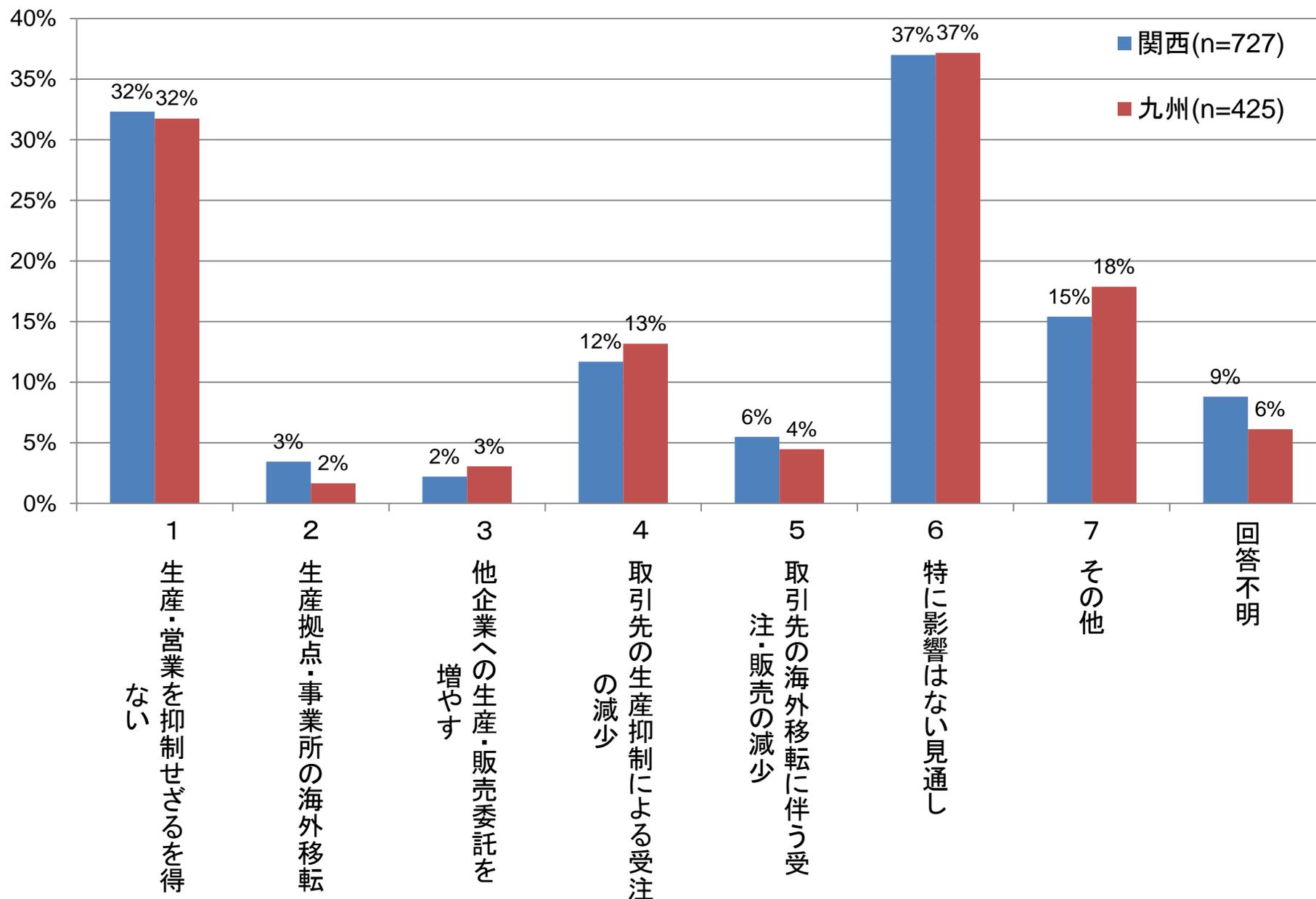
関西(n=525)



九州(n=359)



11. 全国的な需給ひっ迫が将来的に継続した場合の影響(複数回答可)



家庭の概要・検証

<2013年度夏季の節電に関するヒアリング・アンケート調査概要>

- ① **約7割**の家庭需要家が「2013年度夏季に節電を実施した」と回答。
 - ・大口(約9割実施)、小口(約9割実施)に比べ実績が低い傾向。
 - ・節電の内容は、エアコンや照明、テレビに関するものが最も多い。
- ② **約9割以上**の家庭需要家は、「2014年度夏季も節電を継続する」と回答。
 - ・他方、2013年度夏季同様の節電は困難との声が**約5%**みられる。
- ③ 「無理がないと思われる夏季の節電目標」は10%未満が大多数。
 - ・**約5割**が「無理がないと思われる夏季の節電目標」として5%未満(このうち、0%は2割程度)と回答。
- ④ 2014年度夏季も節電を継続する理由として「節電をすれば電気代の節約になると思ったから」との回答が最も多く、節電意識の高まりが見られる一方で、「政府・電力会社の広報や新聞・ニュースを見て、「家庭の協力が必要」と思ったから」との回答も多く見られた。

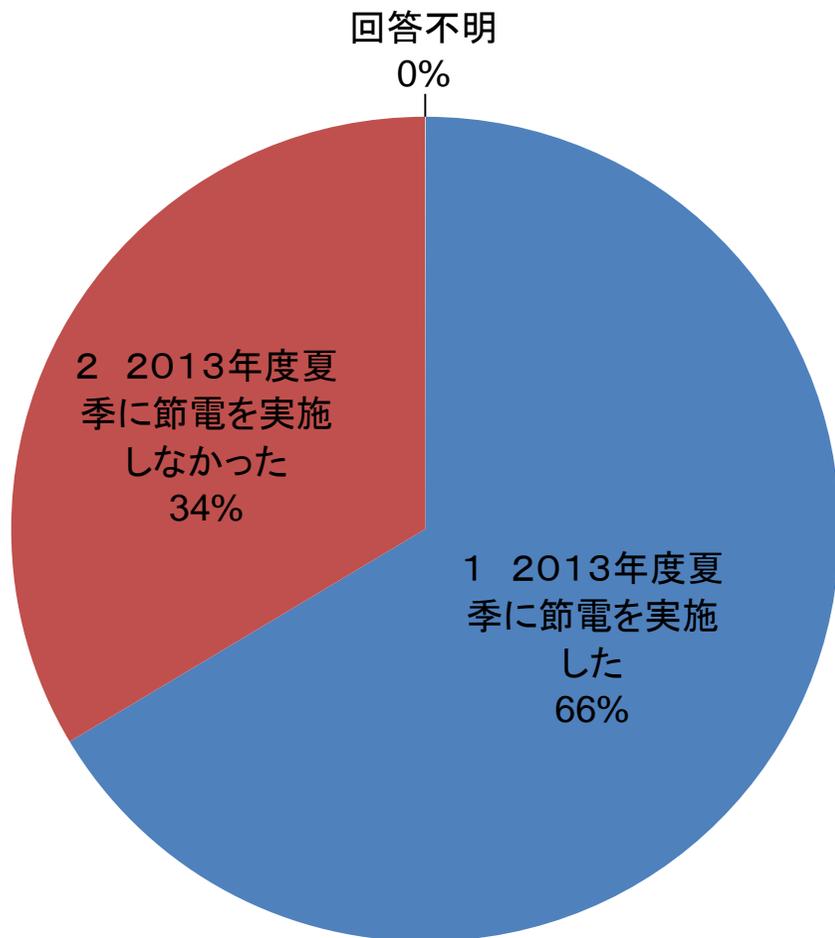
<参考:2013年度夏季の家庭の需要減少>

単位(万kW)

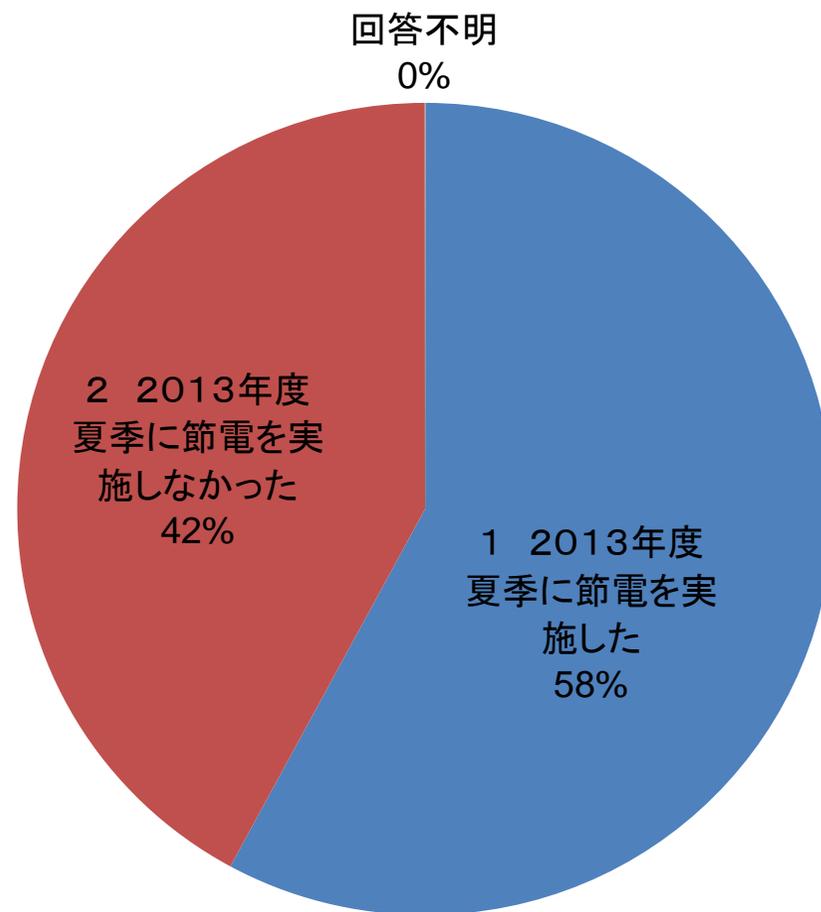
	関西電力	九州電力
数値目標	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
節電効果 ()内の単位:万kW	▲9% (▲56)	▲14% (▲60)

1. 2013年度夏季の節電の実施の有無

関西(n=1071)



九州(n=1000)



2. 2014年度夏季の節電の継続

※1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

2 2014年度夏季に 関西(n=711)

節電は継続しない

0%

回答不明

0%

3 分から
ない
8%

1 2014年度夏季に
節電を継続する
91%

2 2014年度夏季に
節電は継続しない

1%

九州(n=579)

回答不明

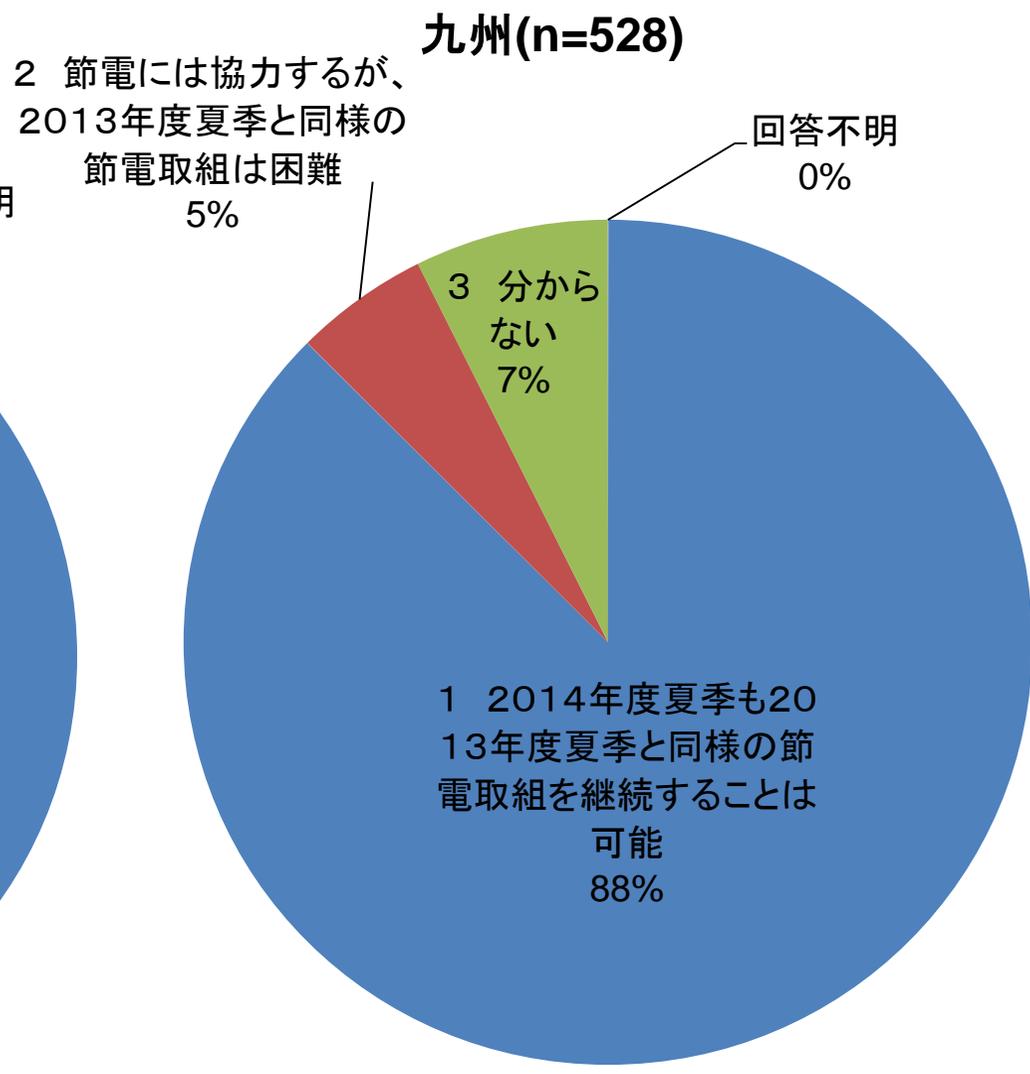
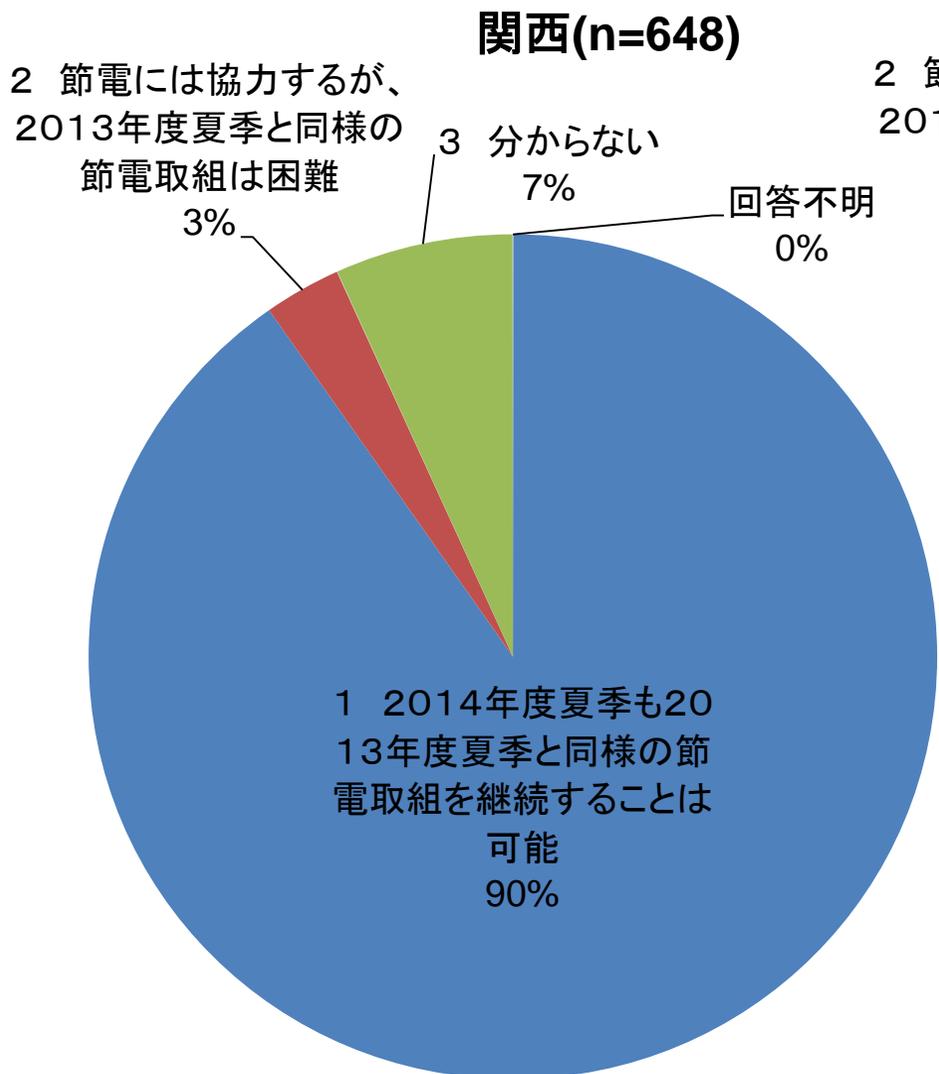
0%

3 分から
ない
8%

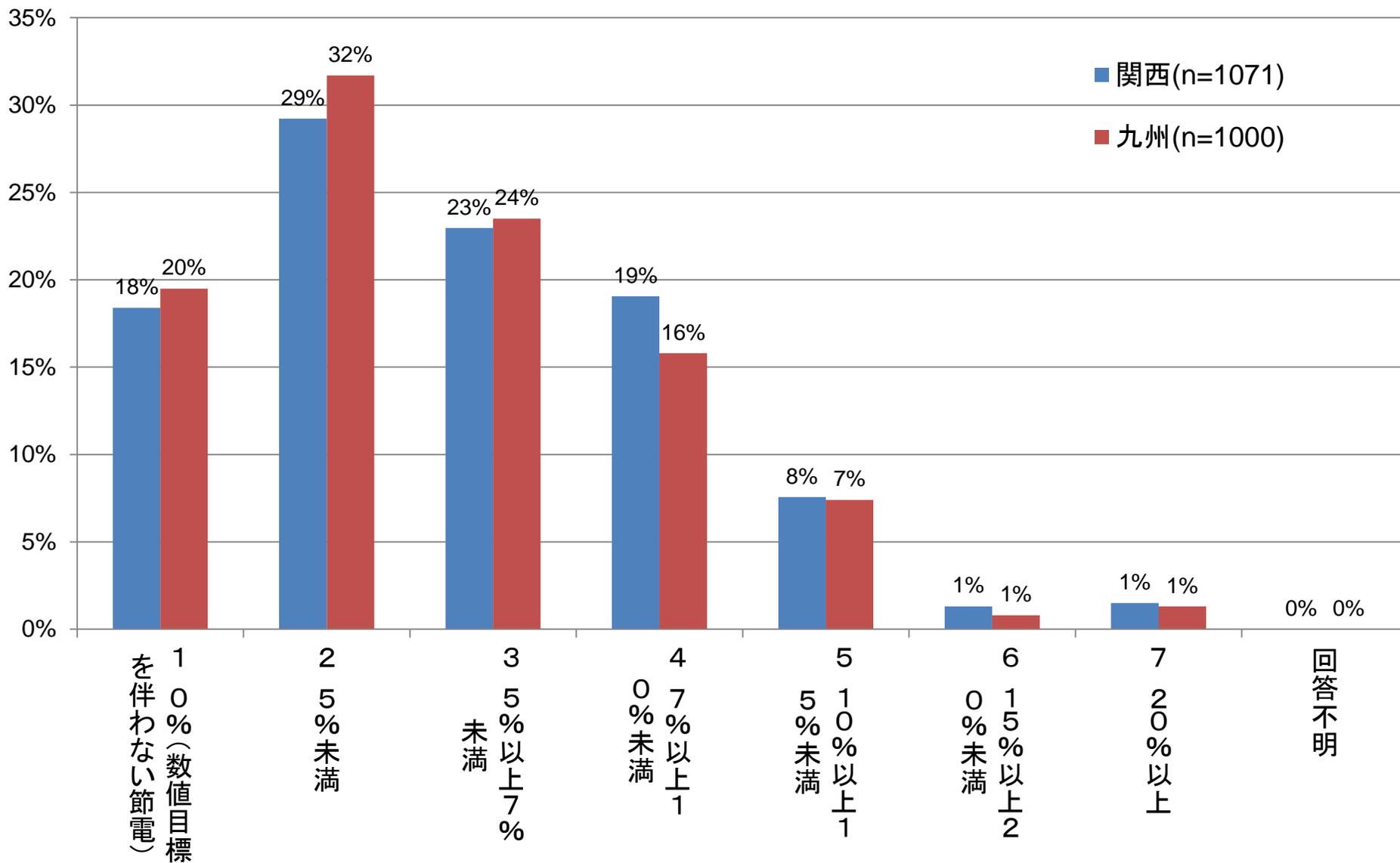
1 2014年度夏季に
節電を継続する
91%

3. 2014年度夏季も節電を行う場合における、2013年度夏季と同様の節電取組可能性

※2. で「節電を継続する」と回答した者のみ

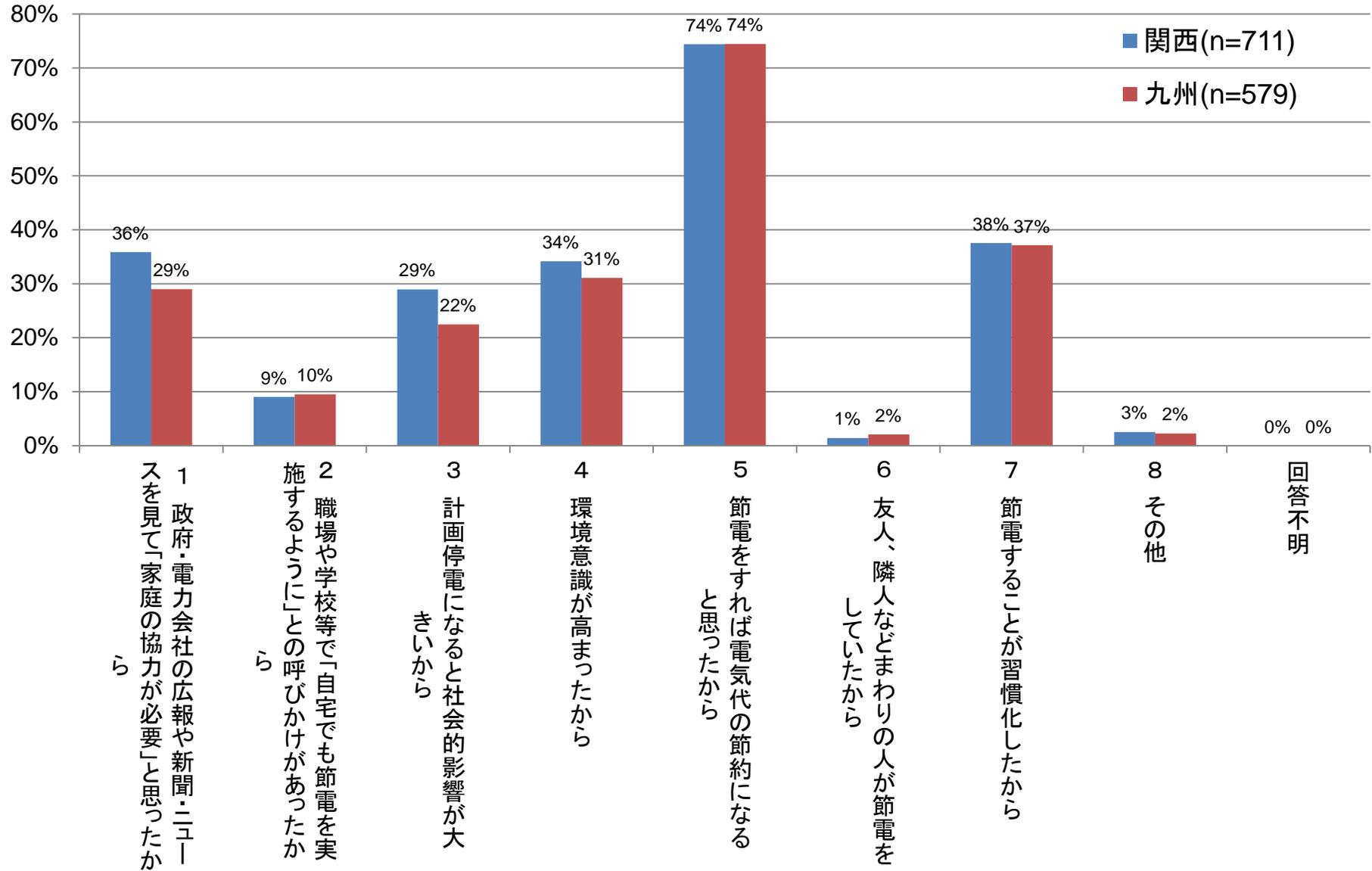


4. 無理がないと思われる節電幅(対2010年度(震災前)比)



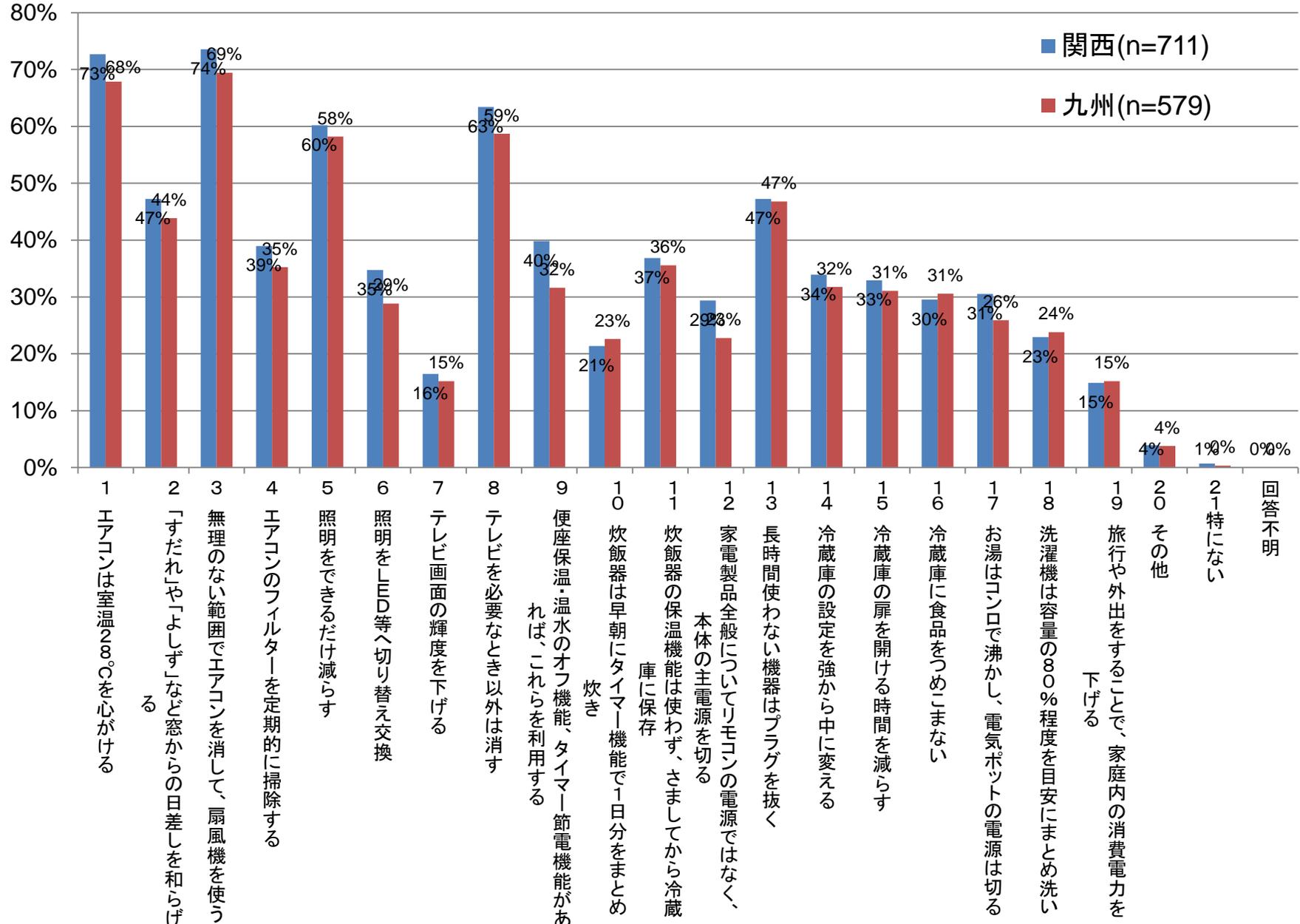
5. 節電を実施した理由(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

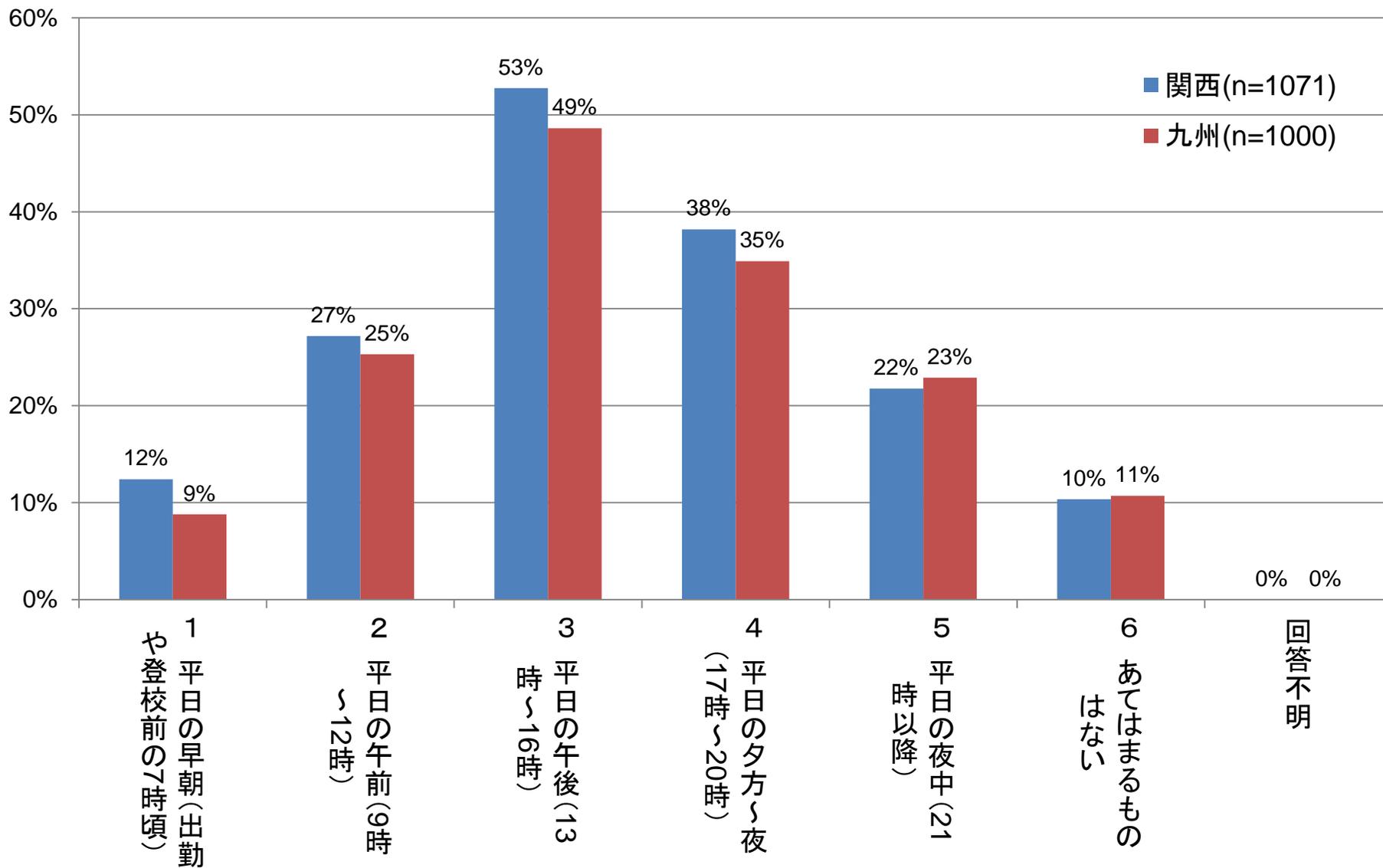


6. 実施した節電内容(複数回答可)

※1. で「節電を実施した」と回答した者のみ



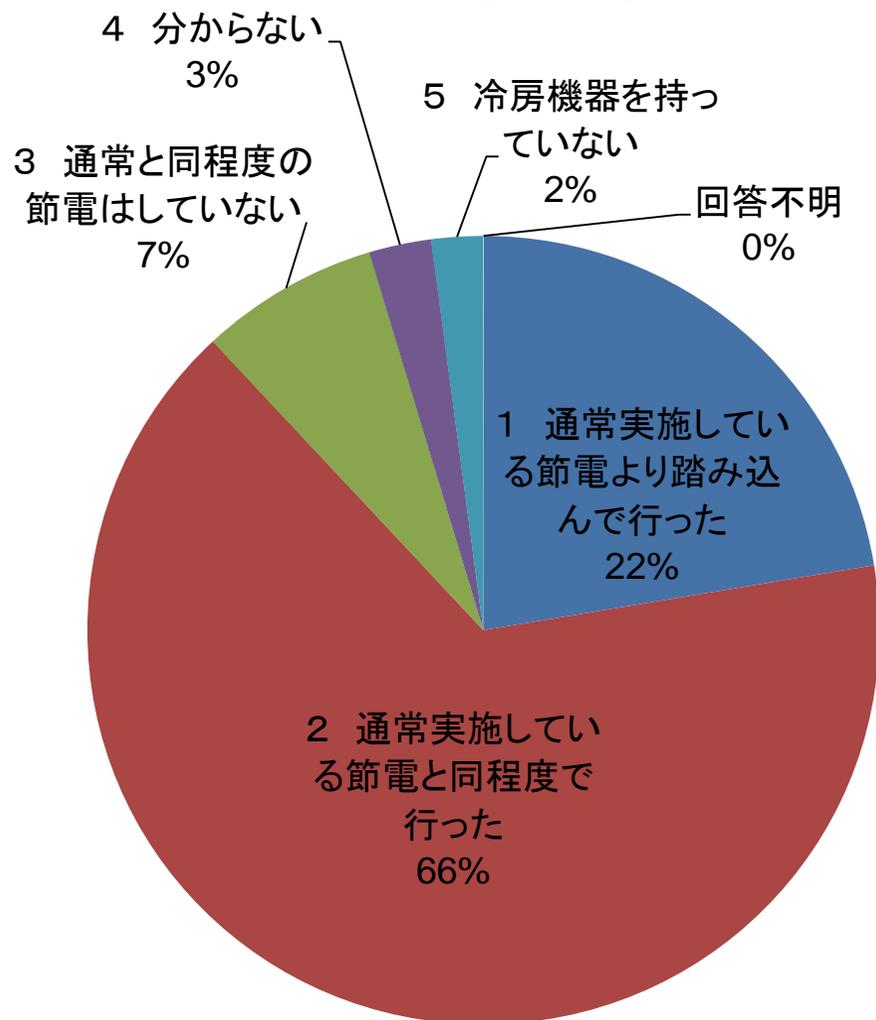
7. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯(複数回答可)



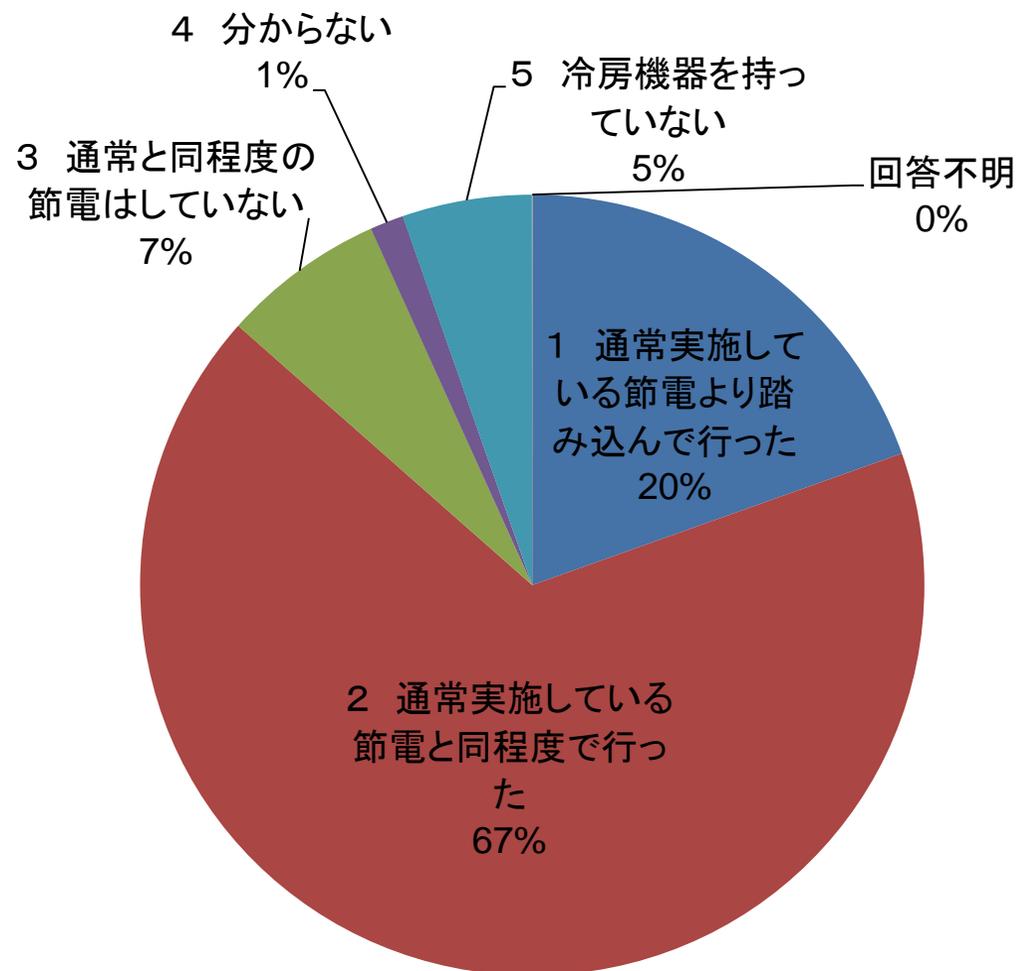
8. 特に暑さが厳しい日の日中における、エアコン等の節電

※1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

関西(n=711)

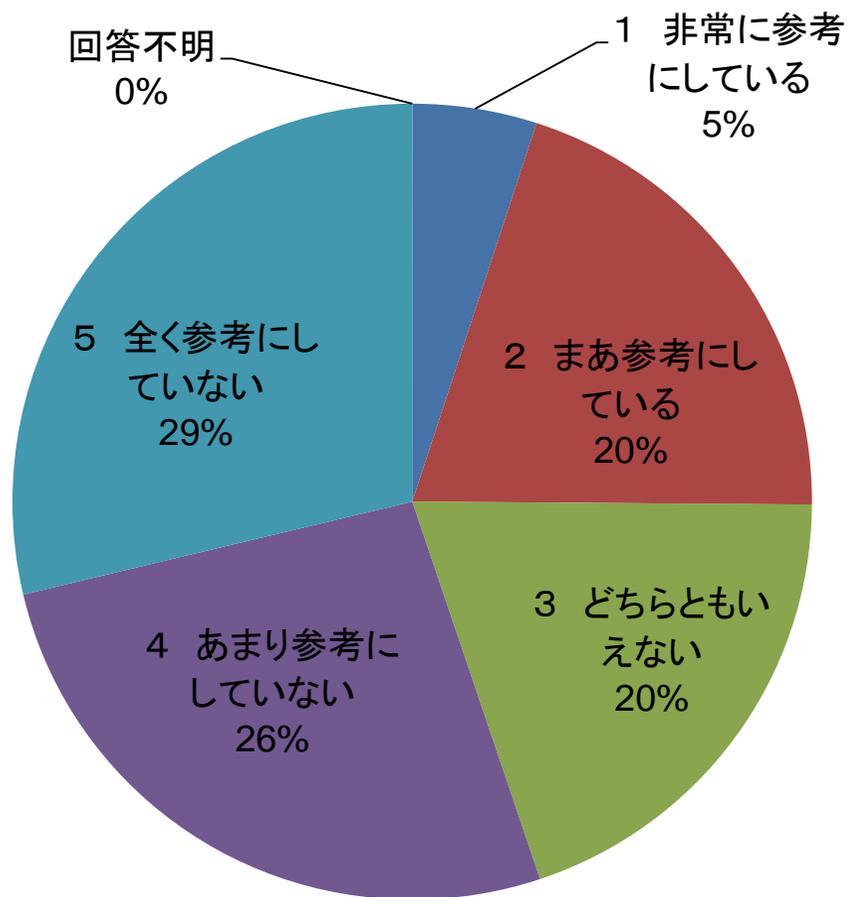


九州(n=579)

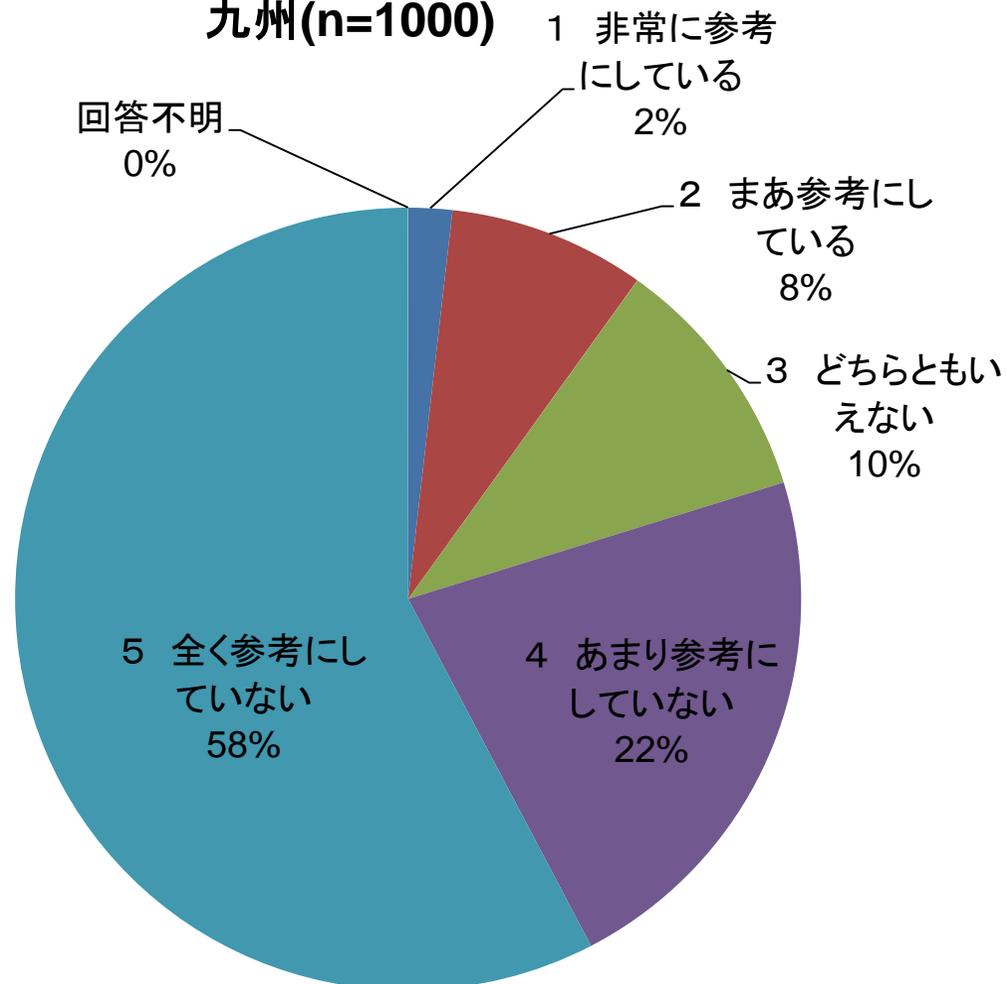


9. でんき予報の活用

関西(n=1071)

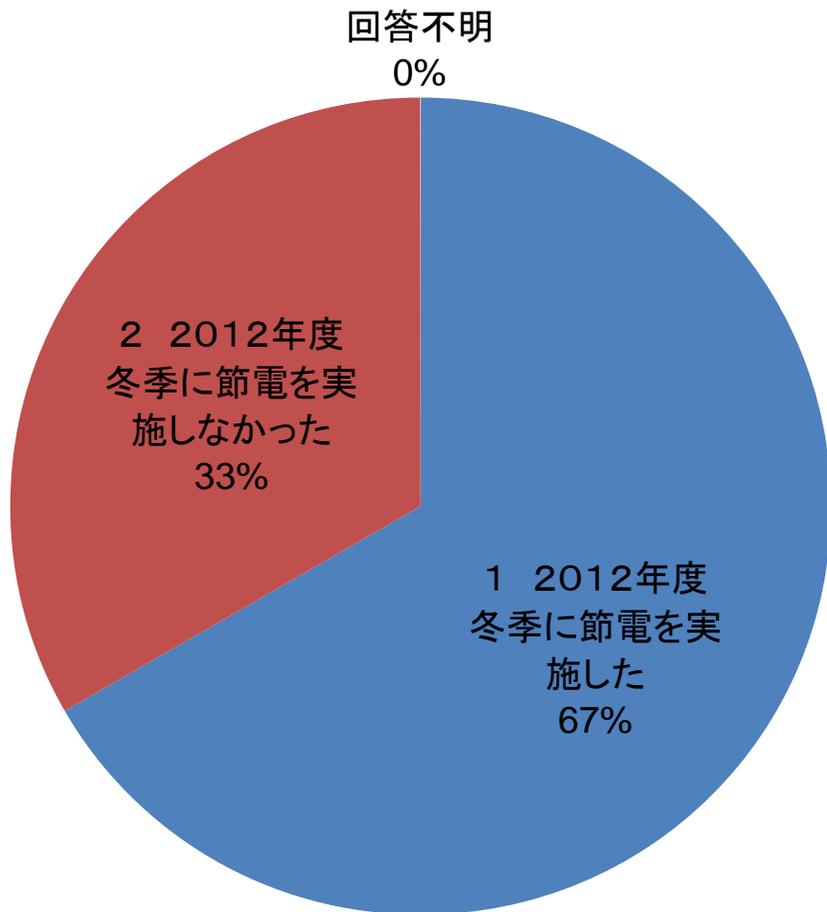


九州(n=1000)

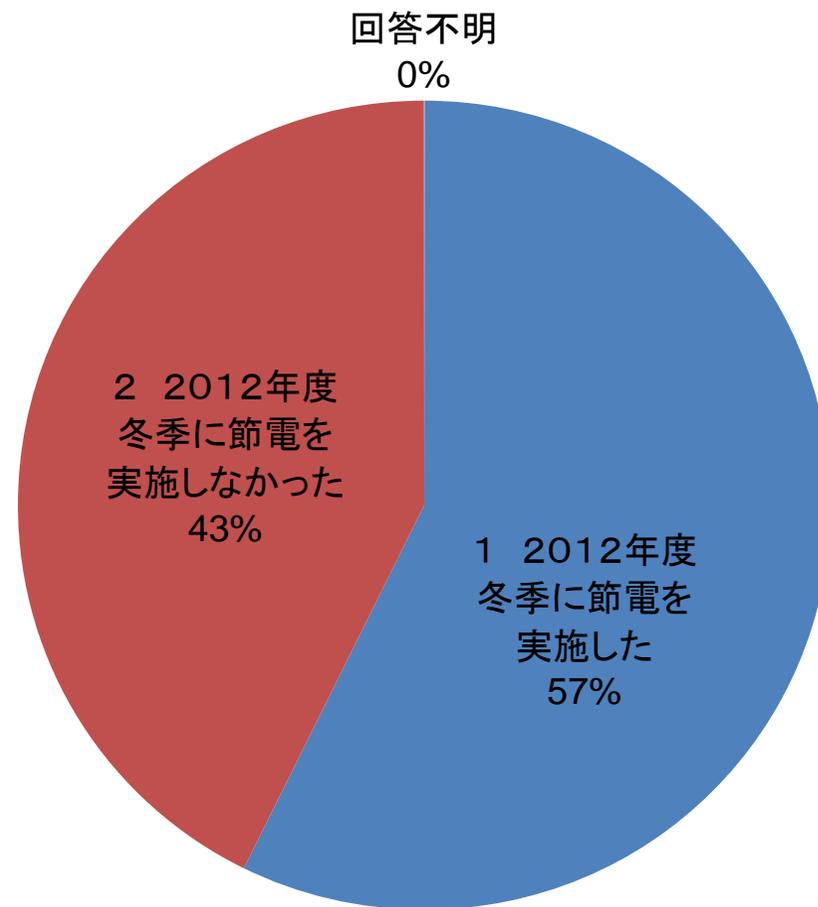


10. 2012年度冬季の節電の実施の有無

関西(n=1071)

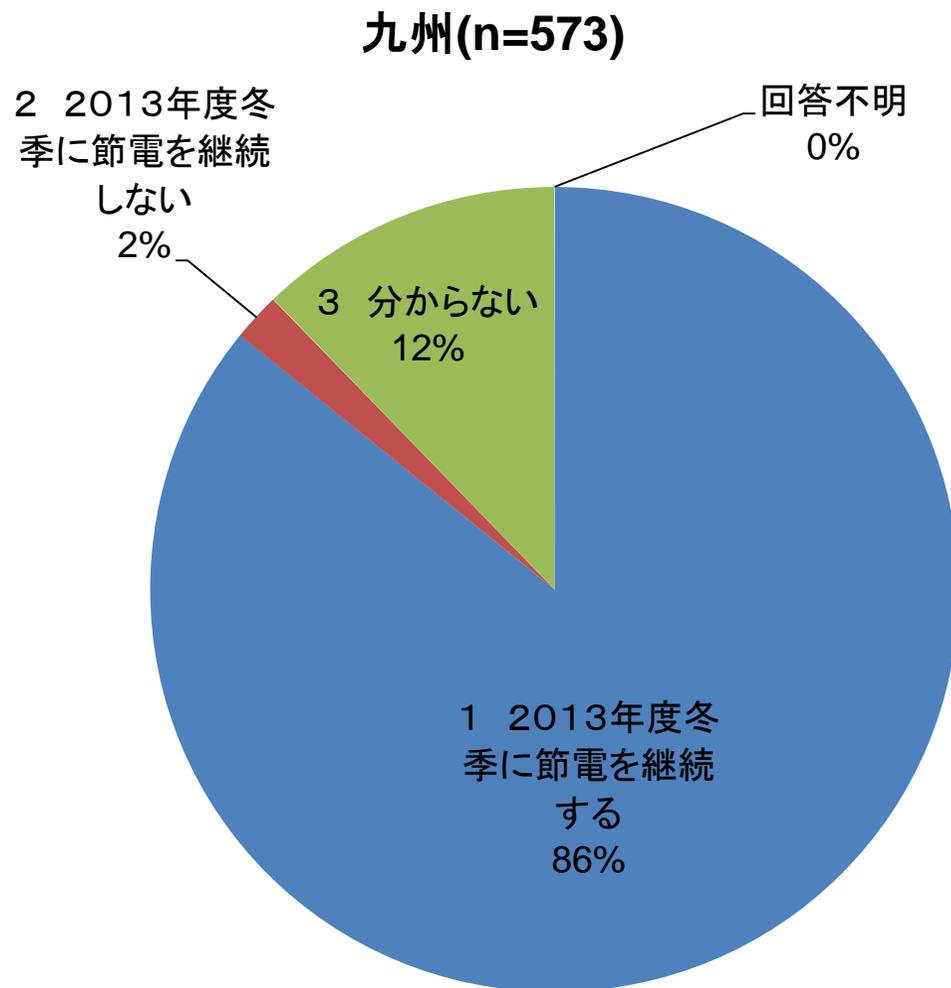
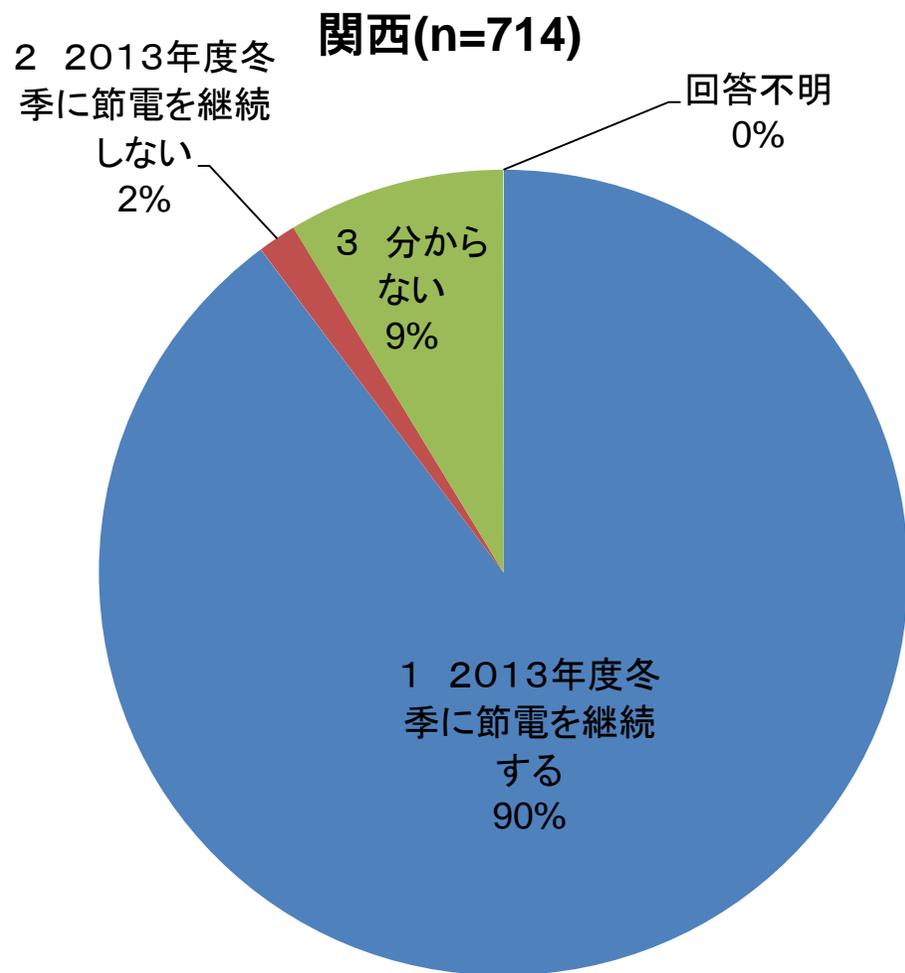


九州(n=1000)



11. 2013年度冬季の節電の継続

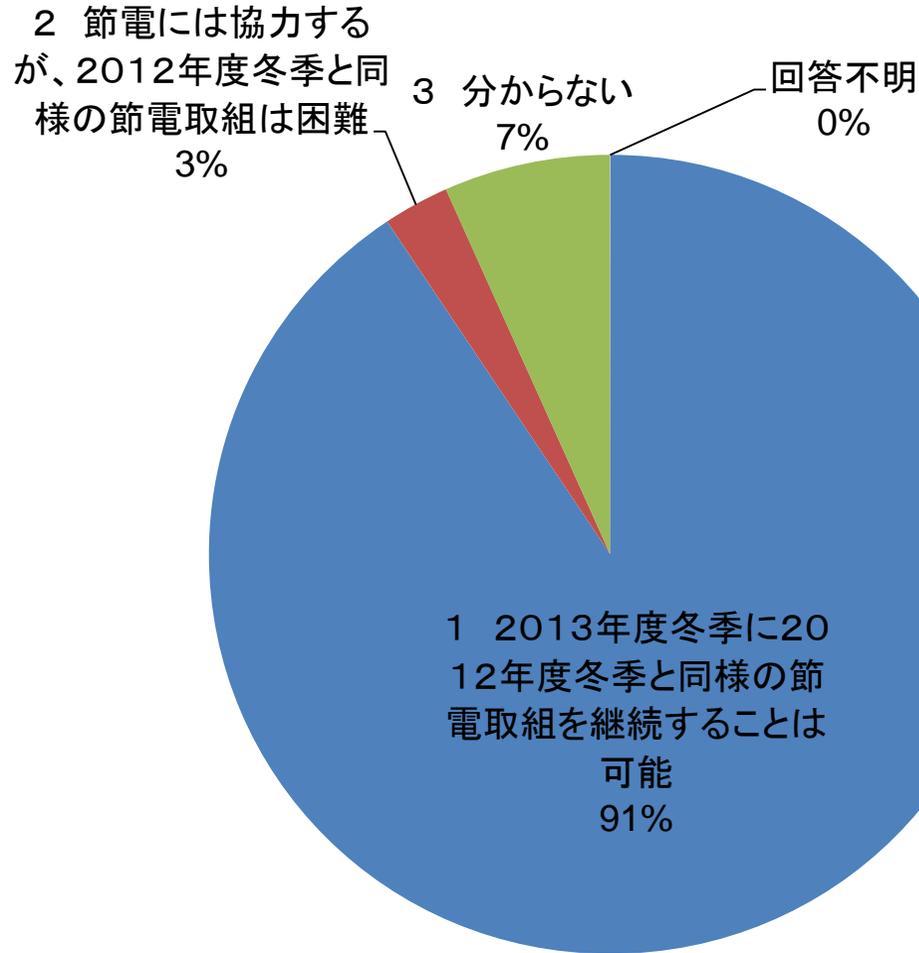
※10. で「節電を実施した」と回答した者のみ



12. 2013年度冬季に節電を継続する場合における2012年度冬季と同様の節電取組可能性

※11. で「節電を継続する」と回答した者のみ

関西(n=641)



九州(n=492)

