

# 2014年度冬季の需給検証について

# 1. 2014年度冬季の各電力会社管内における需給状況(①最大需要日)

電力会社	節電目標	最大需要日	平均気温 ( ) <sup>1</sup>	供給力 (万kW)	最大需要 (万kW)	予備率	供給力 (見通し <sup>3</sup> ) (万kW)	最大需要 (見通し <sup>3</sup> ) (万kW)	予備率 (見通し <sup>3</sup> )
北海道電力	数値目標を伴わない節電	12月16日(火) (16～17時)	-1.2	635	534	18.8%	625	557	12.3%
東北電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (17～18時)	-0.7	1,530	1,396	9.6%	1,528	1,402	9.0%
東京電力	数値目標を伴わない節電	2月5日(木) (17～18時)	2.1	5,352	4,667	14.7%	5,455	4,980	9.5%
中部電力	数値目標を伴わない節電	12月18日(木) (10～11時)	0.1	2,606	2,324	12.1%	2,553	2,393	6.7%
関西電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (17～18時)	2.3	2,616	2,484	5.3%	2,612	2,535	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (17～18時)	1.4	561	<sup>2</sup> 526	6.6%	542	521	4.0%
中国電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (17～18時)	0.3	1,115	<sup>2</sup> 1,058	5.4%	1,125	1,048	7.4%
四国電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (17～18時)	4.3	535	<sup>2</sup> 503	6.3%	525	500	5.1%
九州電力	数値目標を伴わない節電	12月17日(水) (18～19時)	6.3	1,588	1,466	8.3%	1,562	1,516	3.0%
沖縄電力 <sup>4</sup>	なし	2月9日(月) (19～20時)	12.1	159	114	40.4%	173	117	48.2%

1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

2 北陸、中国及び四国電力においては、最大需要が電力需給検証小委員会の見通しを上回った。

3 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26年10月)

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

# 1. 2014年度冬季の各電力会社管内における需給状況(②要因分析)

- 北陸電力、中国電力及び四国電力管内において、2014年度冬季の需要実績が見通しを上回った。
- 気温影響等は、気温影響は見通しよりも下回ったものの、H1/H3比率による差分が見通しを大きく上回ったことにより、実績が見通しを上回った。
- 経済影響等は、各電力ともに、経済指標を用いた計算だけではなく、大口需要家に対して、生産見込み等のヒアリングを実施し、その結果を反映している。2014年度冬季においては、需要家による見込みを上回る生産の増、需要家の自家発の稼働停止、想定していたよりも需要家が離脱しなかったことなどにより、実績が見通しを上回った。
- 今回のように、需要実績が見通しを上回るケースが今後頻出する場合には、その要因を分析し、必要に応じて算出方法を改善することを視野に研究することとする。

## ◇2014年度冬季の需要の見通しと実績との比較

(万kW)	北陸電力	中国電力	四国電力
最大需要(実績)	526	1,058	503
最大需要(見通し)	521	1,048	500
差分	+5	+10	+3
①気温影響等	+1	+1	+3
・気温影響	▲5	▲18	▲2
・H1/H3比率による差分	+6	+19	+5
②経済影響等	+1	+11	+5
・経済影響	+1	+8	+5
・離脱影響	0	+3	0
③定着節電	+3	▲2	▲5

# 1. 2014年度冬季の各電力会社管内における需給状況(③最小予備率日)

電力会社	節電目標	最小予備率日	最小予備率日の 平均気温( ) <sup>1</sup>	ピーク供給力 (万kW)	最大需要 (万kW)	予備率
北海道電力	数値目標を 伴わない節電	12月22日(月) (16~17時)	-6.5	610	524	16.5%
東北電力	数値目標を 伴わない節電	12月17日(水) (17~18時)	-0.7	1,530	1,396	9.6%
東京電力	数値目標を 伴わない節電	12月16日(火) (17~18時)	3.4	4,943	4,613	7.2%
中部電力	数値目標を 伴わない節電	3月10日(火) (18~19時)	4.0	2,222	2,129	4.4%
関西電力	数値目標を 伴わない節電	12月17日(水) (17~18時)	2.3	2,616	2,484	5.3%
北陸電力	数値目標を 伴わない節電	12月17日(水) (17~18時)	1.4	561	526	6.6%
中国電力	数値目標を 伴わない節電	12月17日(水) (17~18時)	0.3	1,115	1,058	5.4%
四国電力	数値目標を 伴わない節電	12月17日(水) (17~18時)	4.3	535	503	6.3%
九州電力	数値目標を 伴わない節電	3月10日(火) (19~20時)	7.9	1,429	1,368	4.5%
沖縄電力 <sup>2</sup>	なし	2月9日(月) (19~20時)	12.1	159	114	40.4%

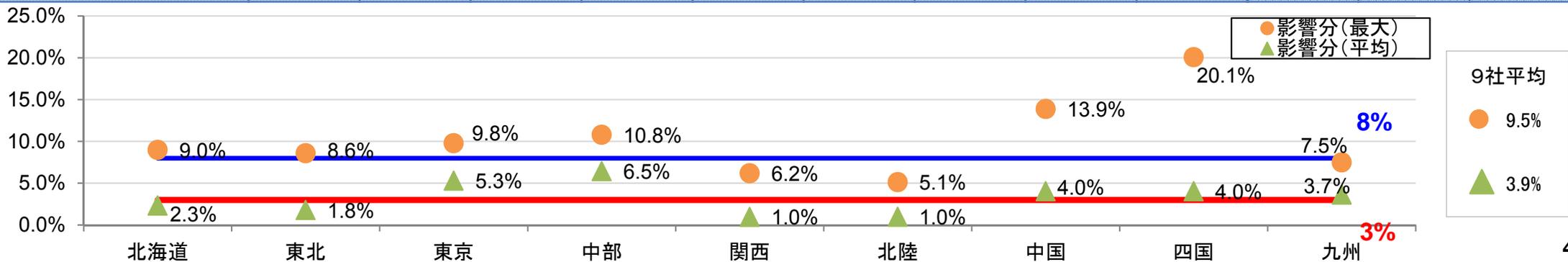
1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

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

## 2. 供給面の検証(①火力等の2014年度冬季の計画外停止状況)

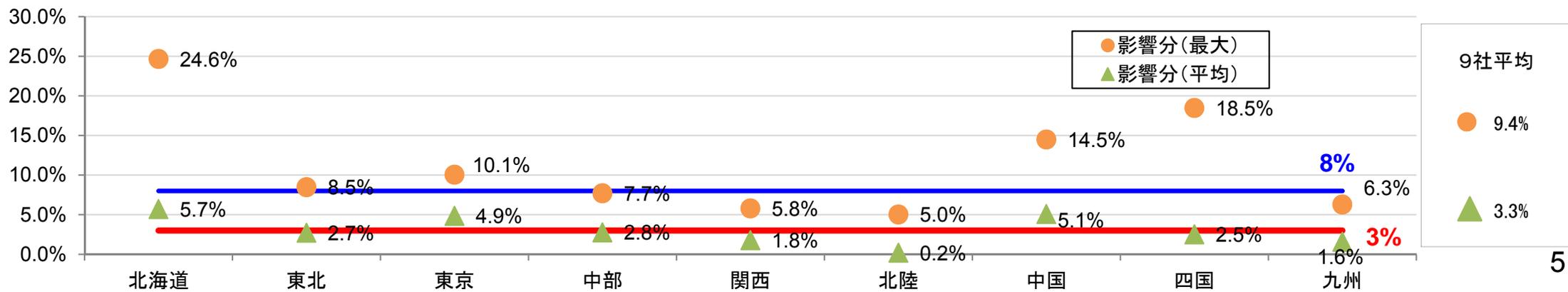
○2014年度冬季については、2013年度に引き続き巡回点検の強化等を行ったものの、2013年度に比べ計画外停止の期間平均が増加(9電力の平均 ▲3.3%→▲3.9%)。  
 ○特に、中国電力においては、大型火力の停止等により予備力への影響は▲13.9%となった。四国においても、▲20.1%と大きい値だが、これは年末年始の低需要期における予防停止によるもの。

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12~2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	48	120	457	251	154	27	147	101	110	625	790	1,415
①の発生日	(12/20)	(1/10,11)	(1/4)	(2/22)	(2/27)	(1/7)	(12/2)	(1/1)	(1/31-2/2)	[543](1/4)	[507](2/27)	[915](12/20)
[主な計画外停止発電所] ※( )は定格出力。	伊達火力2号 (35)	能代火力1号 (60) 東新潟火力1号 (60)	鹿島火力6号 (100) 広野火力2号 (60) 袖ヶ浦火力4号 (100)	渥美火力4号 (70) 碧南火力2号 (70)	姫二火力1号 (49) 姫二火力3号 (49) 姫二火力4号 (49)	福井火力三国 1号 (25) 水力合計 (2.3)	三隅火力1号 (100) 水島火力1号 (29)	阿南火力3号 (45) 阿南火力4号 (45)	川内火力2号 (50) 苅田火力新2 号(38)	-	-	[ ]は同日の最大 -
計画外停止となった火力の機数(他社受電含む)。0内は、その内予防停止の機数	2(1)	2(1)	5(1)	5(1)	4(1)	1(0)	1(0)	2(2)	2(0)	9(3)	15(4)	24(7)
トラブルに起因する出力抑制を行った火力の機数(他社受電含む)。	2	0	9	1	1	0	6	1	1	11	10	21
②12~2月の計画外停止分の平均	13	25	248	150	24	5	43	20	54	285	296	581
③最大需要日の計画外停止実績	10	0	93	205	0	2	22	33	25	103	287	390
今冬の最大需要	534	1,396	4,667	2,324	2,484	526	1,058	503	1,466	6,597	8,361	14,958
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲9.0%	▲8.6%	▲9.8%	▲10.8%	▲6.2%	▲5.1%	▲13.9%	▲20.1%	▲7.5%	▲9.5%	▲9.4%	▲9.5%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲2.3%	▲1.8%	▲5.3%	▲6.5%	▲1.0%	▲1.0%	▲4.0%	▲4.0%	▲3.7%	▲4.3%	▲3.5%	▲3.9%
③が予備率に与える影響	▲1.9%	-	▲2.0%	▲8.8%	-	▲0.4%	▲2.1%	▲6.6%	▲1.7%	▲1.6%	▲3.4%	▲2.6%



# (参考1)火力等の2013年度冬季の計画外停止状況

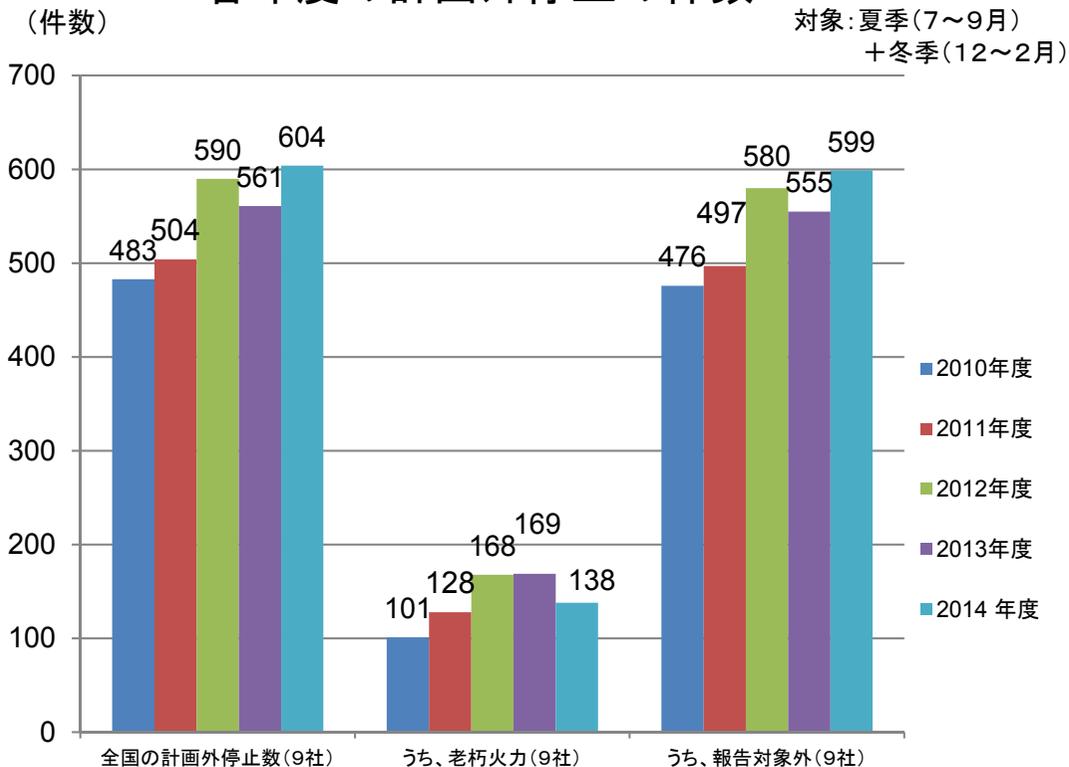
(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12~2月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	133	118	498	183	147	26	151	90	91	749	688	1437
①の発生日	(12/31)	(2/23,24)	(12/27)	(1/28,29)	(2/12)	(1/10)	(12/12)	(12/30-1/2)	(12/22)	[580](12/21)	[339](12/10)	[816](12/29)
[主な計画外停止発電所] ※( )は定格出力。	苫東厚真火力4号(70)	秋田火力3号(35)	常陸那珂火力1号(100)	川越火力1号(70)	舞鶴火力1号(90)	福井火力三国1号(25)	三隅火力1号(100)	阿南火力3号(45)	豊前火力2号(50)	-	-	[ ]は同日の最大 -
	知内火力2号(35)	他社受電(火力)	鹿島火力5号(100)	碧南火力3号(70)	相生火力3号(38)	自社水力	水島火力1号(29)	阿南火力4号(45)	川内火力1号(50)			
			姉崎火力3号(60)		他社受電(火力)			阿南火力4号(45)	苅田火力新2号(38)			
計画外停止となった火力の機数(他社受電含む)。( )内は、その内予防停止の機数	3(2)	4(1)	8(7)	4(0)	2(0)	1(0)	1(0)	2(2)	2(2)	15(10)	12(4)	27(14)
トラブルに起因する出力抑制を行った火力の機数(他社受電含む)。	0	0	1	0	1	0	4	0	1	1	7	8
②12~2月の計画外停止分の平均	31	38	240	66	45	1	53	12	23	310	200	510
③最大需要日の計画外停止実績	1	78	139	90	109	1	30	0	8	218	238	456
今冬の最大需要	540	1,395	4,943	2,365	2,523	516	1,039	487	1,438	6,878	8,368	15,246
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲24.6%	▲8.5%	▲10.1%	▲7.7%	▲5.8%	▲5.0%	▲14.5%	▲18.5%	▲6.3%	▲10.9%	▲8.2%	▲9.4%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲5.7%	▲2.7%	▲4.9%	▲2.8%	▲1.8%	▲0.2%	▲5.1%	▲2.5%	▲1.6%	▲4.5%	▲2.4%	▲3.3%
③が予備率に与える影響	▲0.2%	▲5.6%	▲2.8%	▲3.8%	▲4.3%	▲0.2%	▲2.8%	0.0%	▲0.6%	▲3.2%	▲2.8%	▲3.0%



# (参考2) 震災以降の、火力の計画外停止の推移(2010年度～2014年度)

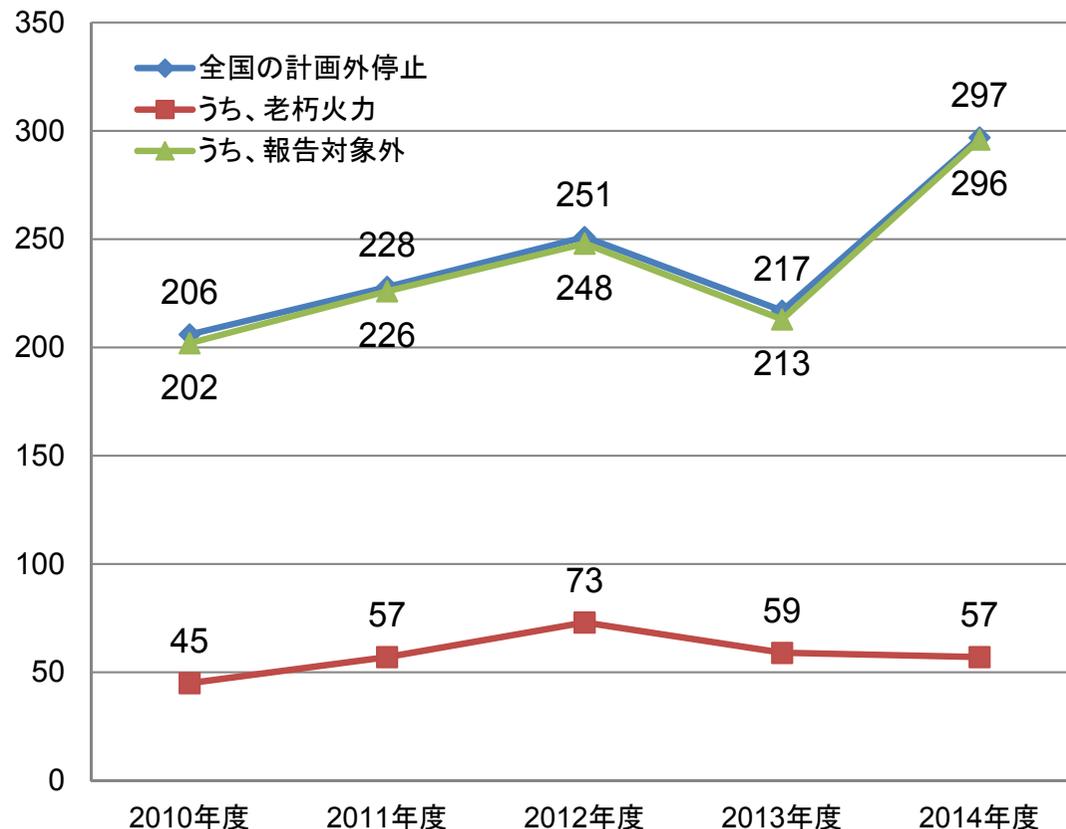
- 震災後は原子力発電所が停止し、火力発電の稼働率が増加。2014年度について、老朽火力の機数および計画外停止の件数は減少したが、依然計画外停止の総数は増加傾向。
- ただし、異音発生に伴う停止等の産業保安監督部に報告義務のない未然防止のための早期対応を含む。

## 各年度の計画外停止の件数



	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
老朽機数	53	55	57	56	48

## 冬季(12～2月、9社計)



注1) 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。

注2) 報告対象：電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。

注3) 老朽火力：2012年に運転開始から40年を経過した火力。

注4) ()内の数字は各年度における老朽火力の機数。

## 2. 供給面の検証(②水力)

○2014年度冬季は、自流式水力については渇水ではなかったため、北海道電力を除いて最大需要日の供給実績は想定を上回った。

○北海道および東京電力管内においては、最大需要発生日において作業停止中の発電所があったことに加え、北海道においては、スノージャム(上流から流下するシャーベット状になった雪)の混入、東京電力においては、需給状況に応じ、貯水池式水力を抑制した運用を行ったため、想定を下回った。

(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	443.6 (323.1)	73.7 (49.5)	188.4 (175.1)	181.5 (98.5)	758.6 (557.8)	158.8 (146.1)	248.6 (192.6)	155.4 (64.8)	59.8 (59.8)	52.0 (36.0)	84.0 (58.5)	1202.2 (880.9)
(最大需要発生日)	-	12月16日	12月17日	2月5日	-	12月18日	12月17日	12月17日	12月17日	12月17日	12月17日	-
②需給検証小委想定 (12月)	454.1 (283.6)	77.1 (53.5)	170.0 (154.0)	207.0 (76.1)	590.2 (387.4)	94.4 (80.2)	215.6 (142.5)	125.5 (52.4)	34.9 (34.9)	43.0 (27.8)	76.8 (49.6)	1044.3 (671.0)
③需給検証小委想定 (1月)	441.3 (270.9)	72.2 (49.5)	157.9 (139.6)	211.2 (81.8)	576.9 (388.1)	88.3 (76.3)	214.6 (145.1)	117.2 (45.2)	44.9 (44.9)	43.2 (28.1)	68.7 (48.5)	1018.2 (659.0)
④需給検証小委想定 (2月)	415.5 (259.4)	72.8 (50.6)	152.2 (134.5)	190.5 (74.3)	558.3 (385.6)	79.3 (72.7)	207.5 (143.4)	114.4 (43.9)	48.6 (48.6)	41.2 (27.6)	67.3 (49.4)	973.8 (645.0)
⑤差分(「最大需要日の実績」-「最大需要が発生した日の月の想定」)	-	▲3.4 (▲4.0)	+18.4 (+21.1)	▲9.0 (+24.2)	-	+64.4 (+65.9)	+33.0 (+50.1)	+29.9 (+12.4)	+24.9 (+24.9)	+9.0 (+8.2)	+7.2 (+8.9)	-

1 ( )内は自流式水力の供給力(L5で供給力を評価)。

2 自流式を除いた供給力については、貯水池式水力の供給力(補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価)。

## 2. 供給面の検証(③太陽光)

- 最大需要発生日時における今冬の太陽光による供給実績は、想定どおり、日中に最大需要が発生した中部電力の138.8万kWのみである。
- 太陽光の供給力の主な増加要因は、①設備導入量の増加、②出力比率の増加が考えられる。
- 設備導入量については、2012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想定より9社計では45.7万kW(約2%)多かったが、一部の電力では想定を下回った。
- 出力比率については、中部電力管内の最大需要発生時間が9時台から10時台となった等、日射量に恵まれ増加したことにより、ピーク時供給力は想定を上回った。

		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	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8	138.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(10-11時)	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	(18-19時)	-
	②需給検証小委想定 (1月)	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
	※カッコ内は時間帯	-	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	(18-19時)	(18-19時)	(18-19時)	-
	差分(①-②)	0.0	0.0	0.0	0.0	+131.7	+131.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	+131.7
太陽光設備 量(万kW)	①最大需要日の実績	727.8	54.7	132.1	541.0	1,288.8	330.7	235.9	33.1	166.2	102.6	420.3	2,016.6
	②需給検証小委想定 (1月)	679.6	67.4	125.5	486.7	1,291.3	339.7	256.5	30.4	163.5	92.1	409.1	1,970.9
	差分(①-②)	+48.2	▲12.7	+6.6	+54.3	▲2.5	▲9.0	▲20.6	+2.7	+2.7	+10.5	+11.2	+45.7
出力比率(% (自家消費+ 供給力)	①最大需要日の実績	-	0.0	0.0	0.0	-	48.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
	②需給検証小委想定 (1月)	-	0.0	0.0	0.0	-	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
	差分(①-②)	-	0.0	0.0	0.0	-	+44.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-

## 2. 供給面の検証(④風力)

○ 設備容量はほぼ想定どおり。風力のピーク時供給力は、風況に恵まれたことにより、想定を上回った。

		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	52.9	19.5	32.0	1.4	57.9	12.6	4.9	5.4	10.6	4.6	19.8	110.8
	②需給検証小委想定	9.2	1.6	5.6	2.0	2.9	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
	差分(①-②)	+43.7	+17.9	+26.4	▲0.6	+55.0	+12.5	+4.5	+5.3	+10.1	+3.9	+18.7	+98.7
風力設備量 (万kW)	①最大需要日の実績	142.6	31.8	72.7	38.1	142.2	23.4	13.7	14.4	30.1	14.5	46.1	284.8
	②需給検証小委想定	140.0	31.9	71.4	36.7	144.8	23.8	13.7	15.1	30.1	15.3	46.8	284.8
	差分(①-②)	+2.6	▲0.1	+1.3	+1.4	▲2.6	▲0.4	0.0	▲0.7	0.0	▲0.8	▲0.7	0.0
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	61.3	44.0	3.7	-	53.8	36.0	37.5	35.2	31.7	43.0	-
	②需給検証小委想定	-	4.9	7.8	5.3	-	0.4	3.0	0.4	1.5	4.9	2.3	-
	差分(①-②)	-	+56.4	+36.2	▲1.6	-	+53.4	+33.0	+37.1	+33.7	+26.8	+40.7	-

### 3. 需要面の検証(①2014年度冬季の需要減少について(全体))

○6電力管内において、想定した定着節電以上の需要減となった。

○一方、中部電力および四国電力は、ピーク時間帯の気温が想定より下回ったことあるいは、急激な冷え込みにより暖房需要が増したことによる需要増の影響、北陸電力は予期せぬ時期の大雪で、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要が重なった影響で需要が急伸したため、想定を上回った。

#### <2014年度冬季の需要減等>

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
<b>節電目標</b> (12月1日～3月31日)	数値目標を伴わない節電								
定着節電 (2014年10月の需給検証 小委員会想定)	▲4.7%	▲2.0%	▲7.7%	▲2.3%	▲4.8%	▲2.8%	▲1.3%	▲4.6%	▲3.7%
<b>最大需要の対2010年度比</b> (ピーク時) ( )は2010年度との気温差	▲7.8% (+5.6 )	▲5.0% (+0.8 )	▲9.4% (▲2.0 )	▲0.8% (▲0.2 )	▲6.8% (+0.5 )	▲0.4% (+0.5 )	▲1.5% (+0.5 )	▲3.2% (▲1.2 )	▲4.4% (+0.5 )
<2014年度冬季>									
最大需要	① 534	① 1,396	① 4,667	① 2,324	① 2,484	① 526	① 1,058	① 503	① 1,466
最大需要日	② 12/16	② 12/17	② 2/5	② 12/18	② 12/17	② 12/17	② 12/17	② 12/17	② 12/17
平均気温 <sup>1</sup>	③ -1.2	③ -0.7	③ 2.1	③ 0.1	③ 2.3	③ 1.4	③ 0.3	③ 4.3	③ 6.3
<2010年度冬季>									
最大需要	① 579	① 1,470	① 5,150	① 2,342	① 2,665	① 528	① 1,074	① 520	① 1,533
最大需要日	② 1/12	② 1/20	② 2/14	② 1/31	② 2/14	② 1/20	② 1/31	② 1/31	② 1/31
平均気温 <sup>1</sup>	③ -6.8	③ -1.5	③ 4.1	③ 0.3	③ 1.8	③ 0.9	③ -0.2	③ 5.5	③ 5.8
<b>最大需要の対2010年度比</b> (気温影響、経済影響等 を補正後)	▲6.9%	▲2.4%	▲8.6%	▲3.2%	▲4.4%	▲2.3%	▲1.5%	▲5.6%	▲3.2%

#### (参考) 需要減少の対2010年度比

<b>需要減少の対2010年度比</b> (期間平均 <sup>2</sup> ) ( )は需要減少量	▲7.6% (▲41)	▲6.2% (▲83)	▲12.2% (▲584)	▲3.4% (▲80)	▲8.1% (▲191)	▲2.9% (▲14)	▲4.5% (▲44)	▲7.7% (▲36)	▲6.6% (▲91)
---	----------------	----------------	------------------	----------------	-----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

1 東京電力は最大需要発生時気温(2014年度の気温は新観測地点での数字)、四国・九州は最高気温

2 12月1日(月)から2月27日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2014年度冬季の各日の需要値を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

# (参考3)2014年度冬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	▲7.6% (▲41)	▲6.2% (▲83)	▲12.2% (▲584)	▲3.4% (▲80)	▲8.1% (▲191)	▲2.9% (▲14)	▲4.5% (▲44)	▲7.7% (▲36)	▲6.6% (▲91)
大口 需要家	▲12% (▲11)	▲9% (▲38)	▲15% (▲237)	▲1% (▲11)	▲10% (▲85)	▲3% (▲7)	▲7% (▲23)	▲8% (▲12)	▲9% (▲32)
小口 需要家	▲6% (▲12)	▲4% (▲18)	▲14% (▲211)	▲4% (▲32)	▲7% (▲54)	▲1% (▲2)	▲5% (▲15)	▲9% (▲11)	▲11% (▲46)
家庭	▲7% (▲18)	▲6% (▲27)	▲8% (▲136)	▲7% (▲37)	▲7% (▲52)	▲4% (▲5)	▲2% (▲6)	▲7% (▲13)	▲2% (▲13)

(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	▲10% (▲12)	▲7% (▲37)	▲12% (▲155)	0% (+4)	▲9% (▲67)	▲2% (▲5)	▲8% (▲26)	▲8% (▲12)	▲5% (▲18)
業務	▲7% (▲11)	▲5% (▲19)	▲16% (▲293)	▲9% (▲47)	▲9% (▲72)	▲4% (▲4)	▲4% (▲12)	▲9% (▲11)	▲14% (▲60)
家庭	▲7% (▲18)	▲6% (▲27)	▲8% (▲136)	▲7% (▲37)	▲7% (▲52)	▲4% (▲5)	▲2% (▲6)	▲7% (▲13)	▲2% (▲13)

12月1日(月)から2月27日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬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4)2014年度冬季(12~2月)の節電影響kWhについて

○ 節電量(kWh)の結果は以下。2014年度冬季は、概ね2013年度冬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	9社計
①2014年度 節電電力量	▲6.2	▲5.5	▲66.4	▲12.0	▲24.6	▲1.3	▲2.0	▲3.1	▲7.8	▲128.9
2014年度 節電率 (①/③)	▲6.9%	▲2.4%	▲8.8%	▲3.6%	▲6.3%	▲1.6%	▲1.2%	▲4.1%	▲3.4%	▲5.5%
②2013年度 節電電力量	▲5.2	▲4.6	▲60.7	▲8.2	▲16.7	▲1.3	▲1.6	▲2.5	▲7.0	▲107.8
2013年度 節電率 (②/③)	▲5.8%	▲2.0%	▲8.1%	▲2.4%	▲4.3%	▲1.6%	▲1.0%	▲3.3%	▲3.0%	▲4.6%
③2010年度 電力量	90.1	225.0	752.6	336.8	387.8	79.9	164.6	75.9	230.2	2342.9

12月分から2月分まで(土日祝日含む)の3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)

○ 北海道電力については、計画調整契約から随時調整契約に移行を図った。東北および九州電力については、最大需要発生日の契約が想定よりも少なかったことによる減。

#### ○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	4.2	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9
②需給検証小委想定	5.5	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	37.3
差分(①-②)	▲1.3	▲3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲16.8	▲21.4

#### (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今冬契約実績	17.8	31.3	160.4	72.6	44.3	20.6	113.0	35.3	36.3	531.6
②需給検証小委想定	14.9	31.3	160.4	72.6	35.1	20.6	113.0	35.3	36.3	519.5
差分(①-②)	2.9	0.0	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1

# (参考5)2014年度冬季の電力需給見通しについて

- 2014年度冬季の電力需給は、①厳寒となるリスクや②直近の経済成長の伸び、③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である。
- 北海道電力管内も予備率11.4%を確保できる見通しであるが、他電力からの電力融通に制約があること等から、昨年と同様に、電源脱落リスクへの特段の対応を行うことが必要である。なお、北海道電力の電気料金の値上げが必要に与える影響も適切に考慮する必要がある。

## 2014年度冬季(2月)の見通し

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

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄 <sup>1</sup>
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,928	557	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,441	115
供給－需要	583	63	125	395	412	137	77	38	87	27	46	995	61
(予備率)	8.4%	11.4%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.4%	53.4%

(参考)北海道電力の電力料金の値上げ<sup>2</sup>が必要に与える影響を勘案した場合

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄 <sup>1</sup>
供給力	7,511	620	1,516	5,375	8,925	2,530	2,612	559	1,135	527	1,562	16,436	176
最大電力需要	6,915	544	1,391	4,980	8,513	2,393	2,535	521	1,048	500	1,516	15,428	115
供給－需要	596	76	125	395	412	137	77	38	87	27	46	1008	61
(予備率)	8.6%	14.0%	9.0%	7.9%	4.8%	5.7%	3.0%	7.2%	8.3%	5.5%	3.0%	6.5%	53.4%

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

2 規制部門において、15.33%値上げすることが認可された。ただし、激変緩和措置として、2014年11月1日から2015年3月31日までは12.43%の値上げ。

## 2014年度冬季の電力需給対策

### (1) 全国(沖縄電力管内を除く)での取組

全国において「**数値目標を伴わない**」**一般的な節電の協力を要請**※<sup>1</sup>することに加え、大規模な電源脱落により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、発電所等の計画外停止のリスクを最小化するため、電力会社に対して、発電設備等の保守・保全を強化することを要請する等の対策を講じる。また、産業界や一般消費者と連動した「**節電・省エネキャンペーン**」を実施する。

※<sup>1</sup> 期間は12月1日から3月31日までの平日9時から21時まで(北海道電力及び九州電力管内については8時から21時まで)

### (2) 北海道における追加的な取組

冬季の北海道の特殊性を踏まえ、計画停電を含む停電を回避するため、**北海道電力**に対して、「**計画停電回避緊急調整プログラム**」※<sup>2</sup>を準備することを要請する。計画停電回避緊急調整プログラムは、過去最大級の電源脱落(137万kW)が発生する場合でも予備率3%以上を確保できるよう、**18万kW**以上の需要削減量を確保することとする。

また、自家発電設備の活用を図るため、北海道において設備の増強等を行う事業者に対して補助を行う。

※<sup>2</sup> 予備率が1%を下回ることが予想される場合に、需要家に生産活動の一時停止や臨時休業等により、大幅に電力の使用を控えてもらう契約

### (3) その他

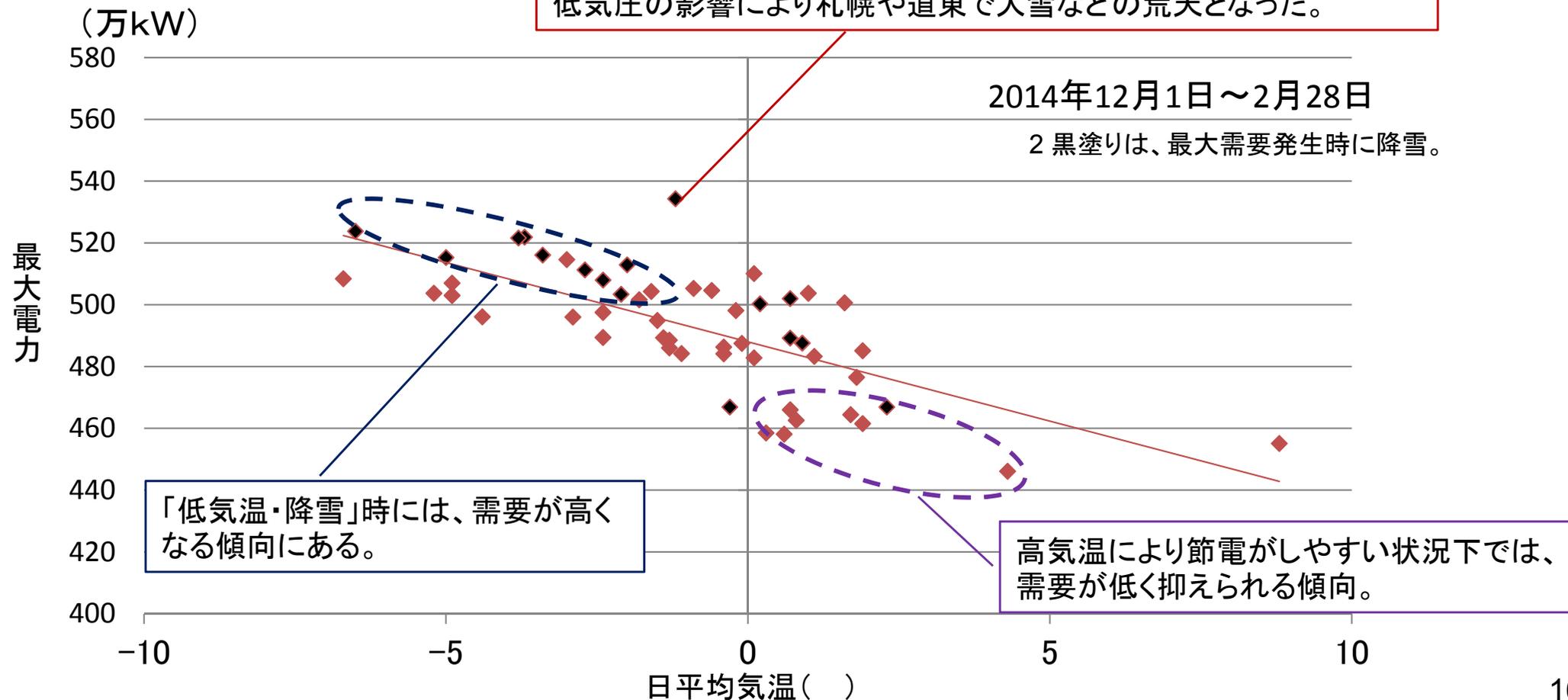
政府は、厳寒による需要の急増や、発電所の計画外停止の状況等を不断に監視し、必要に応じて、**更なる追加的な需給対策**を検討する。特に北海道においては、状況に応じて、**数値目標付きの節電協力要請**を検討する。

### 3. 需要面の検証(北海道電力管内の場合)

- 北海道電力の電気料金の値上げにより、2014年度冬季の需要見通しは、従来の手法により算定された557万kWから、さらに2.4%(約13万kW)低下すると参考で試算<sup>1</sup>された。
- 2014年度冬季の最大電力は、電気料金の値上げによる影響を含めた節電の進展や景気の影響により、見通しに比べて約14万kW低下した。
- 他方、日平均気温と最大電力を比較すると、低気温かつ降雪があった場合には需要が高くなる傾向が見られる。従って、冬季の需要見通しにおいて、最大電力を見通す場合には、こうした傾向について考慮する必要がある。

1電力需給検証小委員会報告書(平成26年10月)

#### <日平均気温と最大電力>



## (参考7) 北海道電力の電気料金の値上げ幅

(参考) 認可された北海道電力の電気料金の値上げ幅

	激変緩和措置の 実施期間 <sup>1</sup> 中	激変緩和措置の 終了後
規制部門	12.43%	15.33%
非規制部門 <sup>2</sup>	(16.48%)	(20.32%)
全体	(14.20%)	(17.62%)

1 平成26年11月1日から平成27年3月31日まで

2 規制部門の値上げ要素をそのまま非規制部門にも当てはめて試算した数字。実際は相対取引によるため個別に異なる。

# 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

# 2014年度冬季の需給実績(全国9社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季			
					①1月見通し(注4)	②2月見通し(注4)	③ピーク需要日	③-①
原子力	3,487	434	246	0	0	0	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,683	13,642	13,097	▲586
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	12,864	13,264	13,240	12,694	▲570
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	125	105	85	▲40
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96	96	96.4	+0.4
うち自家発電買取	146	309	283	248	201	203	225	+24
水力(注1)	992	1,167	1,109	1,128	1,018	974	1,203	+185
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,865	1,866	1,977	+112
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	52	52	282	+230
地熱	28	31	30	31	32	32	31	▲1
太陽光	-	0	13	25	7	8	139	+132
風力	-	7	90	91	11.7	11.5	111.5	+99.8
融通	0	19	50	7	0	0	22	+22
新電力への供給等	▲82	37	0	▲76	▲93	▲95	▲41	+52
<b>供給力 計</b>	17,534	16,561	16,123	16,410	16,528	16,436	16,538	+10
<b>融通前供給力 計</b>	17,534	16,541	16,073	16,403	16,528	16,436	16,516	▲12
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	15,452	15,441	14,958	▲494
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲57	27	▲101	▲101	▲217	▲116
②定着節電	-	-	▲227	▲852	▲746	▲746	▲818	▲72
③気象影響・その他(注3)	-	-	▲78	210	438	427	132	▲306
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,076 (7.0%)	995 (6.4%)	1,578 (10.5%)	-
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	4.0%	3.4%	7.5%	-

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(注3)気象影響分その他、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なども含まれる。

(注4)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季			
					①1月見通し(注4)	②2月見通し(注4)	③ピーク需要日	③-①
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,233	6,169	6,044	▲189
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,855	6,024	5,959	5,821	▲203
うち長期停止 火力の再稼働	—	120	35	35	35	35	32	▲3
うち緊急設置電源	—	155	248	123	89	89	89	0
うち自家発電買取	72	184	152	124	87	87	103	+16
水力(注1)	472	470	390	437	441	416	444	+3
揚水	690	771	820	818	990	985	1,011	+21
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	25	24	69	+44
地熱	11	15	14	14	15	15	15	0
太陽光	—	—	0	0	0	0	0	0
風力	—	—	53	48	9.2	9.0	52.9	+43.7
融通	0	▲1	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲3	▲49	▲82	▲82	▲50	+32
<b>供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,437</b>	<b>7,196</b>	<b>7,405</b>	<b>7,608</b>	<b>7,511</b>	<b>7,517</b>	<b>▲91</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,438</b>	<b>7,196</b>	<b>7,405</b>	<b>7,608</b>	<b>7,511</b>	<b>7,517</b>	<b>▲91</b>
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,939	6,928	6,597	▲342
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	0	—
①経済影響等	—	—	▲8	38	▲42	▲42	▲116	▲74
②定着節電	—	—	▲60	▲515	▲453	▲453	▲519	▲66
③気象影響・その他(注3)	—	—	▲57	156	235	224	33	▲202
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	0	—
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	669 (9.6%)	583 (8.4%)	919 (13.9%)	—
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	—	—	—	—	6.6%	5.4%	—	—

(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2)四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(注3)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なども含まれる。

(注4)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(北海道電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日(12月 16日)	③-①	
原子力	119	95	0	0	0	0	0		
火力	442	451	476	493	494	493	479	▲16	
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	456	447	▲10	IPP停止(10万kW)
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	14	21	23	23	17	▲5	当日の自家発電余剰電力購入減
水力(注1)	72	72	65	62	72	73	74	+2	自流水力の増
揚水	40	30	40	40	59	54	60	+1	12月と1月の運用水位の差
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4	22	+18	
地熱	1	1	2	2	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	1.6	2.2	19.5	+18	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲29	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4	1	+4	当日の新電力への供給減
<b>供給力 計</b>	674	621	606	602	625	620	635	+9	
<b>融通前供給力 計</b>	(674)	(650)	(606)	(602)	(625)	(620)	(635)	(+9)	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	579	568	552	540	557	557	534	▲23	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	545	545	-	-	
①経済影響等	-	-	6	7	5	5	4	▲1	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	-	-	▲30	▲34	▲27	▲27	▲40	▲13	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことなどによる節電の増
③気温影響・その他(注 4)	-	-	▲3	▲12	0	0	▲9	▲9	2010年度の最大需要日の日平均気温(-6.8℃)に対し、今冬の最大需要日の気温(-1.2℃)が高かったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲12	▲12	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	68 (12.3%)	63 (11.4%)	100 (18.8%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%	15.8%	-	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月12日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日、2013年度:1月17日、2014年度:12月16日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(北海道電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日(12月 22日)	③-①	
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	494	493	456	▲39	
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	456	421	▲36	ボイラー付属弁点検による停止(伊達発電所2号機(35万kW))
だうち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	14	21	23	23	20	▲3	当日の自家発電余剰電力購入減
水力(注1)	72	72	65	62	72	73	70	▲3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	59	54	60	+1	12月と1月の運用水位の差
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4	20	+16	
地熱	1	1	2	2	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	1.6	2.2	17.7	+16	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲29	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4	5	+9	卸電力取引所からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>674</b>	<b>621</b>	<b>606</b>	<b>602</b>	<b>625</b>	<b>620</b>	<b>610</b>	<b>▲15</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(674)</b>	<b>(650)</b>	<b>(606)</b>	<b>(602)</b>	<b>(625)</b>	<b>(620)</b>	<b>(610)</b>	<b>(▲15)</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	579	568	552	540	557	557	524	▲33	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	545	545	-	-	
①経済影響等	-	-	6	7	5	5	4	▲1	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	-	-	▲30	▲34	▲27	▲27	▲40	▲13	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことなどによる節電の増
③気温影響・その他(注 4)	-	-	▲3	▲12	0	0	▲19	▲19	2010年度の最大需要日の日平均気温(-6.8℃)に対し、今冬の最小予備率日の気温(-6.5℃)が高かったことなどによる減やその他要因による減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	▲12	▲12	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	68 (12.3%)	63 (11.4%)	87 (16.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%	13.5%	-	

(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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月12日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日、2013年度:1月17日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(東北電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日(12月 17日)	③-①	
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380	1,330	▲55	
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256	1,211	▲51	補修差による減、機器不具合に伴う出力抑制(東新潟港2号:▲3)
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	32	▲3	機器不具合に伴う出力抑制(東新潟港1号:▲3)
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74	74	▲1	気温上昇に伴うガスタービンの出力減
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15	14	▲1	当日の自家発購入減
水力(注1)	184	144	134	184	158	152	188	+31	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	71	71	0	
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18	45	+26	
地熱	10	14	12	12	13	13	13	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	5.6	4.6	32.0	+26.4	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105	▲104	+1	他電力への融通送電の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,528</b>	<b>1,516</b>	<b>1,530</b>	<b>+2</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,528</b>	<b>1,516</b>	<b>1,530</b>	<b>+2</b>	
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>1,470</b>	<b>1,362</b>	<b>1,372</b>	<b>1,395</b>	<b>1,402</b>	<b>1,391</b>	<b>1,396</b>	<b>▲6</b>	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	+5	+5	+3	▲2	景気影響の見込み差
②定着節電	-	-	-	-	▲29	▲29	▲36	▲7	お客さまの節電意識の定着などによる影響
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	-	▲44	▲55	▲41	+3	降雪が多かったことによる増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>90 (6.1%)</b>	<b>74 (5.4%)</b>	<b>144 (10.5%)</b>	<b>174 (12.5%)</b>	<b>126 (9.0%)</b>	<b>125 (9.0%)</b>	<b>134 (9.6%)</b>	-	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	<b>6.0%</b>	<b>6.0%</b>	<b>6.6%</b>	-	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日、2013年度:2月5日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(東北電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日(12月 17日)	③-①	
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380	1,330	▲55	
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256	1,211	▲51	補修差による減、機器不具合に伴う出力抑制(東新潟港2号:▲3)
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	32	▲3	機器不具合に伴う出力抑制(東新潟港1号:▲3)
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	74	74	▲1	気温上昇に伴うガスタービンの出力減
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15	14	▲1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	184	144	134	184	158	152	188	+31	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	71	71	0	
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18	45	+26	
地熱	10	14	12	12	13	13	13	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	5.6	4.6	32.0	+26.4	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105	▲104	+1	他電力への融通送電の減
<b>供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,528</b>	<b>1,516</b>	<b>1,530</b>	<b>+2</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,528</b>	<b>1,516</b>	<b>1,530</b>	<b>+2</b>	
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>1,470</b>	<b>1,362</b>	<b>1,372</b>	<b>1,395</b>	<b>1,402</b>	<b>1,391</b>	<b>1,396</b>	<b>▲6</b>	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	+5	+5	+3	▲2	景気影響の見込み差
②定着節電	-	-	-	-	▲29	▲29	▲36	▲7	お客さまの節電意識の定着などによる影響
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	-	▲44	▲55	▲41	+3	降雪が多かったことによる増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>90 (6.1%)</b>	<b>74 (5.4%)</b>	<b>144 (10.5%)</b>	<b>174 (12.5%)</b>	<b>126 (9.0%)</b>	<b>125 (9.0%)</b>	<b>134 (9.6%)</b>	-	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	<b>6.0%</b>	<b>6.0%</b>	<b>6.6%</b>	-	

(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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:1月18日、2013年度:2月5日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(東京電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③ピーク需 要日(2月5 日)	③-①	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296	4,235	▲119	
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247	4,163	▲142	増出力運転の不実施、需要減に伴う予備停止等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0	0	
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49	72	23	自家発購入増
水力(注1)	216	254	191	191	211	191	182	▲29	出水状況による減
揚水	625	716	755	730	860	860	880	20	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0.3	0.2	8.9	6.5	2.2	2.4	1.6	▲0.6	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	8.7	6.3	2.0	2.2	1.4	▲0.6	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27	53	26	前日スポット等
<b>供給力計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,234</b>	<b>5,455</b>	<b>5,375</b>	<b>5,352</b>	<b>▲103</b>	
<b>融通前供給力計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,234)</b>	<b>(5,455)</b>	<b>(5,375)</b>	<b>(5,352)</b>	<b>(▲103)</b>	
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	<b>5,150</b>	<b>4,966</b>	<b>4,743</b>	<b>4,943</b>	<b>4,980</b>	<b>4,980</b>	<b>4,667</b>	<b>▲313</b>	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲52	▲52	▲123	▲71	想定していたGDP・IIPの伸び率(対2010年度)の差異の影響など GDP : +3.8% → +2.7%、IIP : +0.4% → ▲1.0%
②定着節電	-	-	-	-	▲397	▲397	▲443	▲46	アンケート結果を上回る、前年並みの節電がみられた影響など(前年: ▲446)
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	-	279	279	83	▲196	2013年厳寒(H3発生日0.5°C(当社エリア内加重平均値、北の丸公園へ-では0.3°C))を想定 していたが、今冬のH3発生日の気温が2.7°Cと、想定を上回ったことによる減少など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	<b>535</b> (10.4%)	<b>414</b> (8.3%)	<b>331</b> (7.0%)	<b>292</b> (5.9%)	<b>475</b> (9.5%)	<b>395</b> (7.9%)	<b>685</b> (14.7%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>7.4%</b>	<b>5.3%</b>	<b>4.0%</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.5%</b>	<b>4.9%</b>	<b>11.7%</b>	-	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:1月20日、2012年度:2月19日、2013年度:2月14日、2014年度:2月5日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(東京電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③ピーク需 要日(12月 16日)	③-①	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296	3,961	▲393	
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247	3,895	▲410	増出力運転の不実施、機器不具合に伴う出力抑制、補修作業(南横浜1T等)、計画補修差等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0	0	
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49	66	17	自家発電購入増
水力(注1)	216	254	191	191	211	191	223	12	出水状況による増
揚水	625	716	755	730	860	860	725	▲135	計画補修差(葛野川1.2G)、日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0.3	0.2	8.9	6.5	2.2	2.4	4.6	2.4	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	8.7	6.3	2.0	2.2	4.4	2.2	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27	29	2	常時バックアップ 他
<b>供給力 計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,234</b>	<b>5,455</b>	<b>5,375</b>	<b>4,943</b>	<b>▲512</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,234)</b>	<b>(5,455)</b>	<b>(5,375)</b>	<b>(4,943)</b>	<b>(▲512)</b>	
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>5,150</b>	<b>4,966</b>	<b>4,743</b>	<b>4,943</b>	<b>4,980</b>	<b>4,980</b>	<b>4,613</b>	<b>▲367</b>	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲52	▲52	▲123	▲71	想定していたGDP・IIPの伸び率(対2010年度)の差異の影響など GDP: +3.8% → +2.7%、IIP: +0.4% → ▲1.0%
②定着節電	-	-	-	-	▲397	▲397	▲443	▲46	アンケート結果を上回る、前年並みの節電がみられた影響など(前年: ▲446)
③気温影響・その他(注4)	-	-	-	-	279	279	29	▲250	2013年厳寒(H3発生日0.5°C(当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは0.3°C))を想定していたが、今冬の最小予備率日の気温が3.4°Cと、想定を上回ったことによる減少など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>535 (10.4%)</b>	<b>414 (8.3%)</b>	<b>331 (7.0%)</b>	<b>292 (5.9%)</b>	<b>475 (9.5%)</b>	<b>395 (7.9%)</b>	<b>330 (7.2%)</b>	-	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>7.4%</b>	<b>5.3%</b>	<b>4.0%</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.5%</b>	<b>4.9%</b>	<b>4.2%</b>	-	

(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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:1月20日、2012年度:2月19日、2013年度:2月14日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(中西6社)

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク需要日)	2014年度冬季			
					①1月見通し(注 4)	②2月見通し(注 4)	③ピーク需要日	③-①
原子力	1,859	93	246	0	0	0	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,450	7,473	7,053	▲397
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,009	7,240	7,281	6,873	▲367
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	90	70	53	▲37
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7	7	7.4	+0.4
うち自家発電買取	74	125	131	124	114	116	122	+8
水力(注1)	520	697	719	691	577	558	759	+182
揚水	952	1,005	988	975	875	881	966	+91
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	27	28	213	+186
地熱	17	16	16	17	17	17	16	▲1
太陽光	-	0	13	25	7	8	139	+132
風力	-	7	37	44	2.5	2.5	58.6	+56.1
融通	0	20	50	7	0	0	22	+22
新電力への供給等	52	11	3	▲27	▲11	▲13	9	+20
<b>供給力 計</b>	9,615	9,124	8,927	9,005	8,920	8,925	9,021	+111
<b>融通前供給力 計</b>	9,615	9,103	8,877	8,998	8,920	8,925	8,999	+79
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	8,662	8,576	8,090	8,368	8,513	8,513	8,361	▲152
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲167	▲337	▲59	▲59	▲101	▲42
②定着節電	-	-	▲21	54	▲293	▲293	▲299	▲6
③気象影響・その他(注3)	-	-	-	-	203	203	99	▲104
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	407 (4.8%)	412 (4.8%)	659 (7.9%)	-
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	1.8%	1.8%	-	-

(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) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(注3) 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なども含まれる。

(注4) 平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(中部電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日(12月 18日)	③-①	
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	—
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244	2,120	▲189	—
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212	2,105	▲152	定期点検差:▲25万kW、計画外停止:▲104万kW、増出力未実施他:▲23万kW
うち長期停止 火力の再稼働	—	53	15	53	52	31	15	▲37	計画外停止:▲38万kW
うち緊急設置電源	—	—	—	—	—	—	—	—	—
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	0	—
水力(注1)	111	90	87	92	88	79	159	71	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	287	290	249	▲38	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8	151	144	—
地熱	—	—	—	—	—	—	—	—	—
太陽光	—	—	2	20	7	8	139	132	日射量に恵まれたことによる増
風力	—	—	2	6	0	0	13	13	風力発電実績分
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76	▲48	75	融通送電減(関西電力への送電:3万kW、九州電力への送電:71万kW)
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15	▲25	▲9	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,490</b>	<b>2,553</b>	<b>2,530</b>	<b>2,606</b>	<b>53</b>	—
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>(2,675)</b>	<b>(2,606)</b>	<b>(2,654)</b>	<b>▲21</b>	—

<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393	2,324	▲69	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	▲38	34	40	40	15	▲25	消費税率引き上げに伴う駆け込み需要の反動が当初予想より長引いたため
②定着節電	—	—	▲65	▲65	▲55	▲55	▲75	▲20	節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加
③気温影響・その他(注 4)	—	—	19	54	66	66	42	▲24	厳寒基準並みの気象状況とならなかったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)	282 (12.1%)	—	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%	9.1%	—	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月18日、2013年度:2月14日、2014年度:12月18日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(中部電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日(3月1 0日)	③-①	
原子力	180	0	0	0	0	0	0.0	0.0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244	1,857	▲452	-
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212	1,857	▲400	定期点検差:▲172万kW、計画外停止:▲209万kW、増出力未実施他:▲19万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	53	15	53	52	31	0	▲52	定期点検差:▲15万kW、計画外停止:▲38万kW
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	111	90	87	92	88	79	150	62	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	287	290	306	19	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8	15	8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	2	20	7	8	0	▲7	点灯ピーク(19h)により発電が見込めなかったことによる減
風力	-	-	2	6	0	0	15	15	風力発電実績分
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76	▲70	52	融通送電減(関西電力への送電:3万kW、九州電力への送電:49万kW)
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15	▲37	▲20	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,490</b>	<b>2,553</b>	<b>2,530</b>	<b>2,222</b>	<b>▲332</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>(2,675)</b>	<b>(2,606)</b>	<b>(2,292)</b>	<b>(▲384)</b>	-

<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393	2,129	▲264	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	▲38	34	40	40	15	▲25	消費税率引き上げに伴う駆け込み需要の反動が当初予想より長引いたため
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲55	▲55	▲75	▲20	節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加
③気温影響・その他(注 4)	-	-	19	54	66	66	▲153	▲219	厳寒基準並みの気象状況とならなかったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)	93 (4.4%)	-	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%	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2)2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月18日、2013年度:2月14日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(関西電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注6)	②2月 見通し (注6)	③ピーク需 要日(12月 17日)	③-①	
原子力	805	93	246	0	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080	1,955	▲116	
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995	1,863	▲124	1月と12月における補修量の差(姫二既設6G定期点検(60万kW)、他社火力補修停止)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79	86	+7	当日の自家発電購入増
水力(注1)	142	283	261	240	215	208	249	+34	出水による増
揚水	365	359	361	390	268	265	388	+121	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0	5	+5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	4	0	0	0	0	
風力	-	-	4	6	0	0	5	+5	風力発電実績
融通	0	100	0	149	41	46	35	▲6	1月と12月における受電量の差
新電力への供給等(注4)	97	20	3	7	17	14	▲16	▲33	卸電力取引所における取引量の差等
<b>供給力 計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,692</b>	<b>2,612</b>	<b>2,612</b>	<b>2,616</b>	<b>+4</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,699)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,543)</b>	<b>(2,571)</b>	<b>(2,566)</b>	<b>(2,581)</b>	<b>+10</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535	2,484	▲51	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)									
①経済影響等	-	-	-	-	▲25	▲25	▲63	▲38	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	-	▲129	▲129	▲118	+11	例年にない初冬の寒波に伴う暖房需要増等
③気温影響・その他(注5)	-	-	-	-	24	24	0	▲24	2011年並(1.9℃)の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温(2.3℃)が高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)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)	131 (5.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%	2.3%	-	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:2月14日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日、2013年度:2月14日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

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

(注5) 気象影響分その他、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なども含まれる。

(注6) 平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(関西電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注6)	②2月 見通し (注6)	③最小予備 率日(12月 17日)	③-①	
原子力	805	93	246	0	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080	1,955	▲116	
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995	1,863	▲124	1月と12月における補修量の差(姫二既設6G定期点検(60万kW)、他社火力補修停止)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79	86	+7	当日の自家発電購入増
水力(注1)	142	283	261	240	215	208	249	+34	出水による増
揚水	365	359	361	390	268	265	388	+121	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0	5	+5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	4	0	0	0	0	
風力	-	-	4	6	0	0	5	+5	風力発電実績
融通	0	100	0	149	41	46	35	▲6	1月と12月における受電量の差
新電力への供給等(注4)	97	20	3	7	17	14	▲16	▲33	卸電力取引所における取引量の差等
<b>供給力 計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,692</b>	<b>2,612</b>	<b>2,612</b>	<b>2,616</b>	<b>+4</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,699)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,543)</b>	<b>(2,571)</b>	<b>(2,566)</b>	<b>(2,581)</b>	<b>+10</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535	2,484	▲51	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)									
①経済影響等	-	-	-	-	▲25	▲25	▲63	▲38	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	-	▲129	▲129	▲118	+11	例年になく初冬の寒波に伴う暖房需要増等
③気温影響・その他(注 6)	-	-	-	-	24	24	0	▲24	2011年並(1.9℃)の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温(2.3℃)が高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)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)	131 (5.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%	2.3%	-	

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

(注3)四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

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

(注5)気象影響分その他、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なども含まれる。

(注6)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(北陸電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日(12月 17日)	③-①	
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	420	443	394	▲26	
うち常設されている 火力	360	440	400	438	418	441	391	▲26	富山新港2号(50万kW)の定期点検による減など
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	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3	3	0	
水力(注1)	111	118	135	152	117	114	155	38	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	7	5	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0	5	5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	0	0	5	5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5	0	0	
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1	1	1	新電力等からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>564</b>	<b>542</b>	<b>559</b>	<b>561</b>	<b>19</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>573</b>	<b>555</b>	<b>579</b>	<b>542</b>	<b>564</b>	<b>561</b>	<b>19</b>	
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>528</b>	<b>526</b>	<b>505</b>	<b>516</b>	<b>521</b>	<b>521</b>	<b>526</b>	<b>5</b>	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲3	▲3	▲2	1	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	-	-	-	-	▲15	▲15	▲12	3	12月に例年になく急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要が重なって伸びたこと等
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	-	11	11	12	1	2011年度並みの厳寒(0.0℃)に対して、今冬の最大需要日の気温(1.4℃)は高かったものの、降雪等の要因による増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>96 (18.1%)</b>	<b>38 (7.3%)</b>	<b>50 (10.0%)</b>	<b>48 (9.2%)</b>	<b>21 (4.0%)</b>	<b>38 (7.2%)</b>	<b>35 (6.6%)</b>	<b>14 (2.6%)</b>	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>15.1%</b>	<b>4.3%</b>	<b>7.0%</b>	<b>6.2%</b>	<b>1.0%</b>	<b>4.2%</b>	<b>3.6%</b>	<b>2.6%</b>	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日、2013年度:2月5日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5) 平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(北陸電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日(12月 17日)	③-①	
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	420	443	394	▲26	
うち常設されている 火力	360	440	400	438	418	441	391	▲26	富山新港2号(50万kW)の定期点検による減など
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	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3	3	0	
水力(注1)	111	118	135	152	117	114	155	38	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	7	5	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0	5	5	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	0	0	5	5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5	0	0	
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1	1	1	新電力等からの受電増
<b>供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>564</b>	<b>542</b>	<b>559</b>	<b>561</b>	<b>19</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>624</b>	<b>573</b>	<b>555</b>	<b>579</b>	<b>542</b>	<b>564</b>	<b>561</b>	<b>19</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	528	526	505	516	521	521	526	5	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲3	▲3	▲2	1	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	-	-	-	-	▲15	▲15	▲12	3	12月に例年になく急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要が重なって伸びたこと等
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	-	11	11	12	1	2011年度並みの厳寒(0.0℃)に対して、今冬の最大需要日の気温(1.4℃)は高かったものの、降雪等の要因による増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	21 (4.0%)	38 (7.2%)	35 (6.6%)	14 (2.6%)	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	1.0%	4.2%	3.6%	2.6%	

(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～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日、2013年度:2月5日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(中国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日(12月 17日)	③-①	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,006	992	1,019	945	▲47	
うち常設されている 火力	965	1,046	954	995	978	1,005	929	▲50	需給安定に伴う停止(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	1	1	11	11	14	14	17	2	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	65	45	49	60	15	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	125	103	106	107	4	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	1	1	11	10	
地熱	—	—	—	—	—	—	—	—	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	0	
風力	0	7	15	4.7	0.5	0.5	10.6	10.1	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	0	▲13	▲12	▲35	0	12	融通送電の減(関西向け送電が3万kW減, 九州向け送電が9万kW減)
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲11	▲4	▲4	▲8	▲4	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,176</b>	<b>1,125</b>	<b>1,135</b>	<b>1,115</b>	<b>▲11</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,189)</b>	<b>(1,137)</b>	<b>(1,170)</b>	<b>(1,115)</b>	<b>▲23</b>	
<b>需要想定 (①、②、③加味)</b>	<b>1,074</b>	<b>1,045</b>	<b>995</b>	<b>1,039</b>	<b>1,048</b>	<b>1,048</b>	<b>1,058</b>	<b>10</b>	
<b>需要想定 (①、②、③、④加味)</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	
①経済影響等	—	—	—	▲21	▲31	▲31	▲20	11	機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	—	—	—	▲16	▲14	▲14	▲16	▲2	お客様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)	—	—	—	2	19	19	20	1	2011年度並みの厳冬(▲0.8℃)見通しに対して、今冬の最大需要日の気温(0.3℃)は高かったものの、急激な気温の低下に伴う需要の増などによる。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	
<b>需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)</b>	<b>123 (11.4%)</b>	<b>89 (8.5%)</b>	<b>167 (16.7%)</b>	<b>137 (13.2%)</b>	<b>77 (7.4%)</b>	<b>87 (8.3%)</b>	<b>57 (5.4%)</b>	<b>—</b>	
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>8.4%</b>	<b>5.5%</b>	<b>13.7%</b>	<b>10.2%</b>	<b>4.4%</b>	<b>5.3%</b>	<b>2.4%</b>	<b>—</b>	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:12月25日、2013年度:2月6日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(中国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日(12月 17日)	③-①	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	827	992	1,019	945	▲47	
うち常設されている 火力	965	1,046	954	805	978	1,005	929	▲50	需給安定に伴う停止(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	1	1	11	22	14	14	17	2	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	60	45	49	60	15	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	91	103	106	107	4	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・風力	0	7	18	16	1	1	11	10	
地熱	—	—	—	—	—	—	—	—	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	0	
風力	0	7	15	15.7	0.5	0.5	10.6	10.1	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	0	0	▲12	▲35	0	12	融通送電の減(関西向け送電が3万kW減, 九州向け送電が9万kW減)
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲5	▲4	▲4	▲8	▲4	卸電力取引所への売電増
<b>供給力 計</b>	1,196	1,134	1,162	988	1,125	1,135	1,115	▲11	
<b>融通前供給力 計</b>	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(988)	(1,137)	(1,170)	(1,115)	▲23	
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	1,074	1,045	995	907	1,048	1,048	1,058	10	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	—	▲21	▲31	▲31	▲20	11	機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	—	—	—	▲16	▲14	▲14	▲16	▲2	お客様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)	—	—	—	▲130	19	19	20	1	2011年度並みの厳冬(▲0.8℃)見通しに対して、今冬の最大需要日の気温(0.3℃)は高かったものの、急激な気温の低下に伴う需要の増などによる。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	81 (9.0%)	77 (7.4%)	87 (8.3%)	57 (5.4%)	—	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	6.0%	4.4%	5.3%	2.4%	—	

(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2)2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:12月25日、2013年度:12月11日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(四国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③ピーク 需要日 (12月17日)	③-①	
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	457	462	452	▲5	
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	449	445	▲1	当日の他社火力受電減等
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	1	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12	7	▲5	当日の自家発電購入減
水力(注1)	41	45	61	52	43	41	52	9	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	34	37	37	38	1	出水に恵まれたことによる増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1	5	4	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	4	1	1	5	4	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13	▲11	1	淡路島への融通減等
<b>供給力 計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>529</b>	<b>525</b>	<b>527</b>	<b>535</b>	<b>10</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(529)</b>	<b>(525)</b>	<b>(527)</b>	<b>(535)</b>	<b>(535)</b>	
<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	520	522	477	487	500	500	503	3	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	▲4	▲6	▲12	▲12	▲7	5	大口の実績増など
②定着節電	—	—	▲27	▲27	▲24	▲24	▲29	▲5	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)	—	—	▲12	0	16	16	19	3	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7℃)並の想定に対し、当日最高気温は+0.6℃であったものの、各地で初雪を観測するなど急激に冷え込み需要がかかったことによる増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	25 (5.1%)	27 (5.5%)	32 (6.3%)	6 (1.3%)	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	—	—	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月19日、2013年度:2月6日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(四国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③.最小 予備率日 (12月17日)	③-①	
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	457	462	452	▲5	
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	449	445	▲1	当日の他社火力受電減等
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	1	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12	7	▲5	当日の自家発電購入減
水力(注1)	41	45	61	52	43	41	52	9	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	34	37	37	38	1	出水に恵まれたことによる増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1	5	4	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	4	1	1	5	4	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13	▲11	1	淡路島への融通減等
<b>供給力 計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>529</b>	<b>525</b>	<b>527</b>	<b>535</b>	<b>10</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(529)</b>	<b>(525)</b>	<b>(527)</b>	<b>(535)</b>	<b>(535)</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	520	522	477	487	500	500	503	3	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	▲4	▲6	▲12	▲12	▲7	5	大口の実績増など
②定着節電	—	—	▲27	▲27	▲24	▲24	▲29	▲5	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)	—	—	▲12	0	16	16	19	3	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7℃)並の想定に対し、当日最高気温は+0.6℃であったものの、各地で初雪を観測するなど急激に冷え込み需要がかかったことによる増
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	25 (5.1%)	27 (5.5%)	32 (6.3%)	6 (1.3%)	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	—	—	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

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

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(九州電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③ピーク 需要日 (12月17日)	③-①	
原子力	365	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,201	1,225	1,187	▲14	
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,201	1,196	1,156	1,179	1,140	▲16	補修差による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8	9	+1	当日の自家発電購入増
水力(注1)	75	110	117	90	69	67	84	+15	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	115	175	176	179	+4	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	18	18	36	+18	
地熱	17	16	16	17	17	17	16	▲1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	16	1	1	20	+19	風況による増
融通	0	40	55	35	93	70	35	▲58	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	15	6	16	37	6	6	68	+62	卸電力取引所からの調達増
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,554</b>	<b>1,562</b>	<b>1,562</b>	<b>1,588</b>	<b>+26</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,519)</b>	<b>1,469</b>	<b>1,492</b>	<b>1,553</b>	<b>+84</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,516	1,516	1,466	▲50	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	▲7	▲5	▲28	▲28	▲24	+4	想定していた離脱需要の差異(2010年度差:▲26万kW→▲20万kW)などによる増
②定着節電	-	-	▲75	▲63	▲56	▲56	▲49	+7	最大需要日(12/17)が冬季計画調整契約の期間外であったことなどによる増
③気温影響・その他(注4)	-	-	▲28	▲27	+67	+67	+6	▲61	2011年度厳寒並み(最高気温2.1℃)の想定に対し、当日最高気温は6.3℃(+4.2℃)となったことなどによる減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	46 (3.0%)	46 (3.0%)	122 (8.3%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	5.0%	-	-	-	-	

(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～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日、2013年度:2月13日、2014年度:12月17日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(九州電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通し (注5)	②2月 見通し (注5)	③最小予備 率日 (3月10日)	③-①	
原子力	365	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,246	1,201	1,225	1,009	▲192	
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,201	1,199	1,156	1,179	962	▲194	自社火カトラブル、補修差等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8	9	+2	
水力(注1)	75	110	117	100	69	67	90	+22	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	118	175	176	170	▲5	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	20	35	18	18	32	+14	
地熱	17	16	16	17	17	17	17	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	18	1	1	15	+14	風況による増
融通	0	40	55	0	93	70	35	▲58	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	15	6	16	50	6	6	94	+88	卸電力取引所からの調達増
<b>供給力 計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,550</b>	<b>1,562</b>	<b>1,562</b>	<b>1,429</b>	<b>▲133</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,550)</b>	<b>1,469</b>	<b>1,492</b>	<b>1,394</b>	<b>▲75</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	1,533	1,538	1,423	1,436	1,516	1,516	1,368	▲148	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	▲7	▲5	▲28	▲28	▲24	+4	想定していた離脱需要の差異(2010年度差:▲26万kW→▲20万kW)などによる増
②定着節電	-	-	▲75	▲63	▲56	▲56	▲49	+7	
③気温影響・その他(注4)	-	-	▲28	▲29	+67	+67	▲92	▲159	2011年度厳寒並み(最高気温2.1℃)の想定に対し、当日最高気温は7.9℃(+5.8℃)となったことなどによる減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	114 (7.9%)	46 (3.0%)	46 (3.0%)	61 (4.5%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	4.9%	-	-	-	-	

(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)2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日、2012年度:2月8日、2013年度:2月18日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(沖縄電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③ピーク需 要日 (2月9日)	③-②	
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
うち常設されている 火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	定検実績に伴う減 (具志川2号、石川GT1号、牧港GT1号、吉の浦1号、電発石川1号、電発石川2号 18万kW)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	
水力(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱・太陽光・風力	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	-	0	0	0	0	0	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>供給力 計</b>	<b>144</b>	<b>139</b>	<b>159</b>	<b>154</b>	<b>173</b>	<b>176</b>	<b>159</b>	<b>▲17</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	114	108	106	108	117	115	114	▲1	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲6	2	2	▲3	▲5	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	0	1	▲1	3	4	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	56 (48.2%)	61 (53.4%)	46 (40.4%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	45.2%	50.4%	37.4%	-	

(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2)2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:1月25日、2012年度:3月23日、2013年度:2月10日、2014年度:2月9日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

# 2014年度冬季の需給実績(沖縄電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2011年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2012年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2013年度 冬季実績 (ピーク 需要日)	2014年度冬季				備考(差分理由等)
					①1月 見通 し(注5)	②2月 見通 し(注5)	③最小予備 率日 (2月9日)	③-②	
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
うち常設されている 火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	定検実績に伴う減 (具志川2号、石川GT1号、牧港GT1号、吉の浦1号、電発石川1号、電発石川2号 18万kW)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	
水力(注1)	-	-	-	-	-	-	-	-	
揚水	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱・太陽光・風力	-	-	-	-	-	-	-	-	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	-	0	0	0	0	0	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>供給力 計</b>	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
<b>融通前供給力 計</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	

<b>需要想定</b> (①、②、③加味)	114	108	106	108	117	115	114	▲1	
<b>需要想定</b> (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	▲6	2	2	▲3	▲5	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	
③気温影響・その他(注 4)	-	-	-	0	1	▲1	3	4	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (①、②、③加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	56 (48.2%)	61 (53.4%)	46 (40.4%)	-	
<b>要解消ギャップ</b> 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	45.2%	50.4%	37.4%	-	

(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2)2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:1月25日、2012年度:3月23日、2013年度:2月10日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計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なども含まれる。

(注5)平成26年10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>

○2月下旬から3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、2014年度冬季の需給見通しが厳しかった北海道、関西及び九州電力を例に、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。)

### 【回答数】

端数処理の関係で合計が100%にならない場合がある。

	大口需要家	小口需要家	家庭
北海道電力	361件	277件	1,000件
東北電力	441件	398件	1,400件
東京電力	669件	311件	1,879件
中部電力	595件	561件	1,000件
関西電力	463件	395件	1,071件
北陸電力	367件	323件	1,000件
中国電力	391件	558件	1,000件
四国電力	303件	306件	1,046件
九州電力	431件	391件	1,000件

# 目次

## (1)大口需要家

1. 2014年度冬季の節電の実施の有無……46
2. 節電を実施した理由……47
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……48
4. 実施した節電の内容……49
5. 節電による企業活動への影響……50
6. 2015年度冬季の節電の継続……51
7. 2015年度冬季に節電を継続する場合における、  
2014年度冬季と同様の節電取組可能性……52
8. 無理がないと思われる節電目標……53
9. 節電を継続する理由……54
10. 2014年度夏季の節電の実施の有無 ……55
11. 2015年度夏季の節電の継続……56
12. 2015年度夏季も節電を行う場合における、  
2014年度夏季と同様の節電取組可能性……57
13. 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……58

## (2)小口需要家

1. 2014年度冬季の節電の実施の有無……61
2. 節電を実施した理由……62
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……63
4. 実施した節電の内容……64
5. 節電による企業活動への影響……65
6. 2015年度冬季の節電の継続……66
7. 2015年度冬季に節電を継続する場合における、  
2014年度冬季と同様の節電取組可能性……67
8. 無理がないと思われる節電目標……68
9. 節電を継続する理由……69
10. 2014年度夏季の節電の実施の有無 ……70
11. 2015年度夏季の節電継続……71
12. 2015年度夏季も節電を行う場合における、  
2014年度夏季と同様の節電取組可能性……72
13. 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……73

## (3)家庭

1. 2014年度冬季の節電の実施の有無……76
2. 節電を実施した理由……77
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……78
4. 実施した節電内容……79
5. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯……80
6. 特に寒さが厳しい日の朝、夕方ピーク時間帯における  
エアコン等の節電……81
7. 2015年度冬季の節電の継続……82
8. 2015年度冬季も節電を継続する場合における、  
2014年度冬季と同様の節電取組可能性……83
9. 無理がないと思われる節電幅……84
10. 節電を継続する理由……85
11. でんき予報の活用……86
12. 2014年度夏季の節電の実施の有無……87
13. 2015年度夏季の節電の継続……88
14. 2015年度夏季に節電を継続する場合における、  
2014年度夏季と同様の節電取組可能性……89

# 大口需要家のご協力

# 大口需要家(契約電力500kW以上)の概要

## <2014年度冬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「2014年度冬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、「2015年度冬季も節電を継続する」と回答。  
・他方、2014年度冬季同様の節電は困難との声が**約3%**みられる。
- ③ 「無理がないと思われる節電目標」は10%未満が大多数。  
・**約7割**が「無理がないと思われる節電目標」として5%未満(このうち、0%は2割程度)と回答。
- ④ 2015年度冬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2割程度見られた。
- ⑤ 2014年度冬季の節電については、**約7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、自家発稼働によるコスト増などの声も少なからずあった。

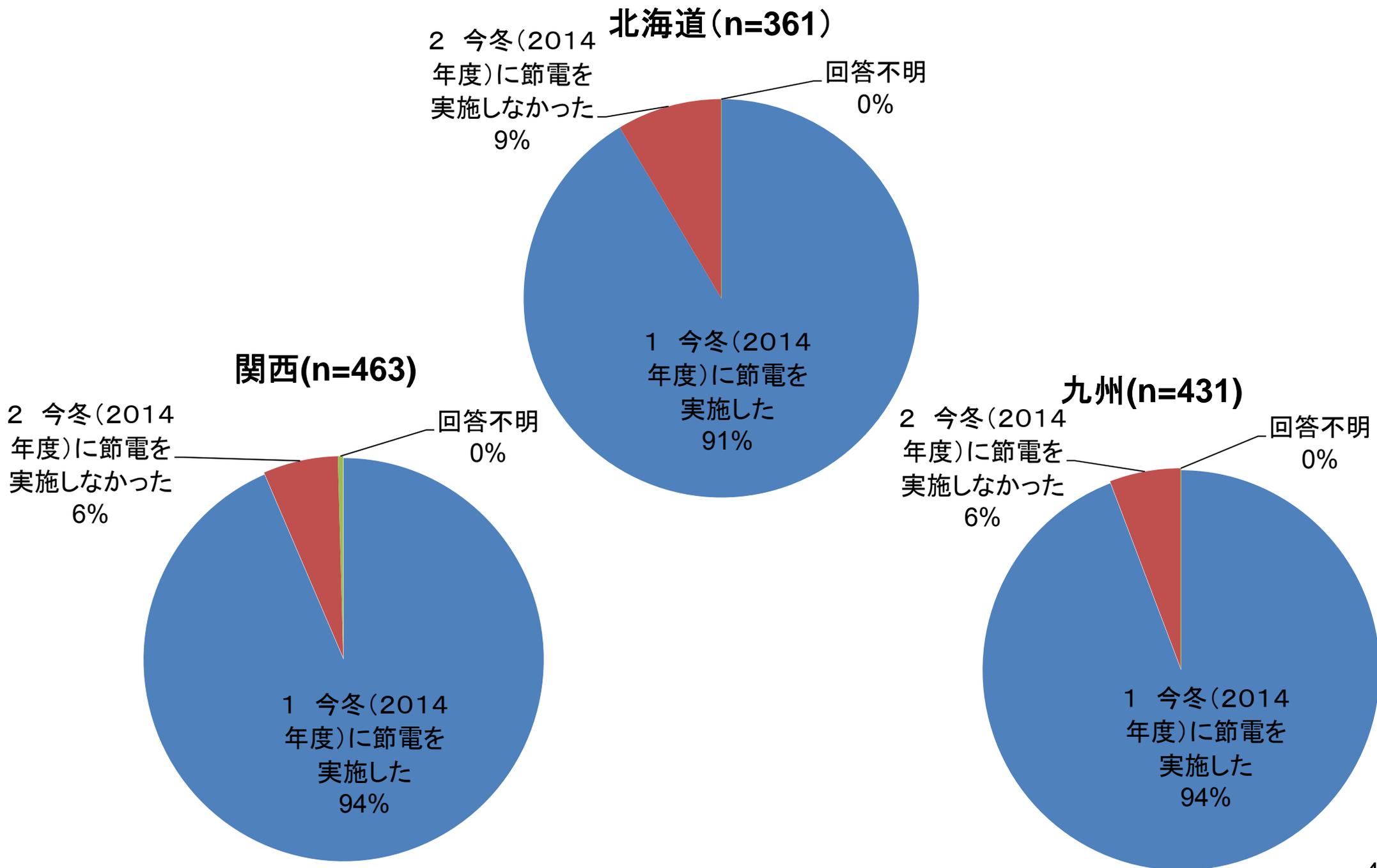
## <参考:2014年度冬季の大口需要家の需要減少>

単位(万kW)

	北海道電力	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	数値目標を伴わない 節電要請
節電効果 ( )内の単位:万kW	▲12% (▲11)	▲10% (▲85)	▲9% (▲32)

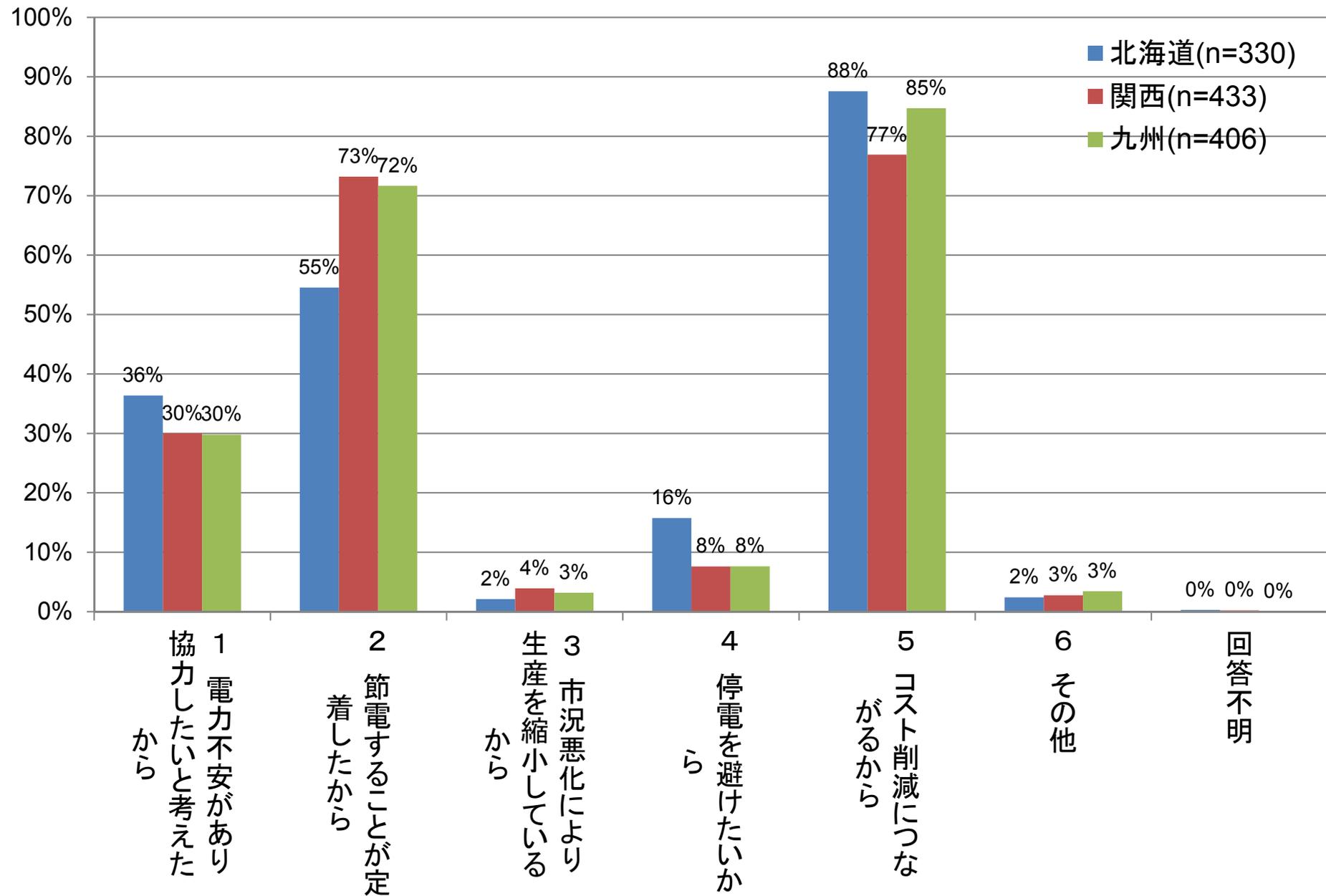
12月1日(月)から2月27日(金)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2014年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを示す。

# 1. 2014年度冬季の節電の実施の有無



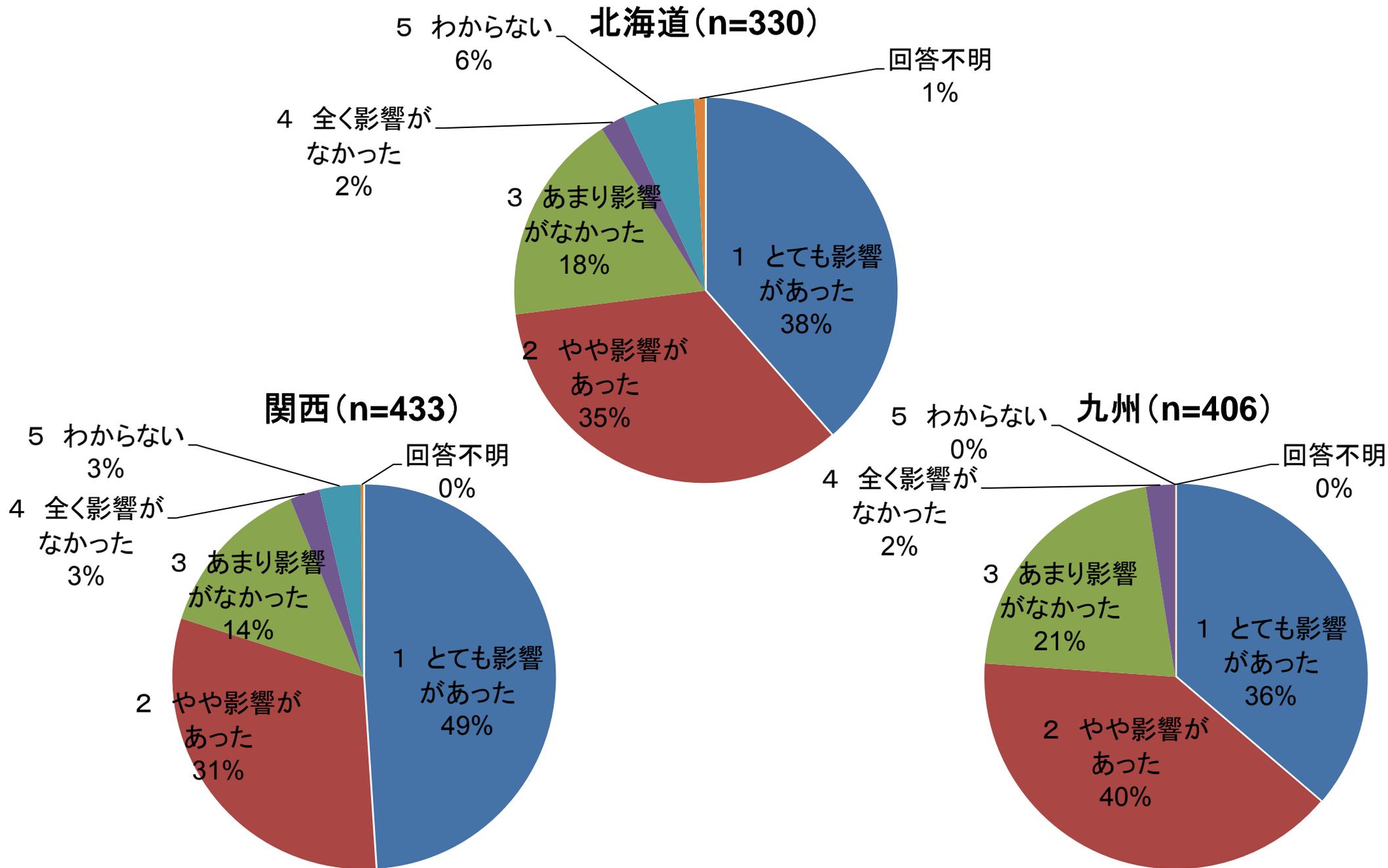
## 2. 節電を実施した理由(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



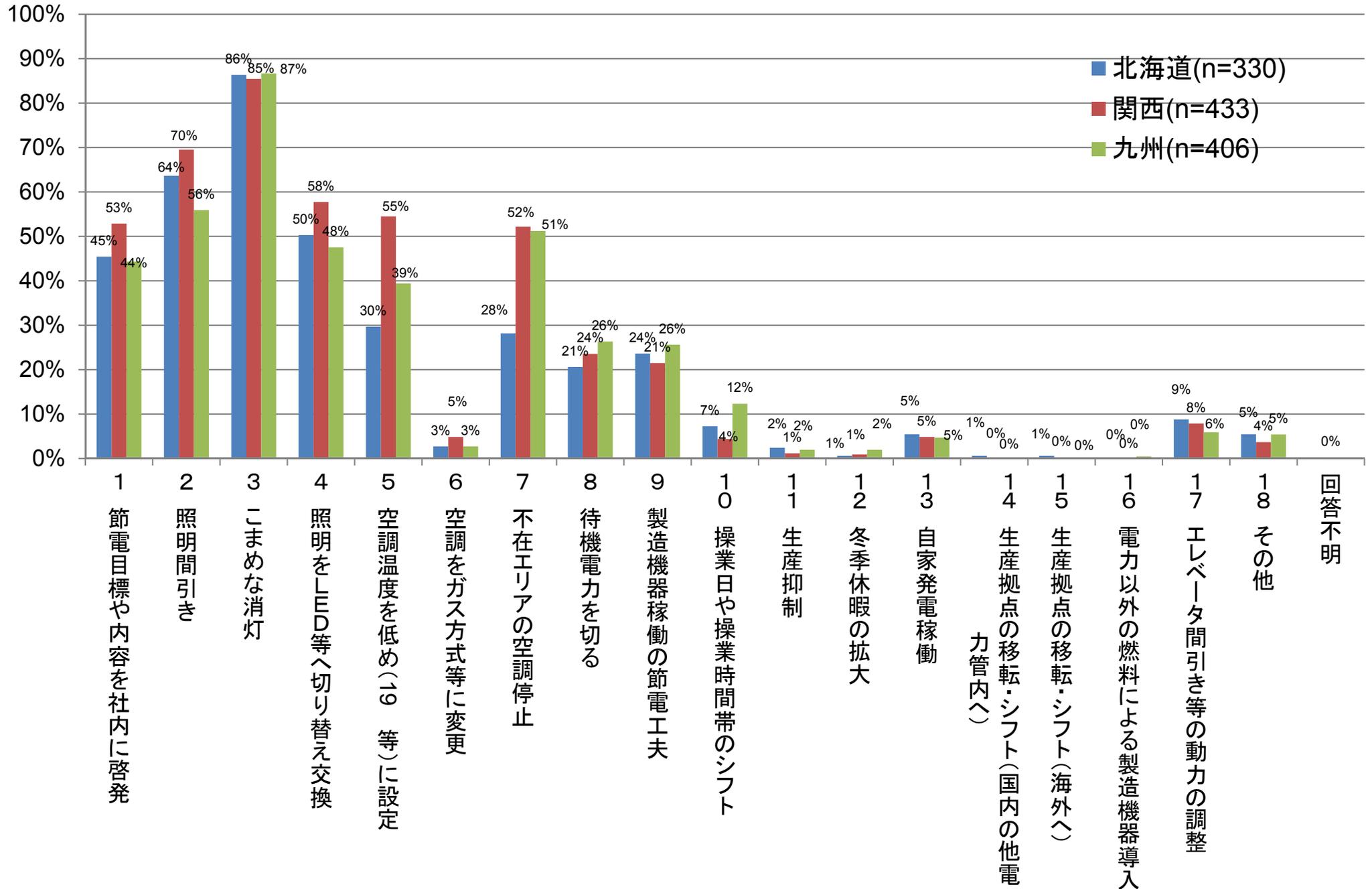
### 3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

#### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



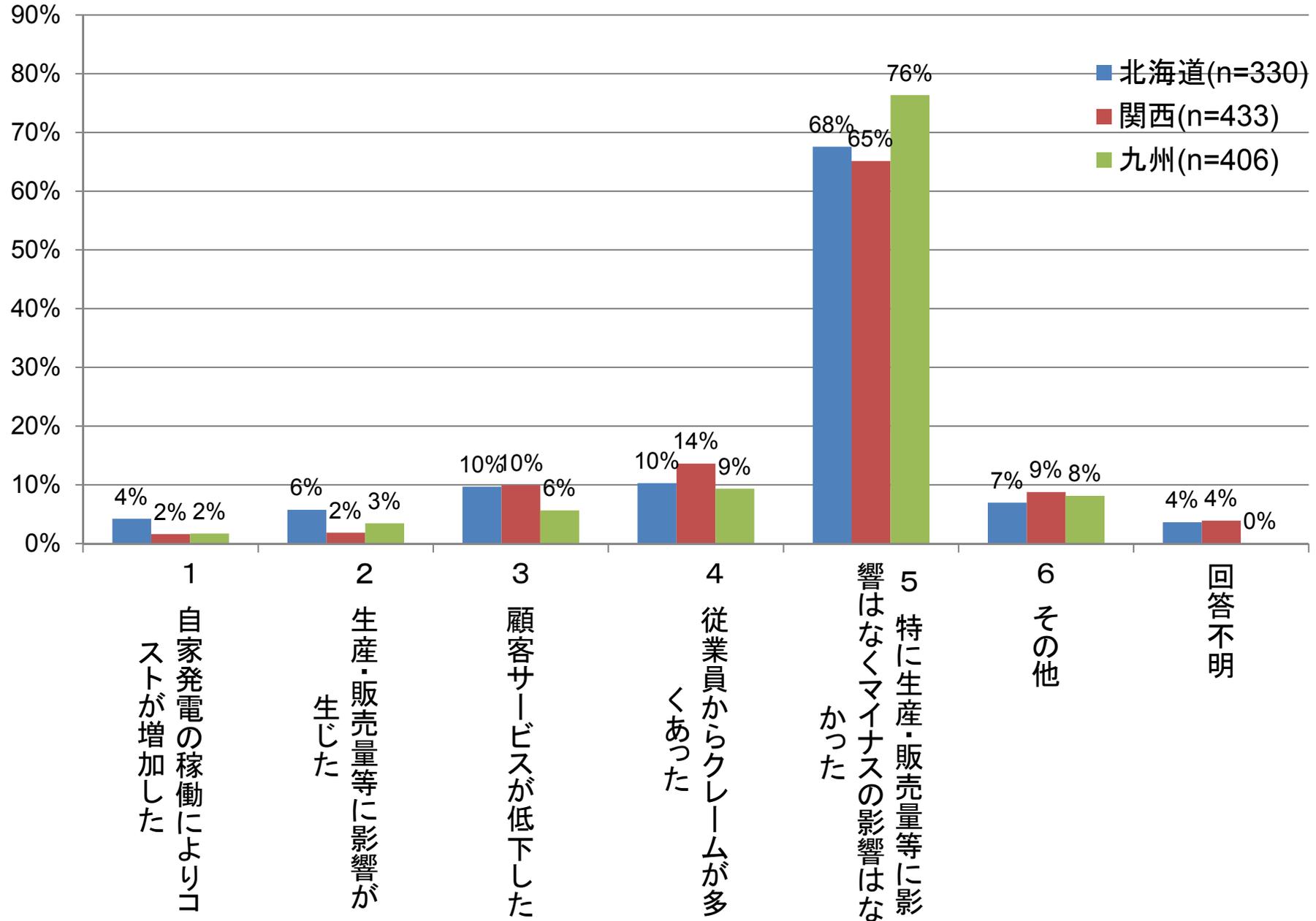
## 4. 実施した節電の内容(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



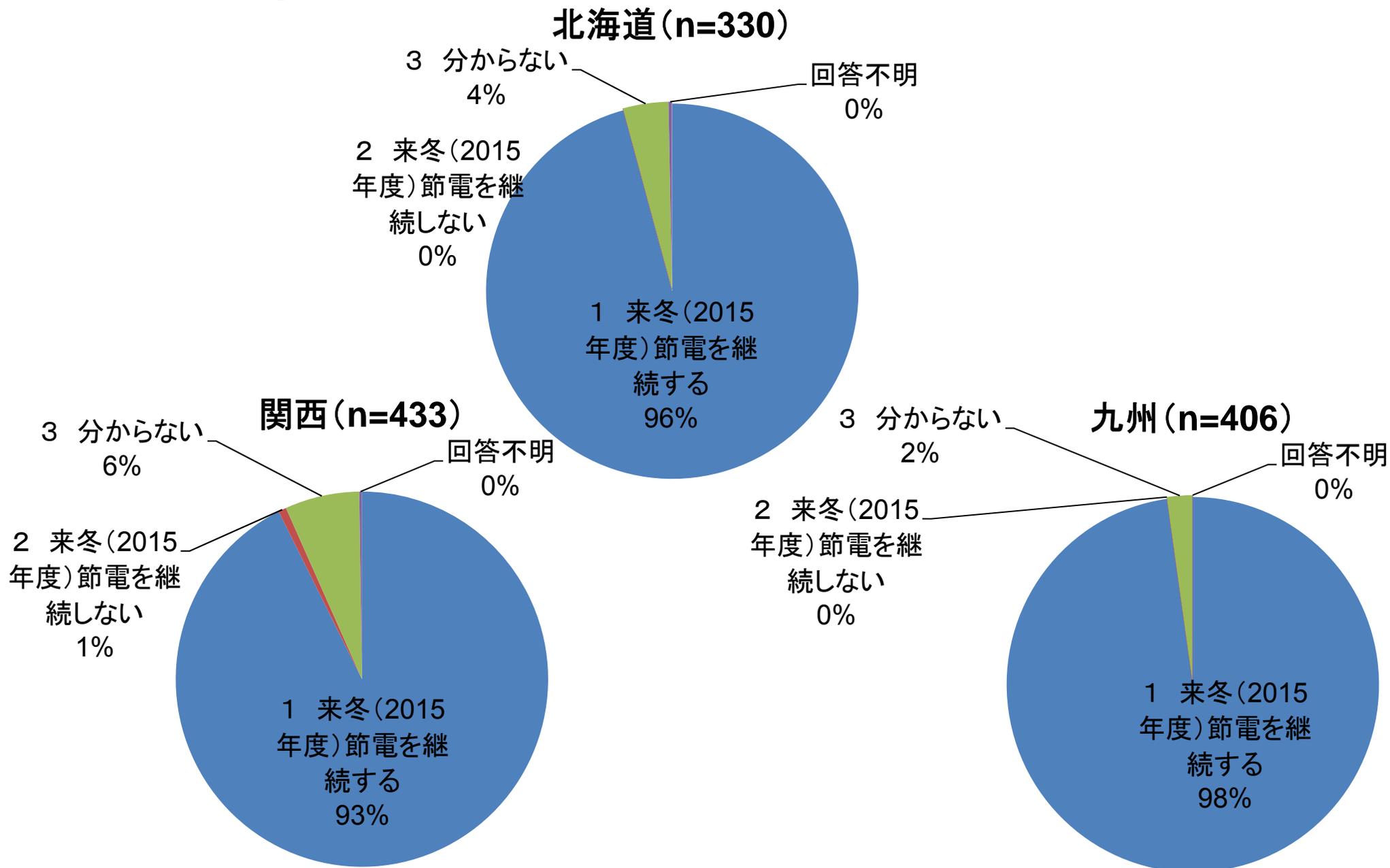
## 5. 節電による企業活動への影響(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



## 6. 2015年度冬季の節電継続

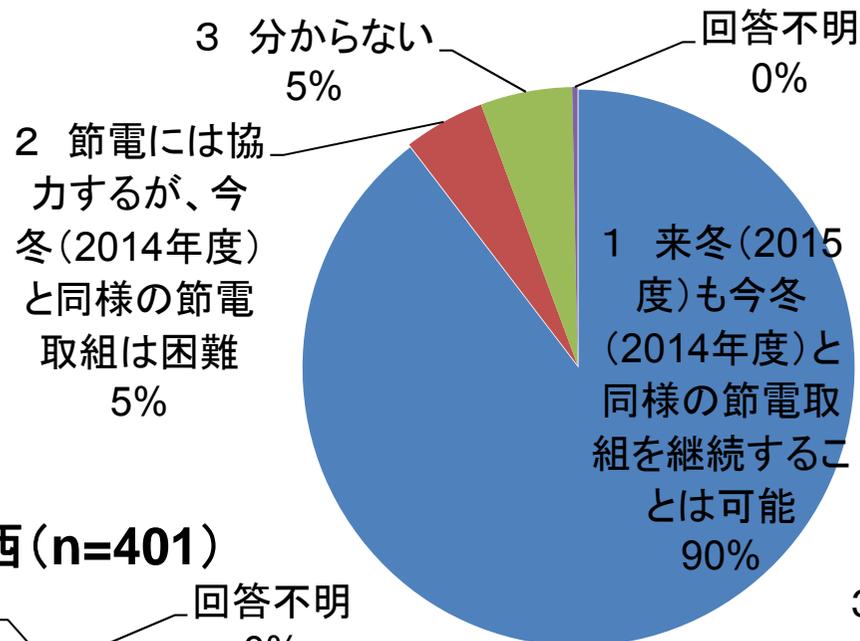
### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



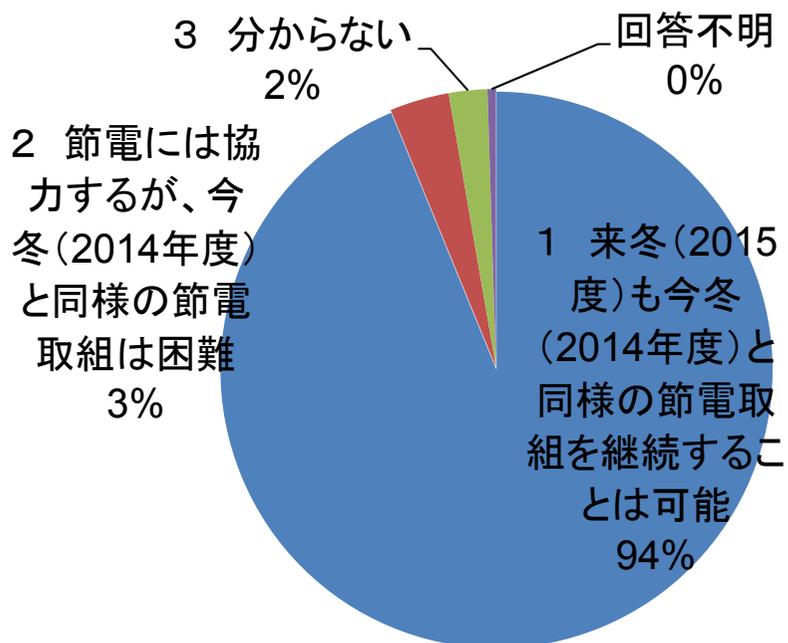
## 7. 2015年度冬季も節電を行う場合における、2014年度冬季と同様の節電取組可能性

### 6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

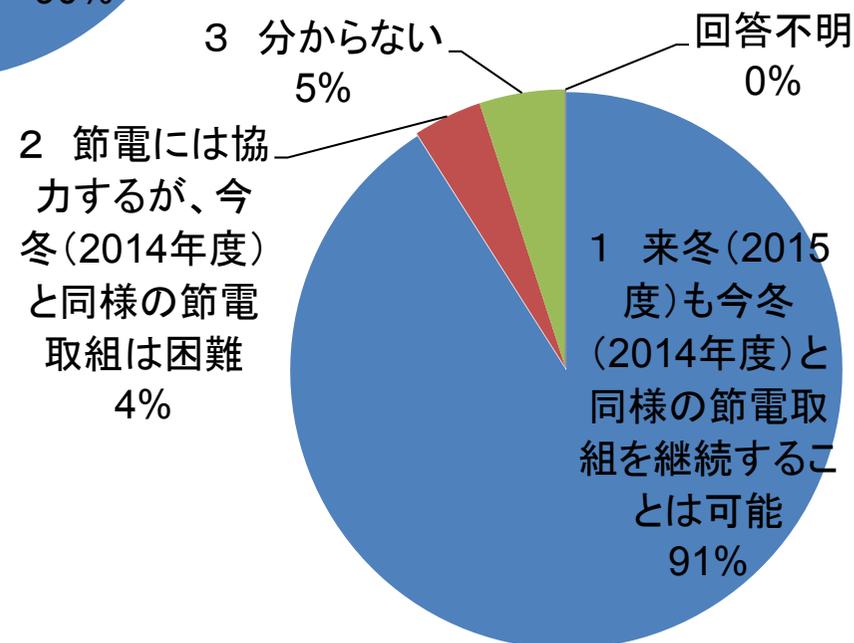
#### 北海道 (n=316)



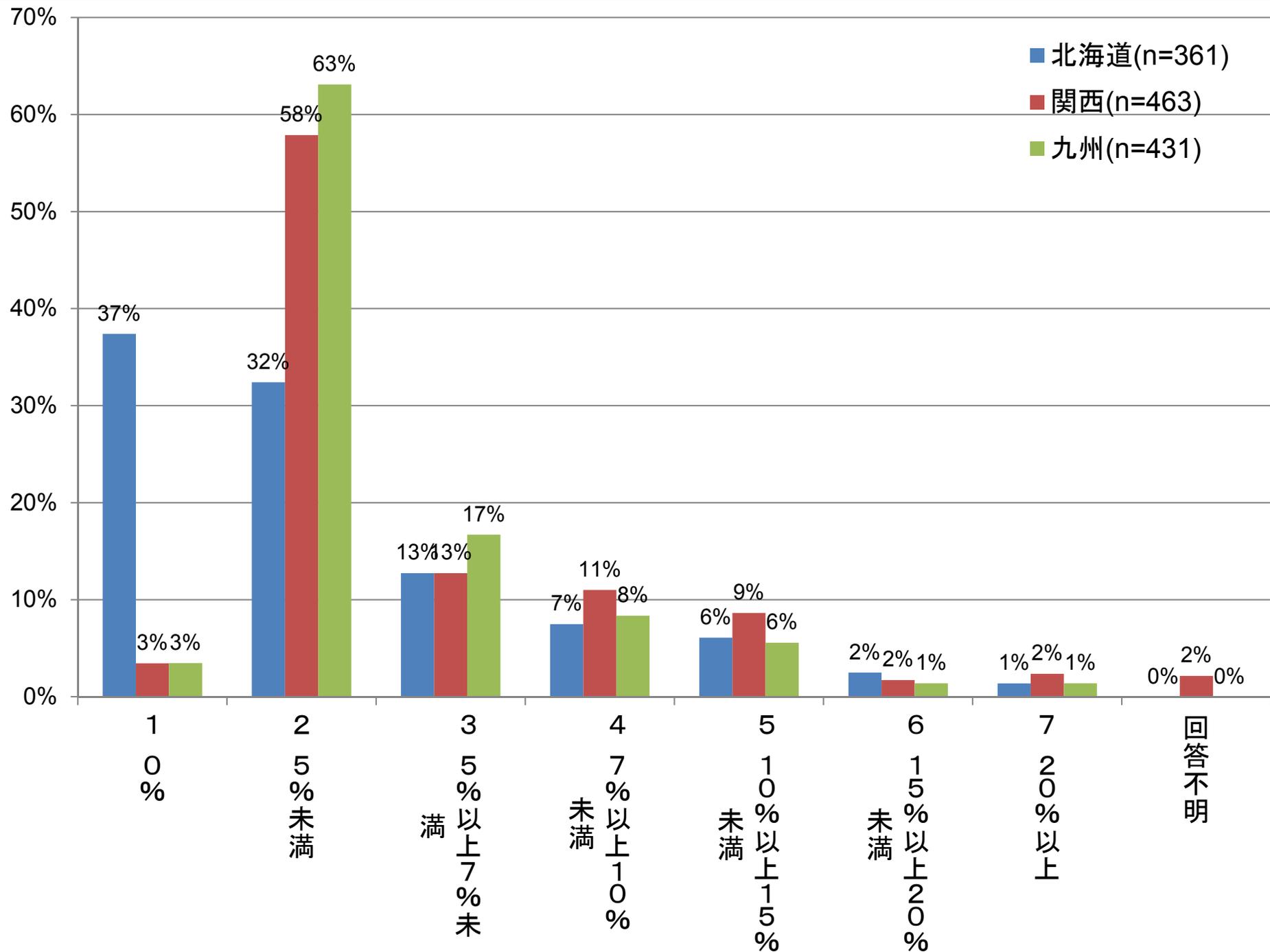
#### 関西 (n=401)



#### 九州 (n=397)

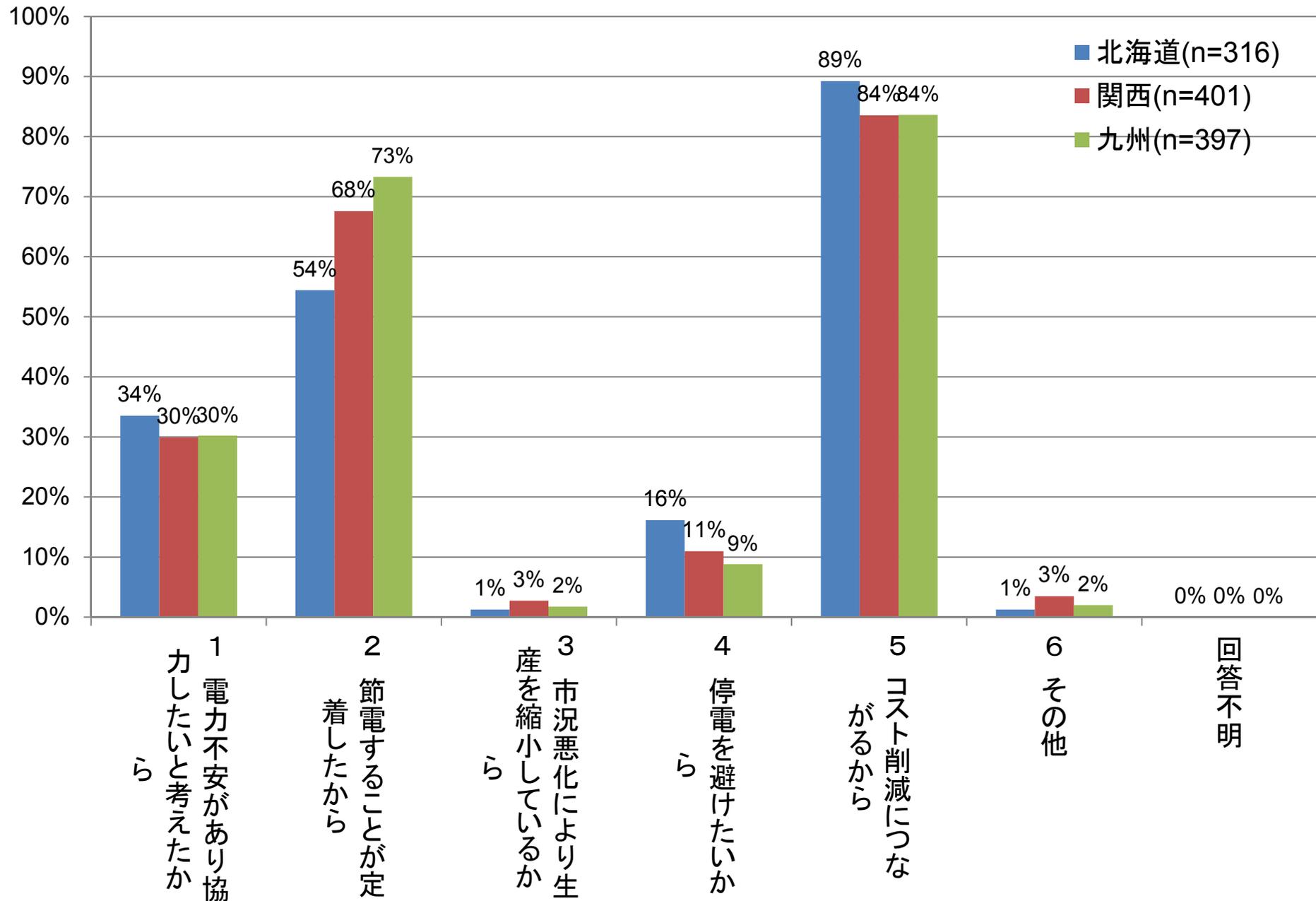


## 8. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)

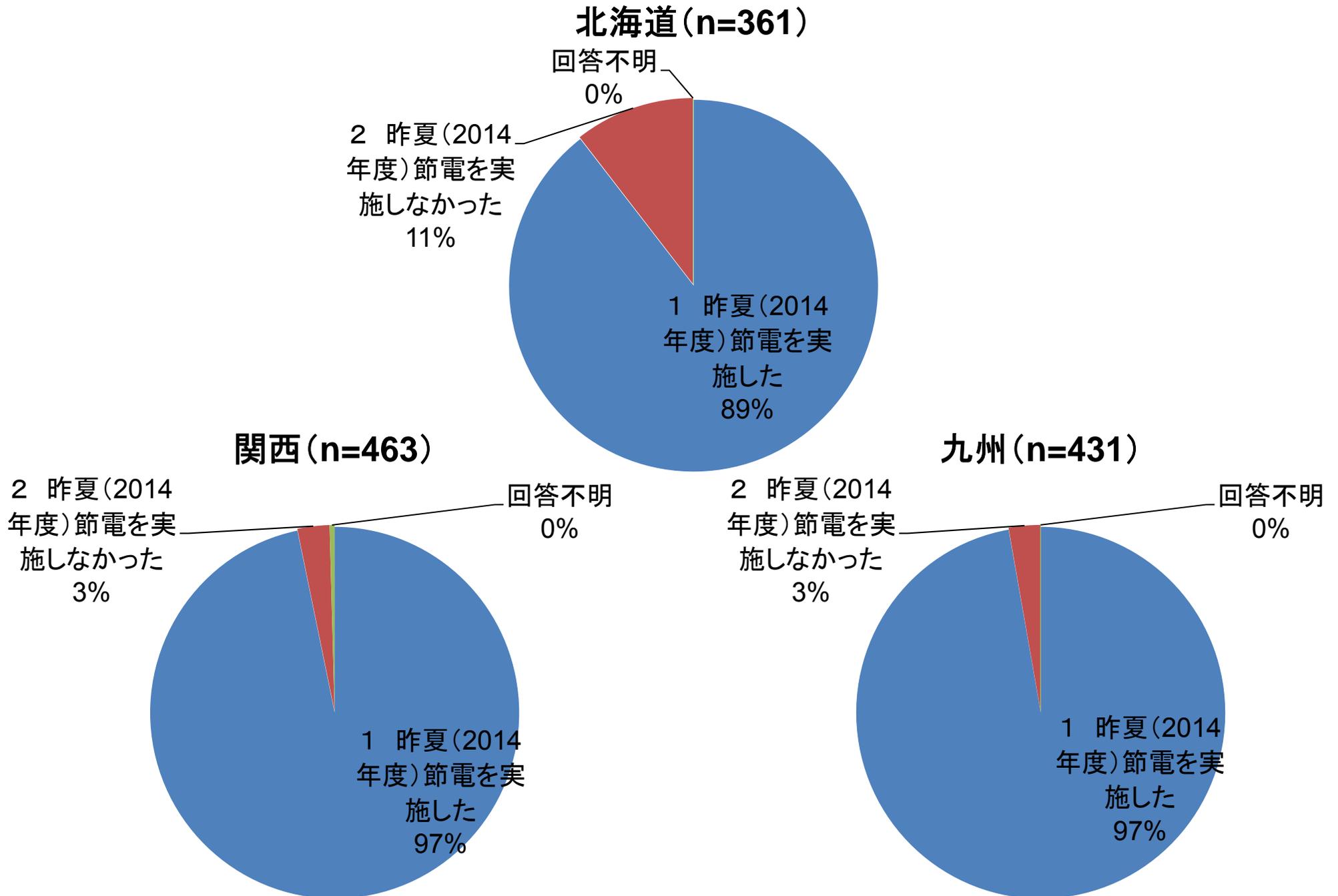


## 9. 節電を継続する理由(複数回答可)

### 6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

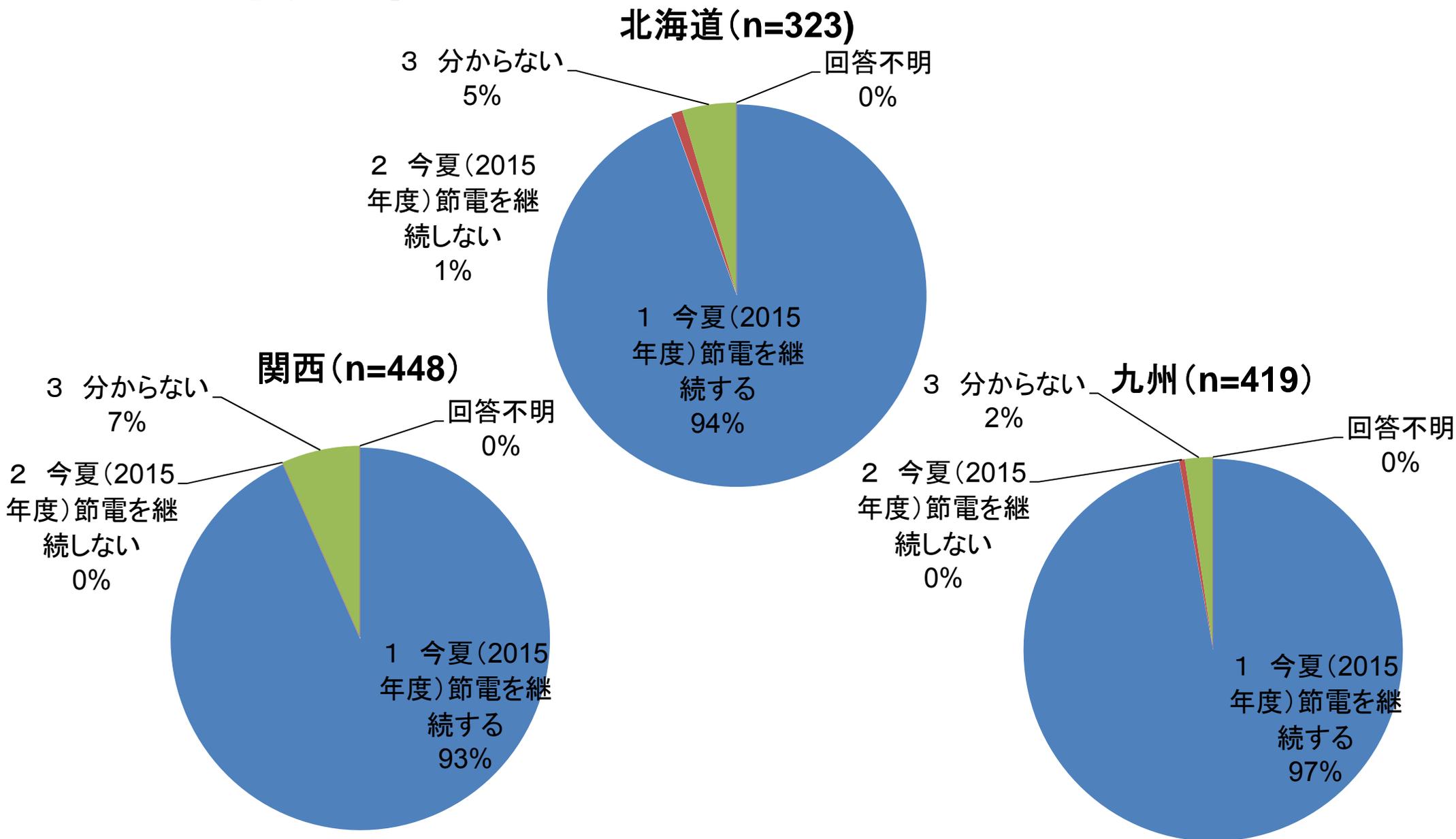


## 10. 2014年度夏季の節電の実施の有無



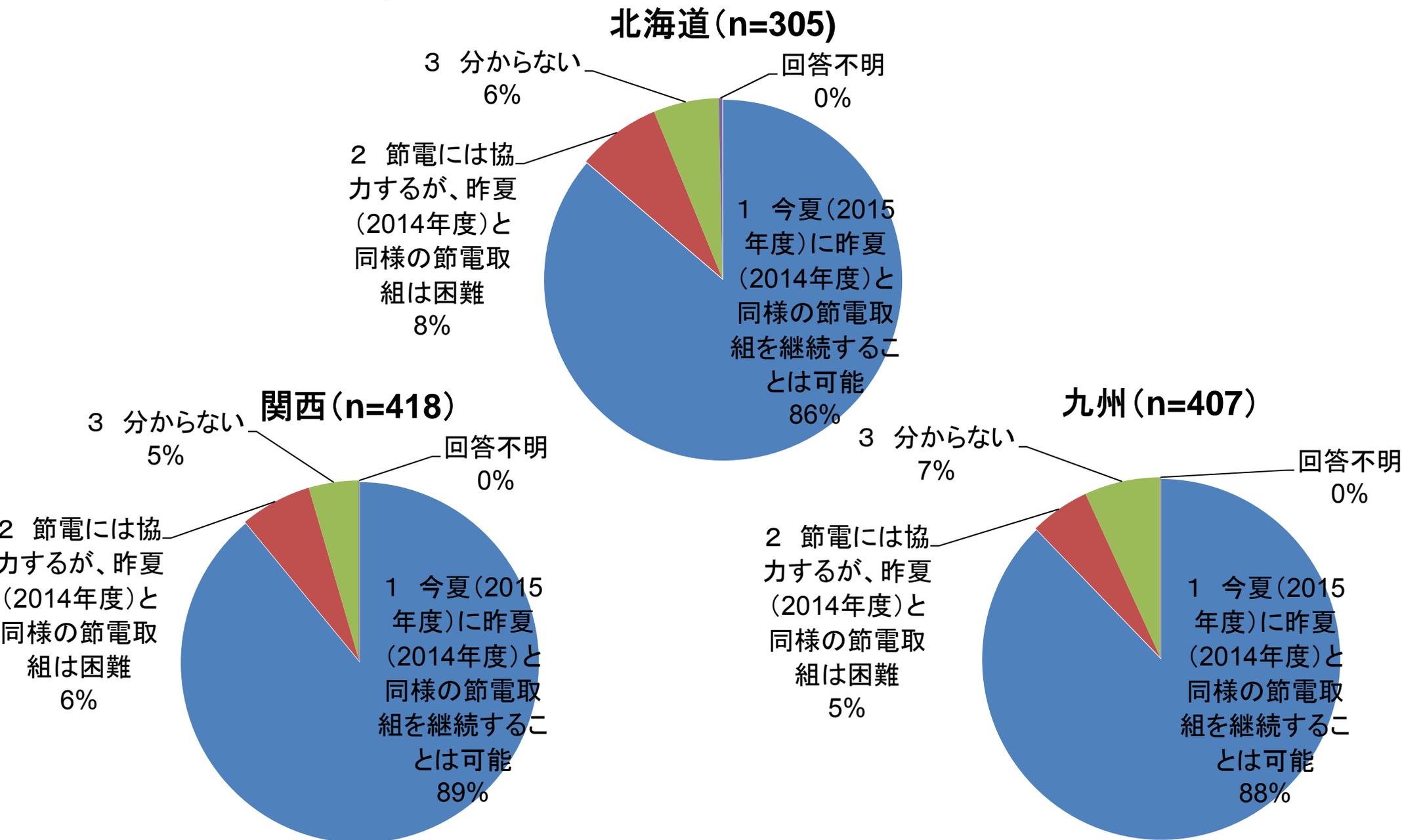
# 11. 2015年度夏季の節電の継続

10. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

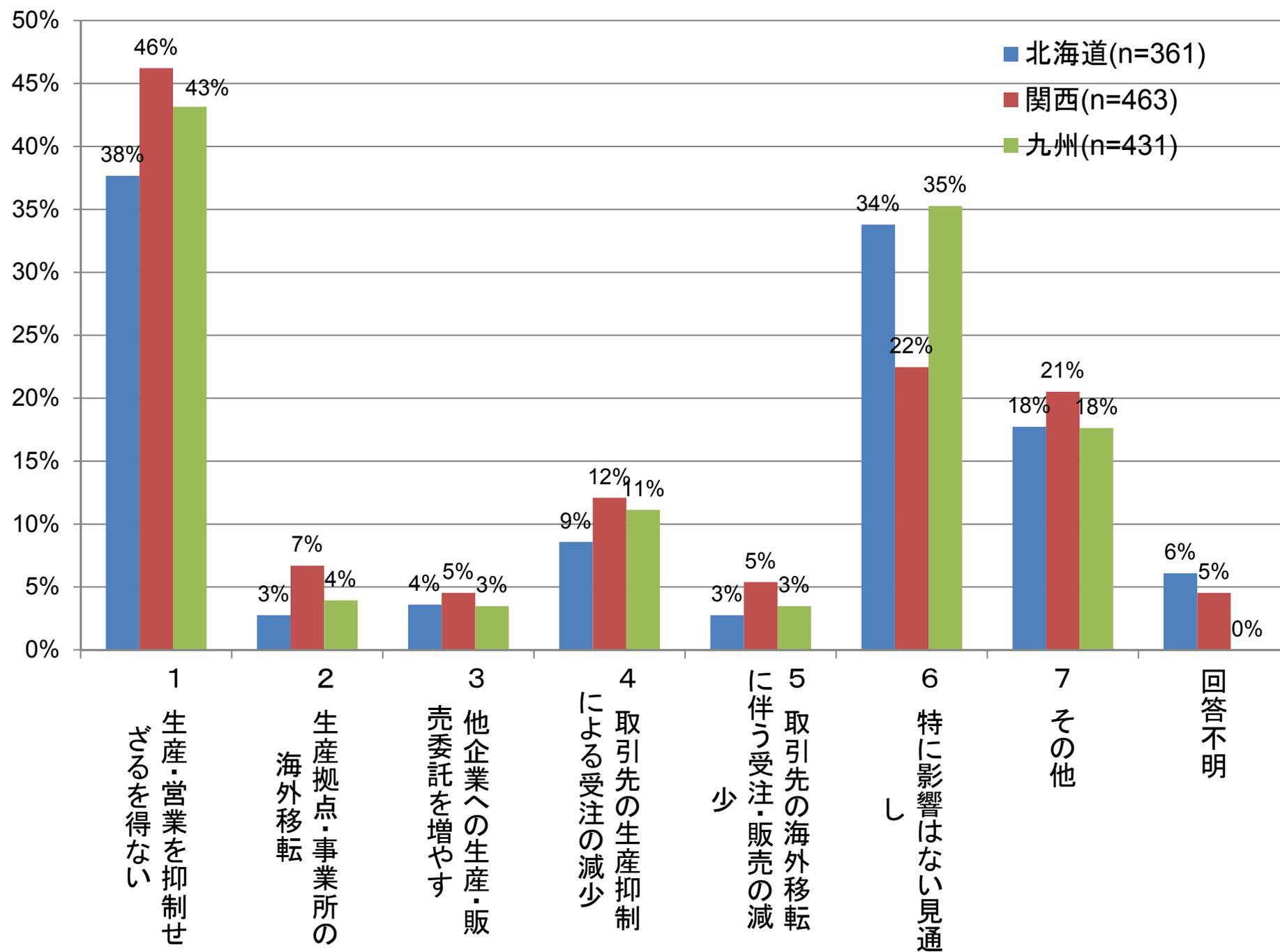


## 12. 2015年度夏季に節電を継続する場合における2014年度夏季と同様の節電取組可能性

### 11. で「節電を継続する」と回答した企業のみ



### 13. 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

## <2014年度冬季の節電に関するヒアリング・アンケート調査概要>

- ① **約8割以上**の小口需要家が「2014年度冬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、「2015年度冬季も節電を継続する」と回答。  
・他方、2014年度冬季同様の節電は困難との声が**約4%**みられる。
- ③ 「無理がないと思われる節電目標」は10%未満が大多数。  
・**約6割**が「無理がないと思われる冬季の節電目標」として5%未満(このうち、0%は2割程度)と回答。
- ④ 2015年度冬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 2014年度冬季の節電については、**約7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:2014年度冬季の小口需要家の需要減少>

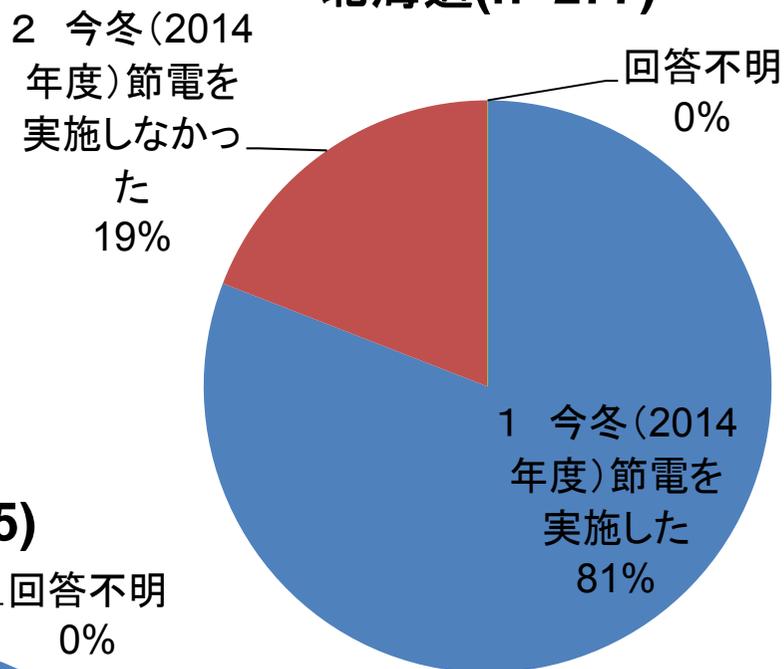
単位(万kW)

	北海道電力	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	数値目標を伴わない 節電要請
節電効果 ( )内の単位:万kW	▲6% (▲12)	▲7% (▲54)	▲11% (▲46)

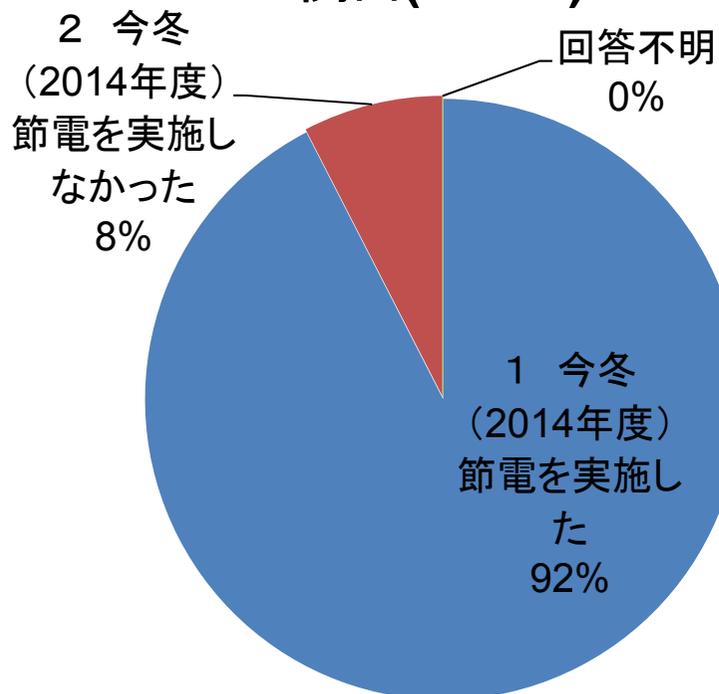
12月1日(月)から2月27日(金)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2014年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを示す。

# 1. 2014年度冬季の節電の実施の有無

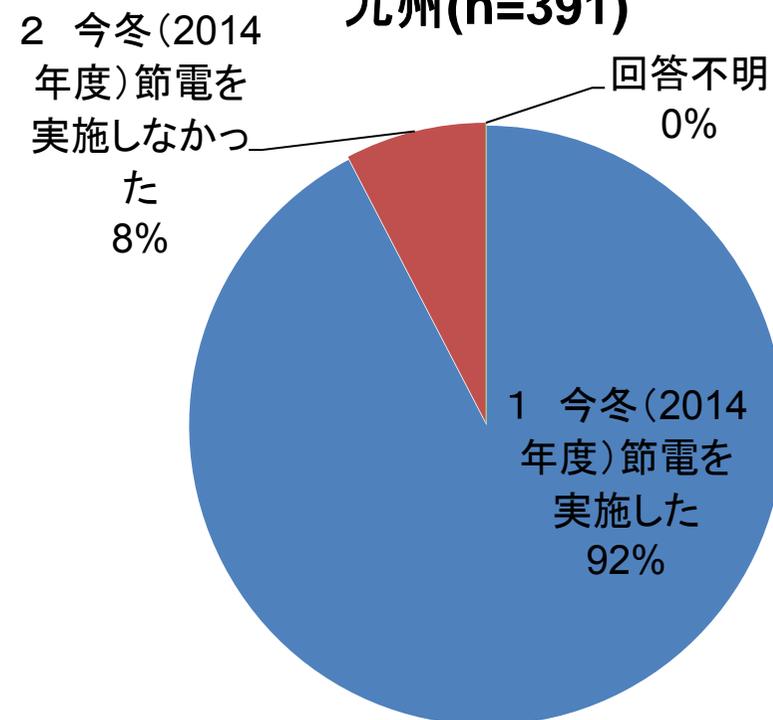
## 北海道(n=277)



## 関西(n=395)

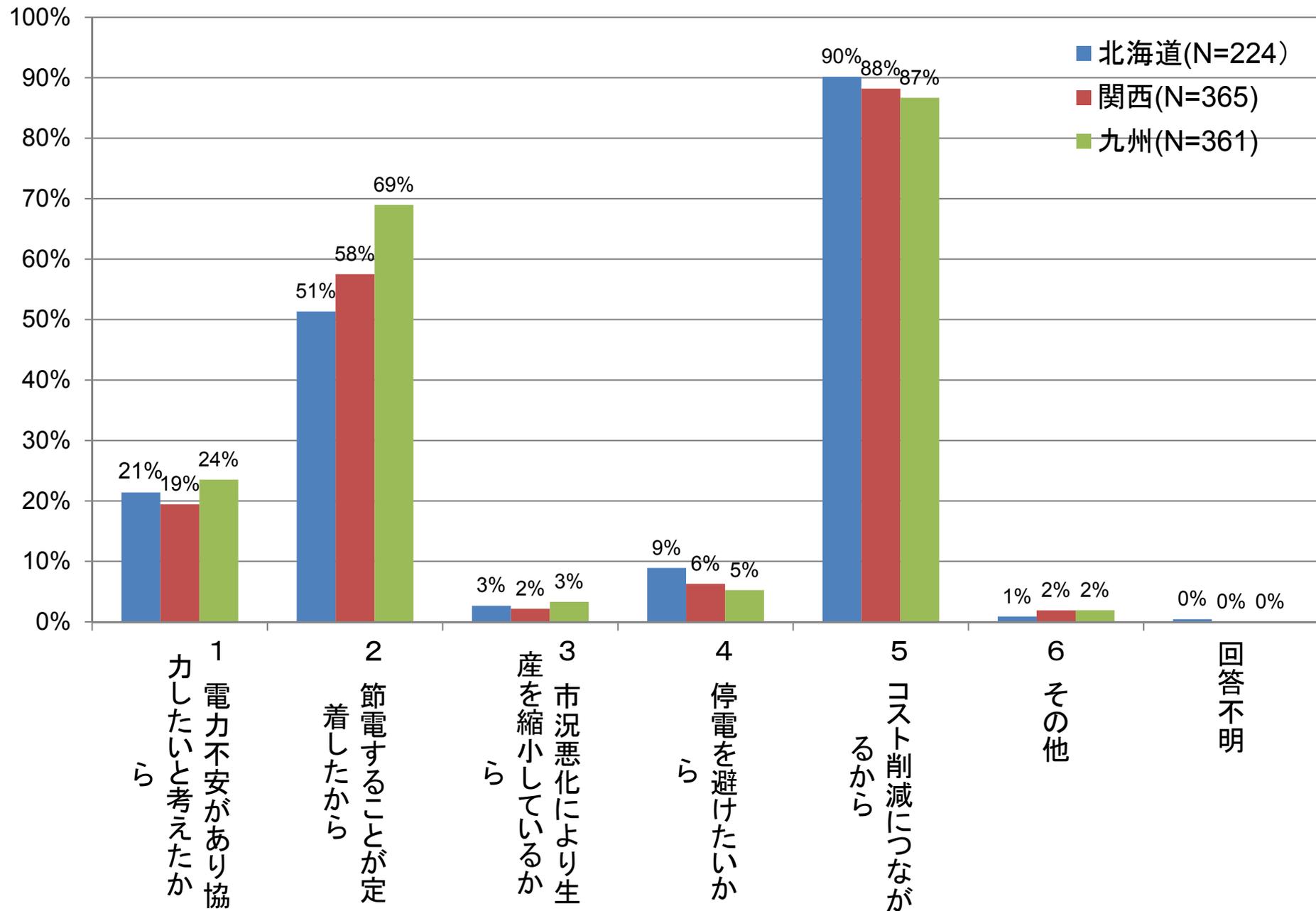


## 九州(n=391)



## 2. 節電を実施した理由(複数回答可)

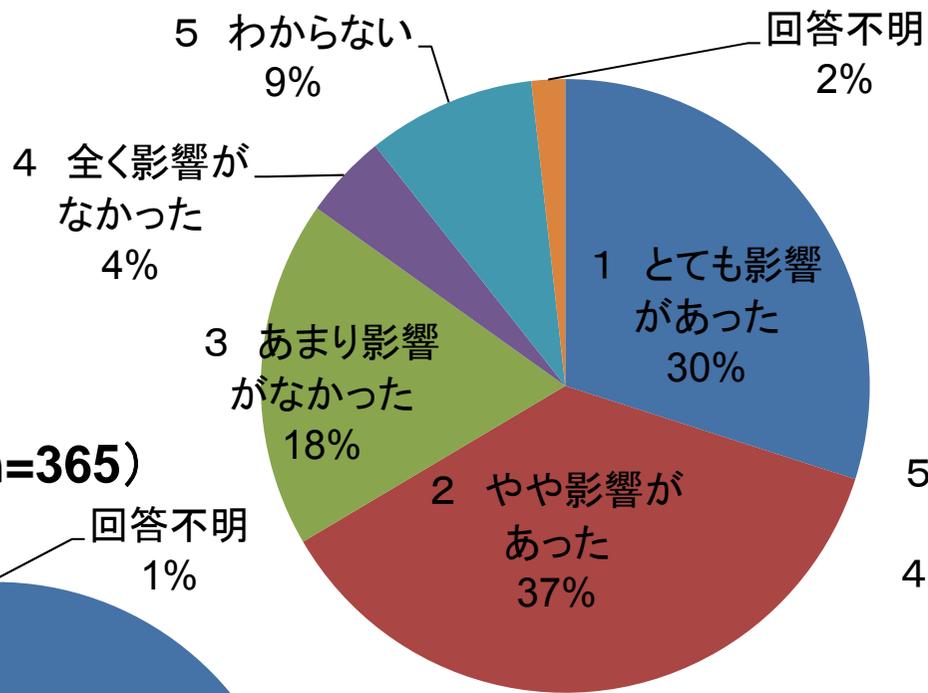
### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



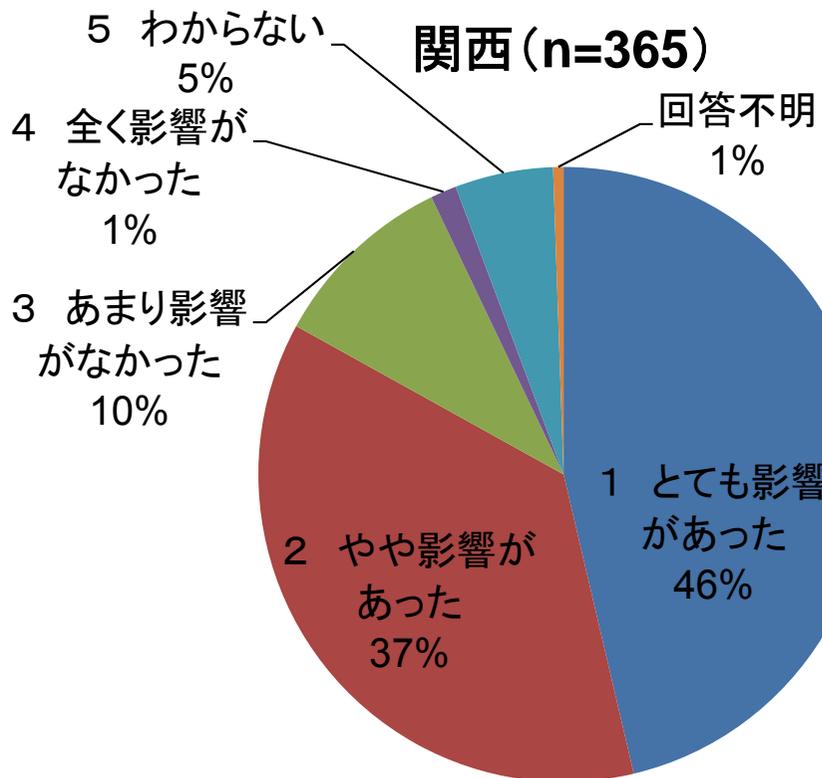
### 3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

#### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

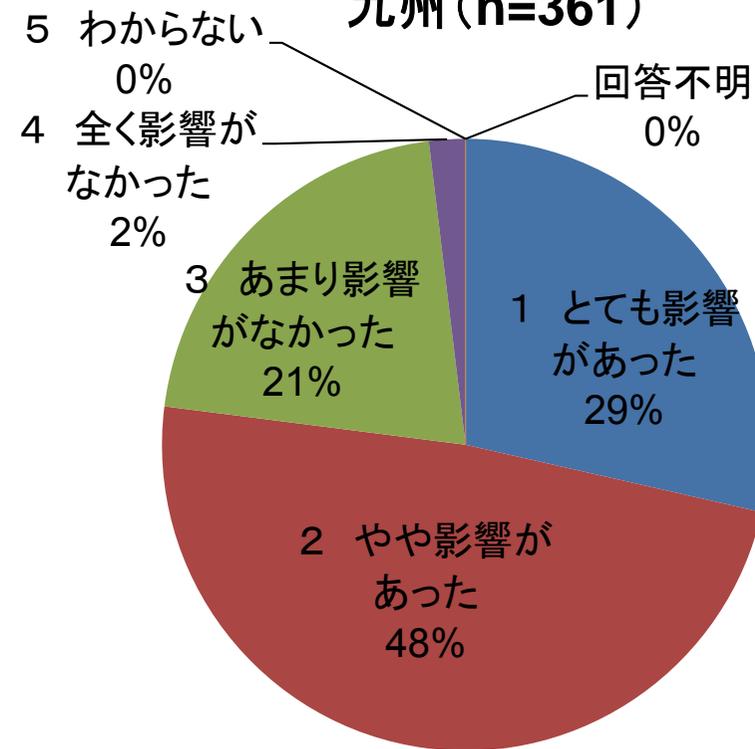
北海道 (n=224)



関西 (n=365)

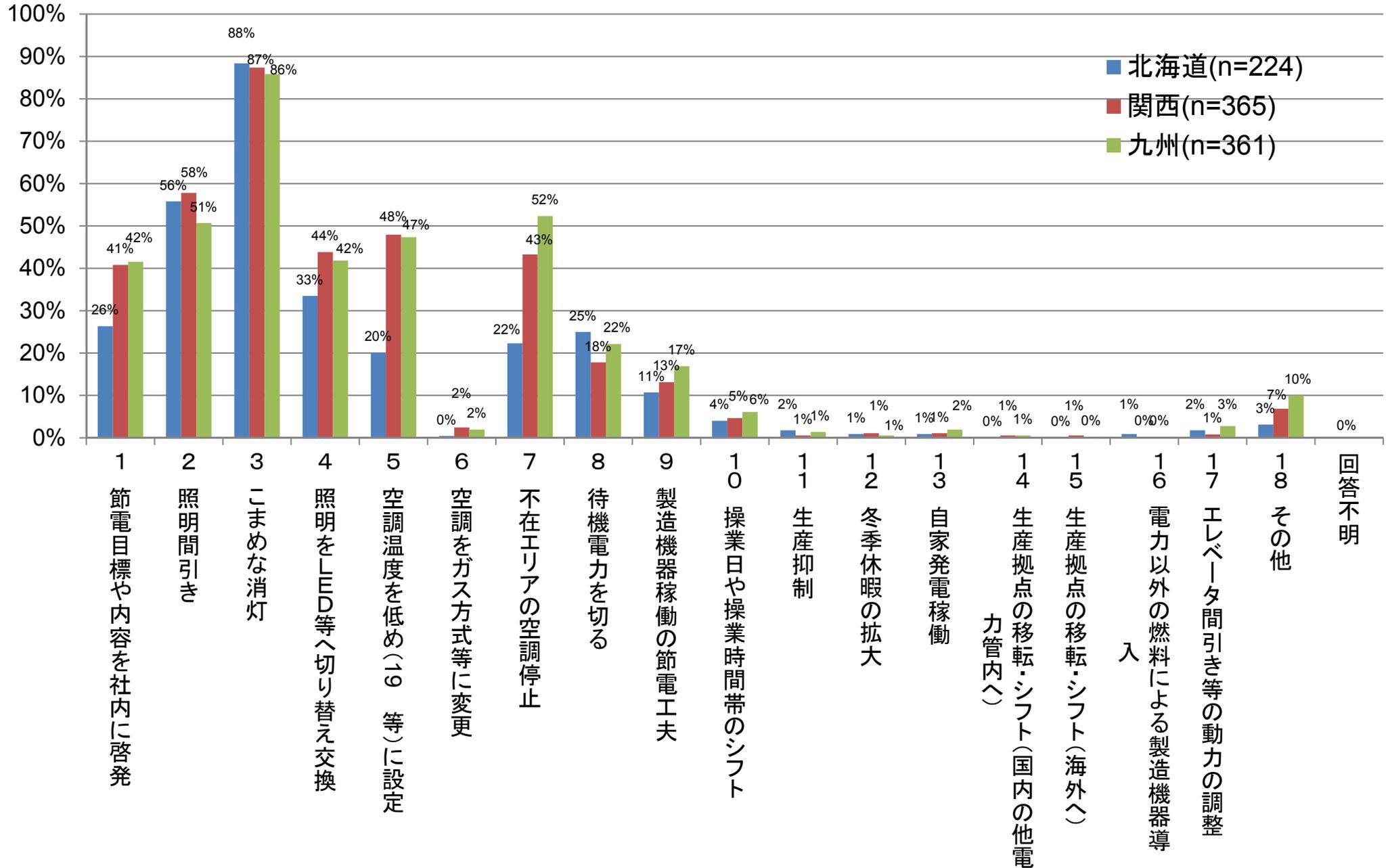


九州 (n=361)



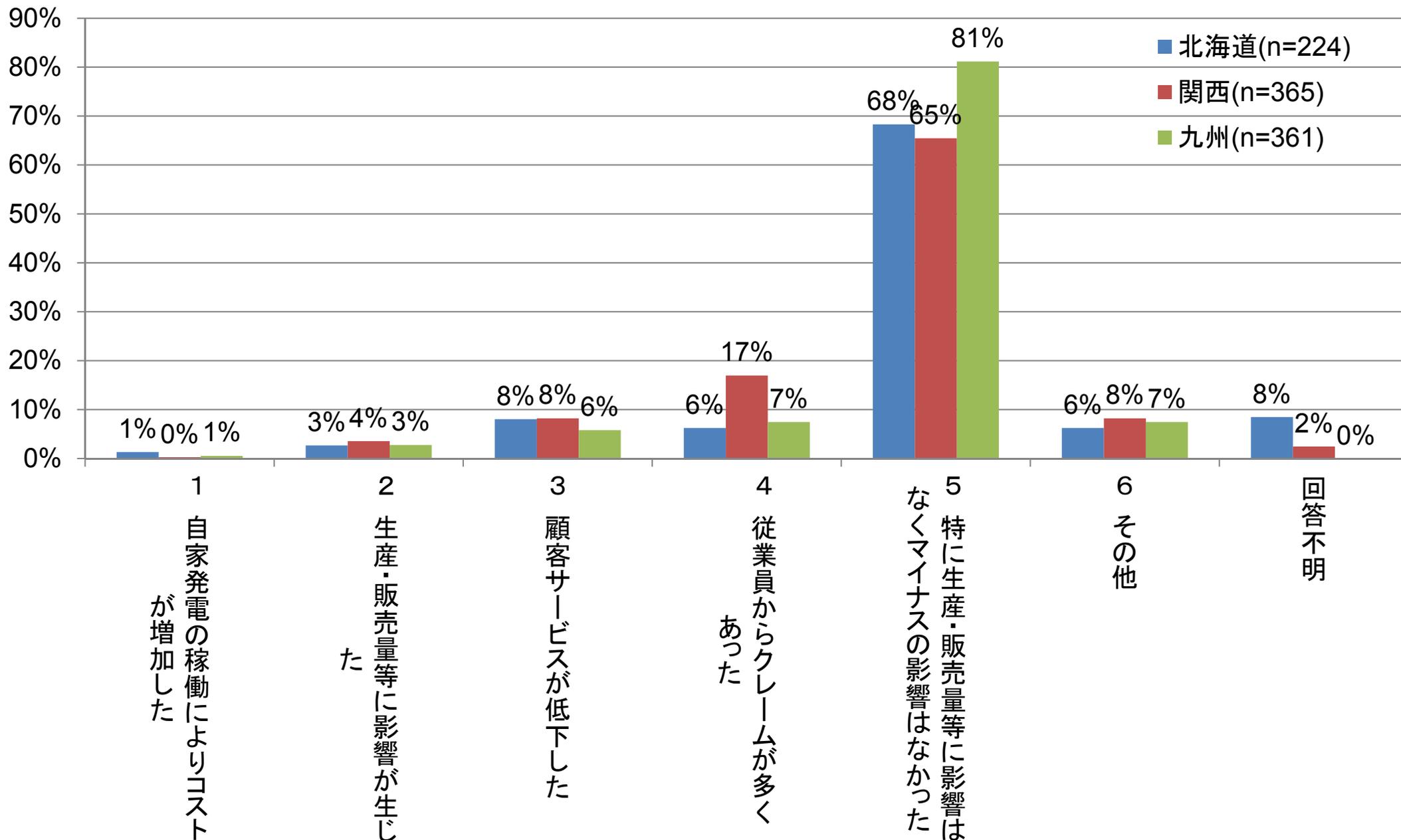
## 4. 実施した節電の内容(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



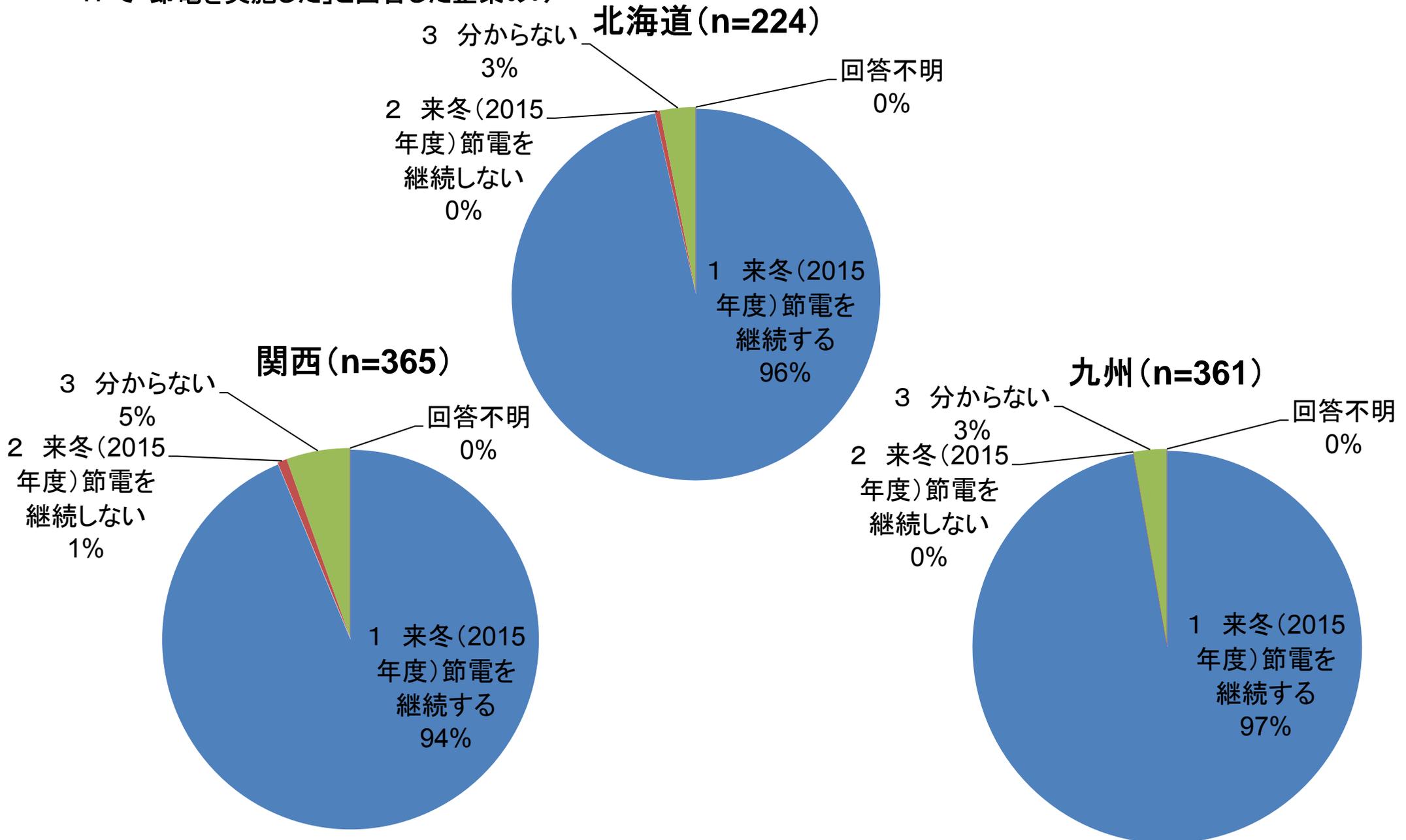
## 5. 節電による企業活動への影響(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



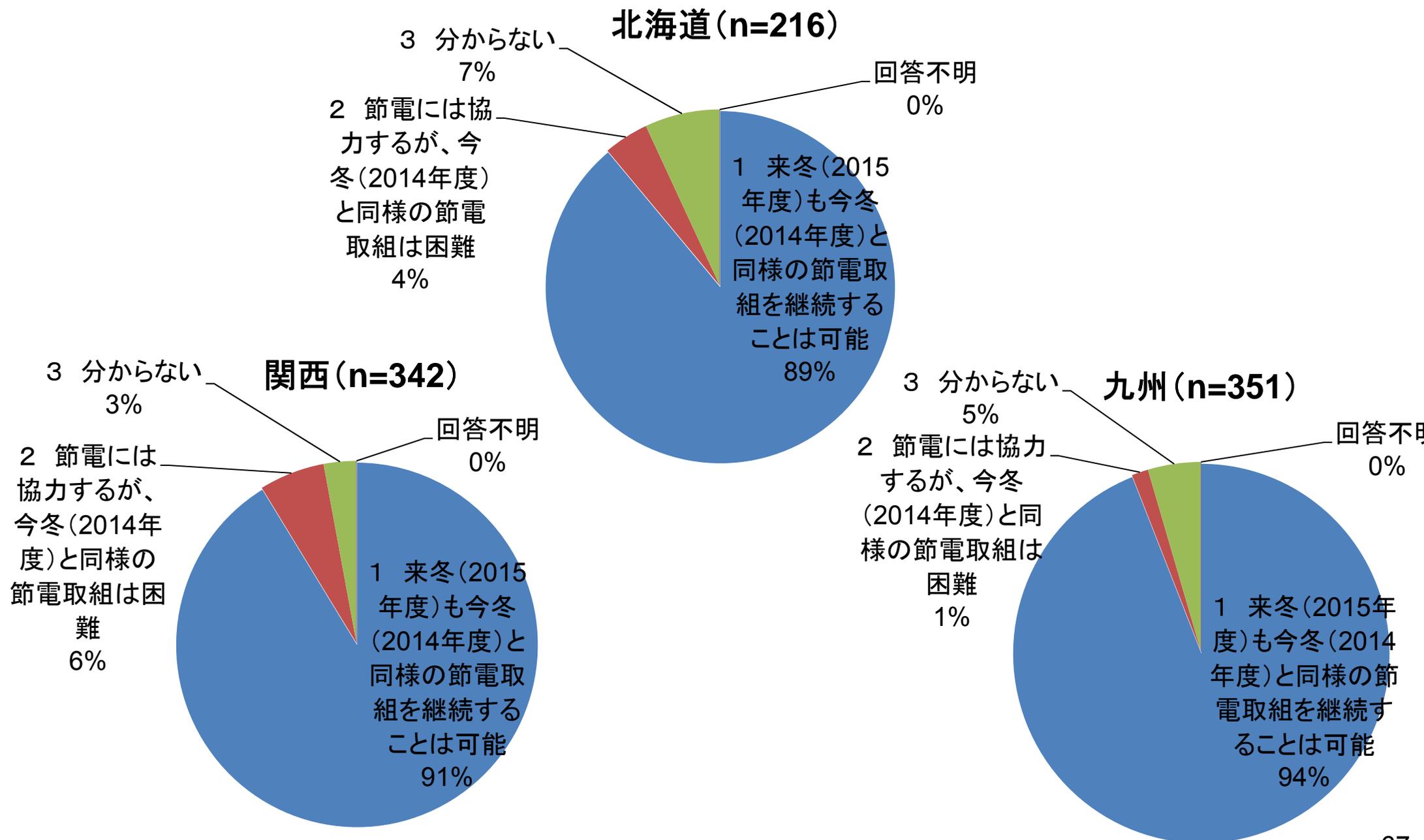
## 6. 2015年度冬季の節電継続

### 1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

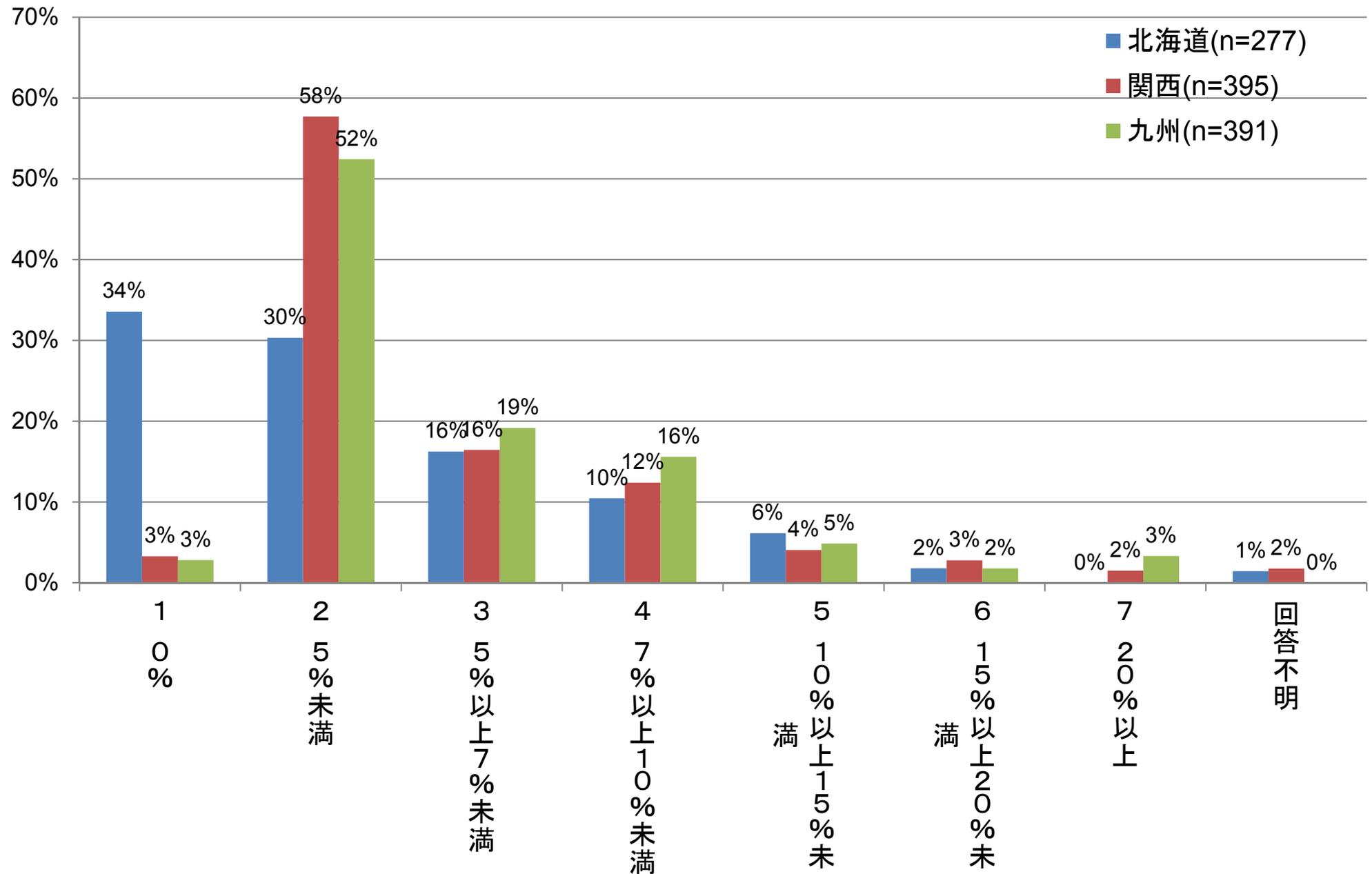


## 7. 2015年度冬季も節電を行う場合における、2014年度冬季と同様の節電取組可能性

### 6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

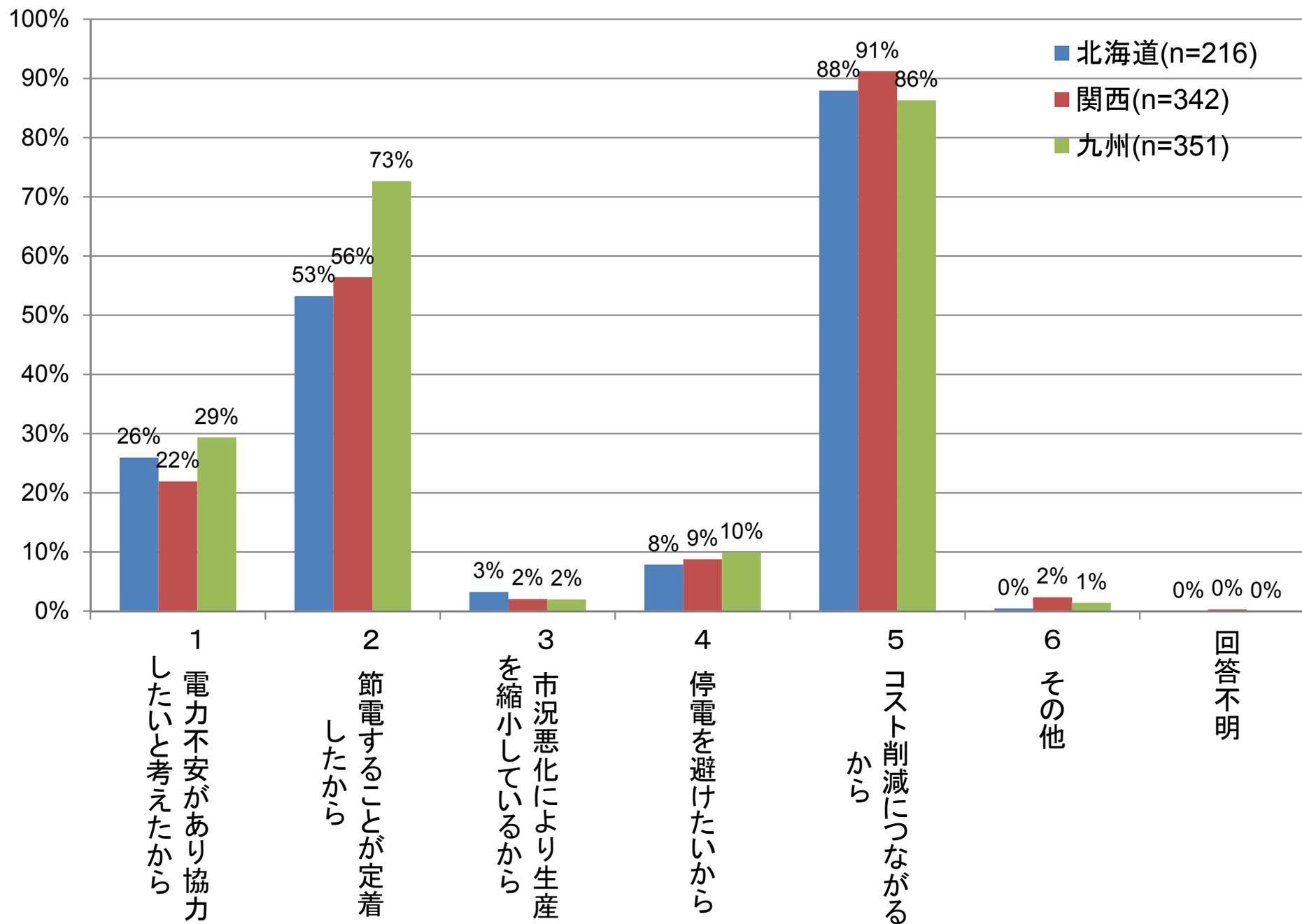


## 8. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)



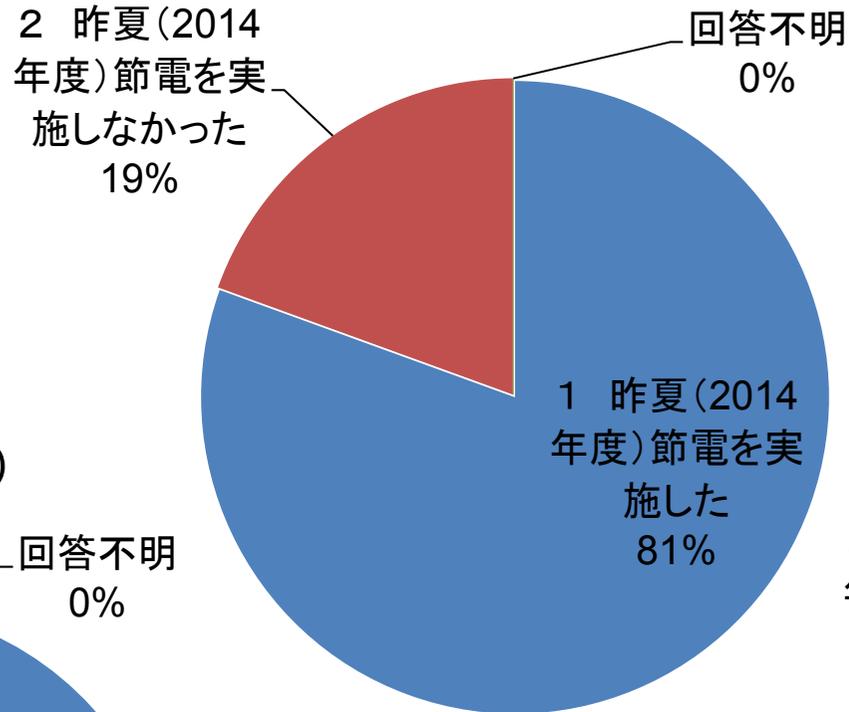
## 9. 節電を継続する理由(複数回答可)

### 6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

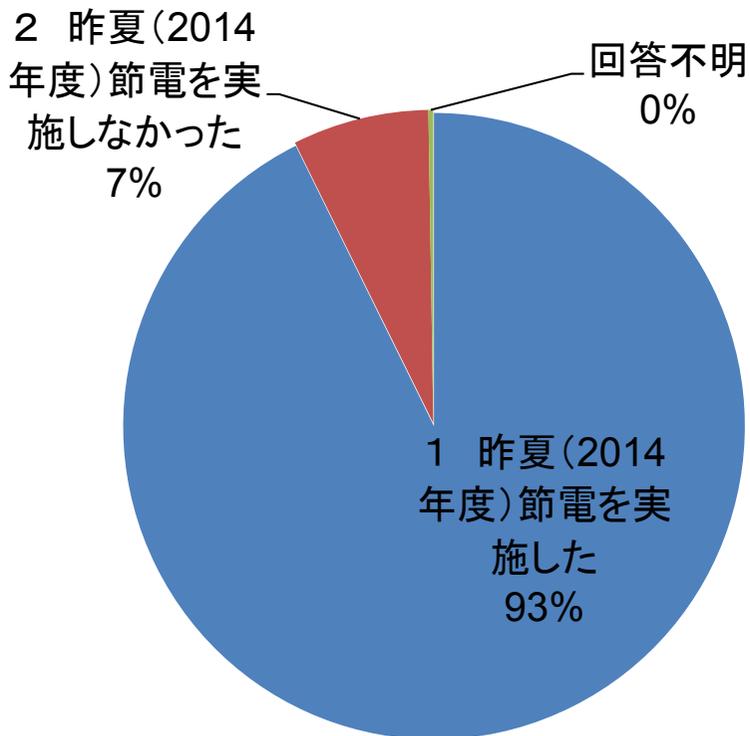


# 10. 2014年度夏季の節電の実施の有無

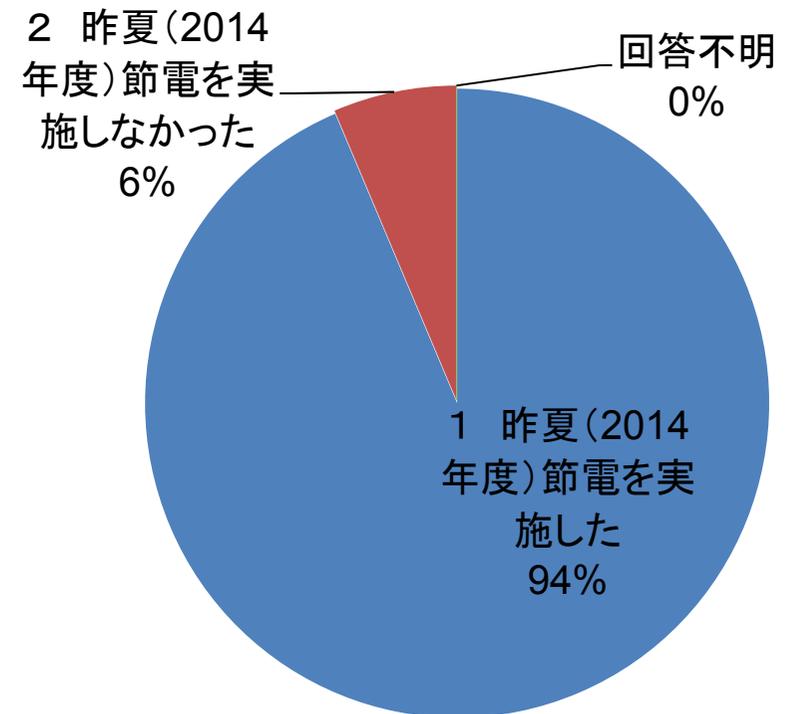
## 北海道 (n=277)



## 関西 (n=395)

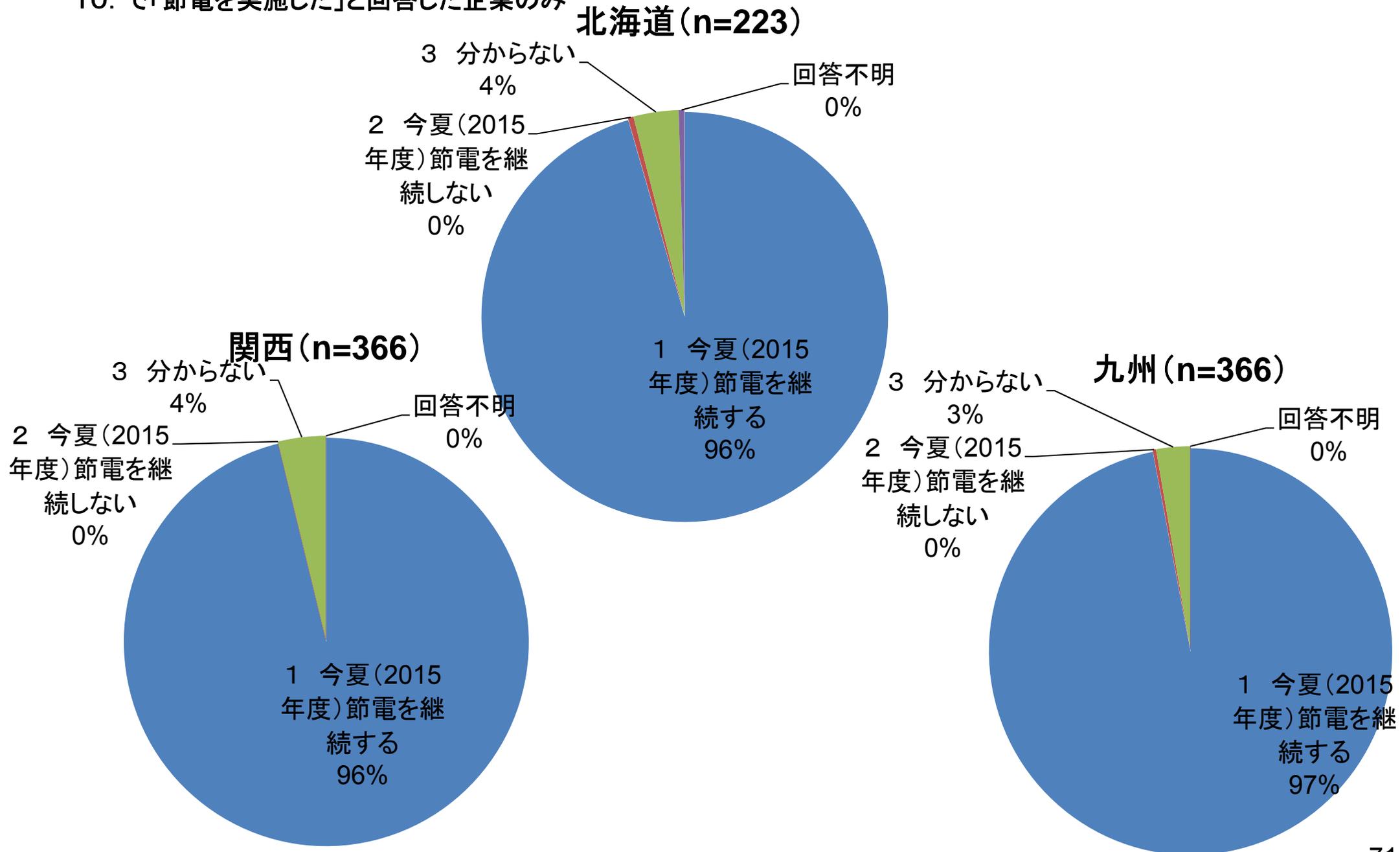


## 九州 (n=391)



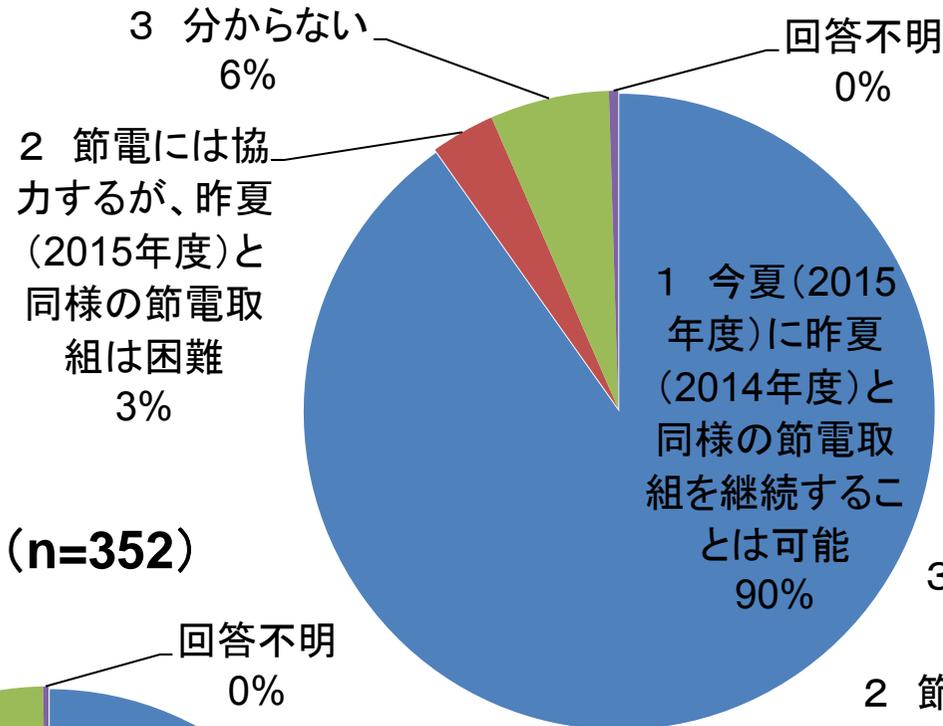
# 11. 2015年度夏季の節電の継続

10. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

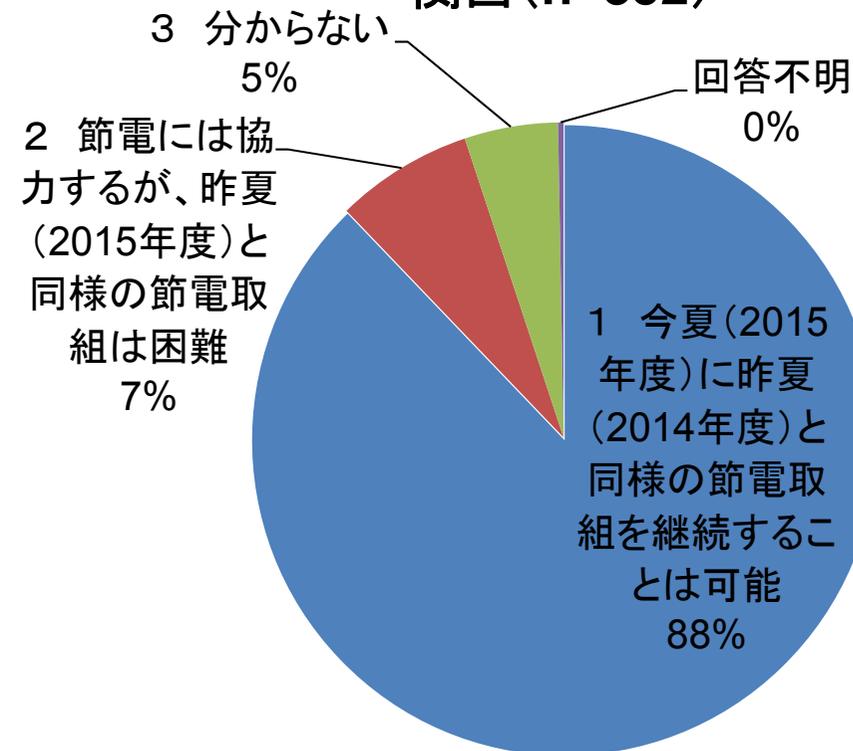


## 12. 2015年度夏季に節電を継続する場合における2014年度夏季と同様の節電取組可能性

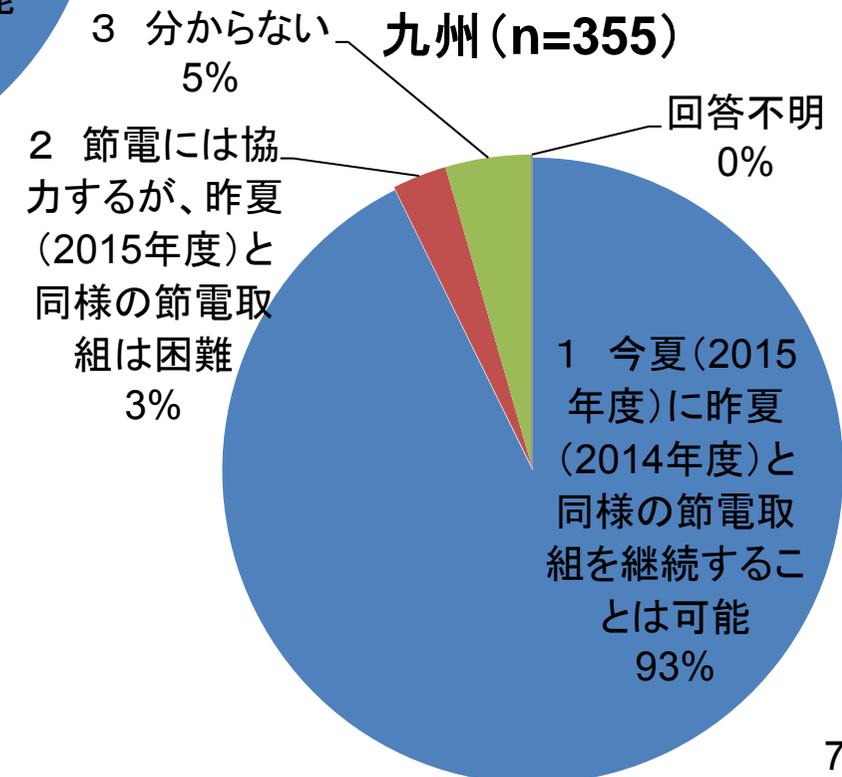
### 11. で「節電を継続する」と回答した企業のみ 北海道(n=213)



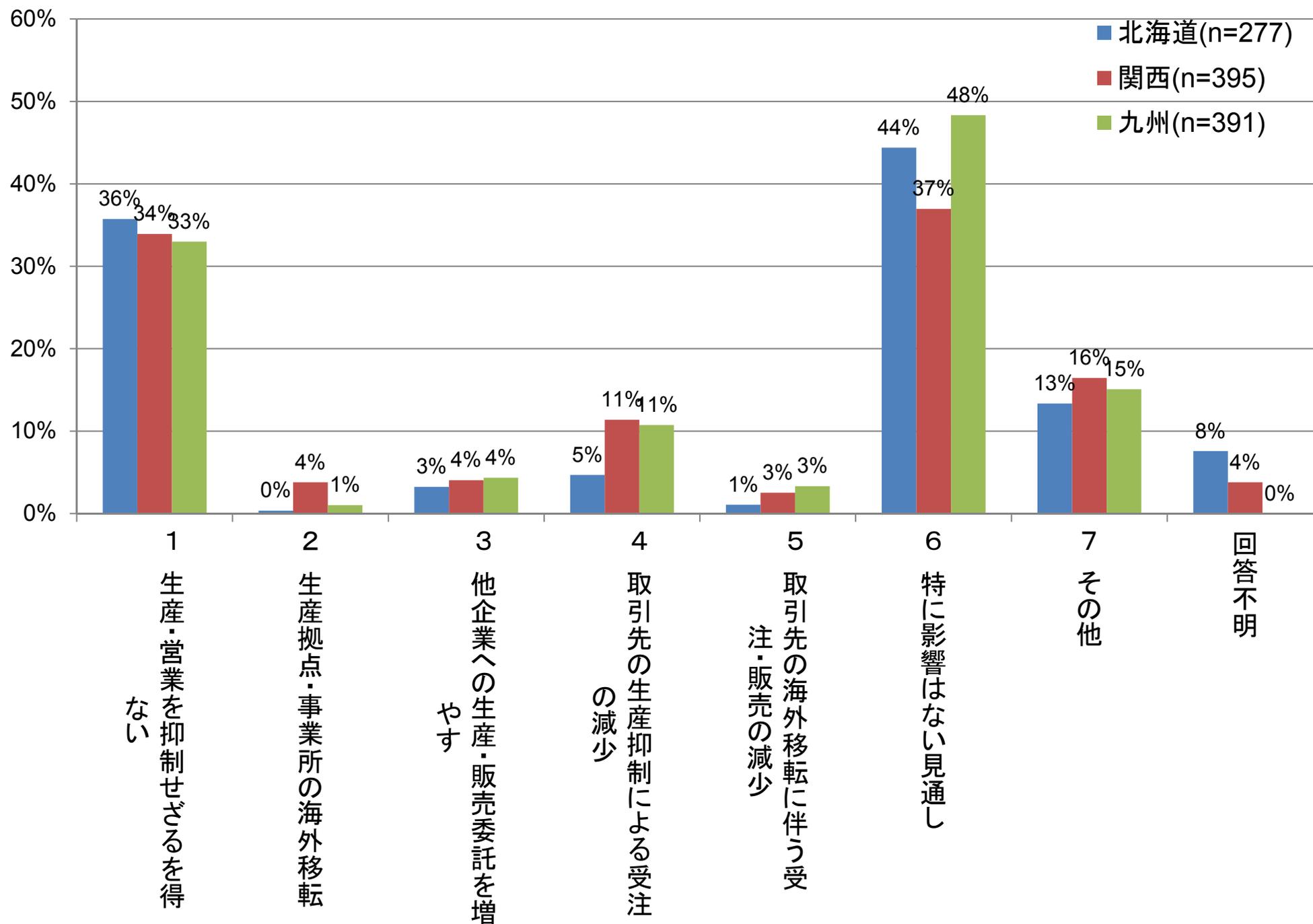
### 関西(n=352)



### 九州(n=355)



### 13. 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)



# 家庭のご協力

# 家庭の概要・検証

## <2014年度冬季の節電に関するヒアリング・アンケート調査概要>

- ①**約6割**の家庭需要家が「2014年度冬季に節電を実施した」と回答。
  - ・大口(約9割実施)、小口(約8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、「2015年度冬季も節電を継続する」と回答。
  - ・他方、2014年度冬季同様の節電は困難との声が**約3%**みられる。
- ③「無理がないと思われる節電目標」は10%未満が大多数。
  - ・**約4割**が「無理がないと思われる節電目標」として5%未満(このうち、0%は2割程度)と回答。
- ④2015年度冬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。

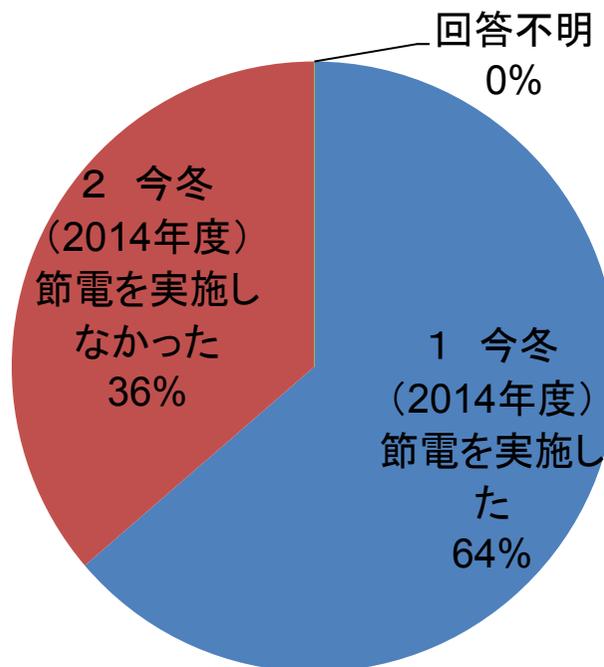
## <参考:2014年度冬季の家庭の需要減少>

	単位(万kW)		
	北海道電力	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	数値目標を伴わない 節電要請
節電効果 ( )内の単位:万kW	▲7% (▲18)	▲7% (▲52)	▲2% (▲13)

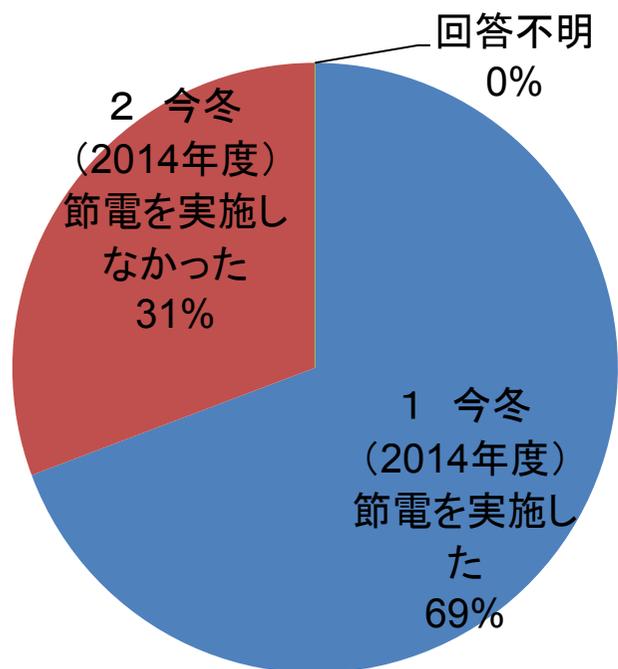
12月1日(月)から2月27日(金)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2014年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

# 1. 2014年度冬季の節電の実施の有無

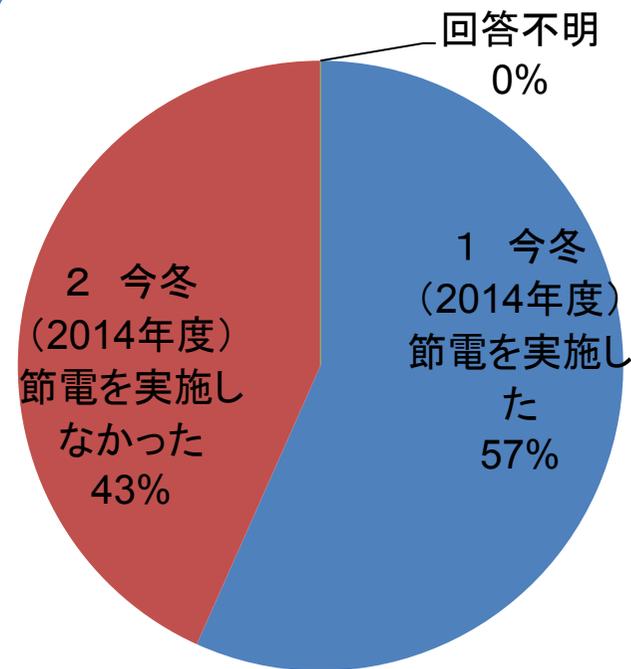
## 北海道(n=1000)



## 関西(n=1071)

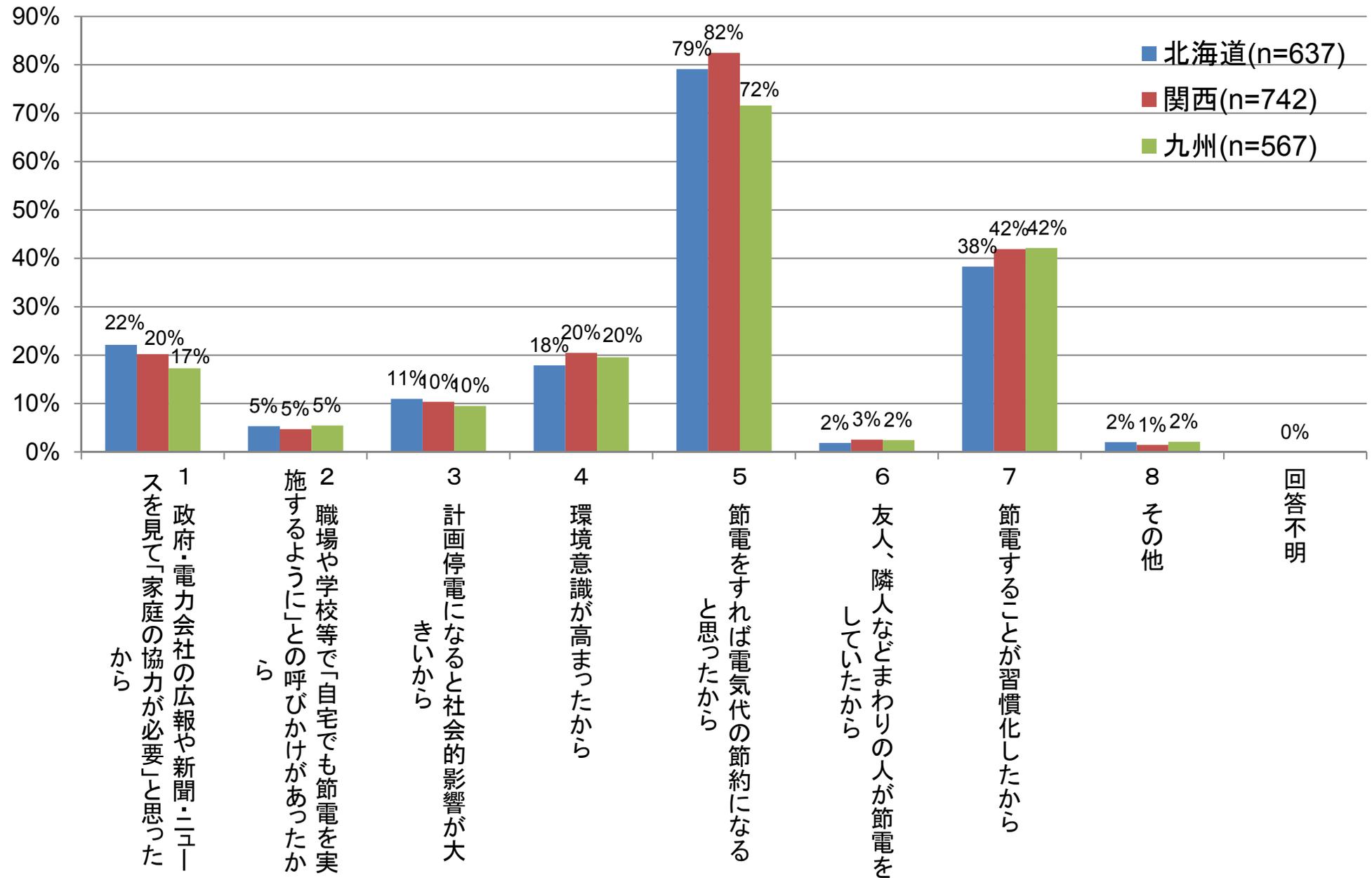


## 九州(n=1000)



## 2. 節電を実施した理由(複数回答可)

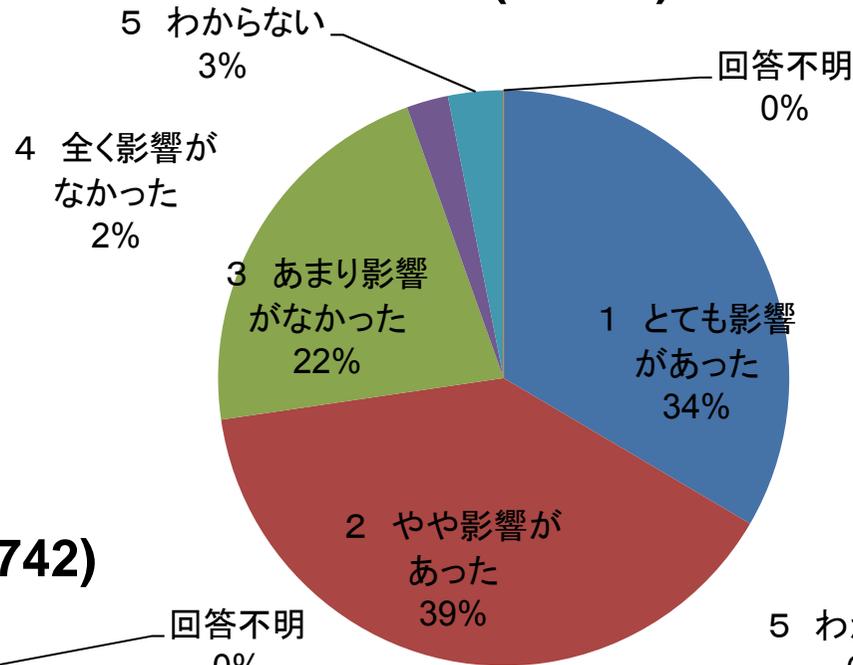
### 1. で「節電を実施した」と回答した者のみ



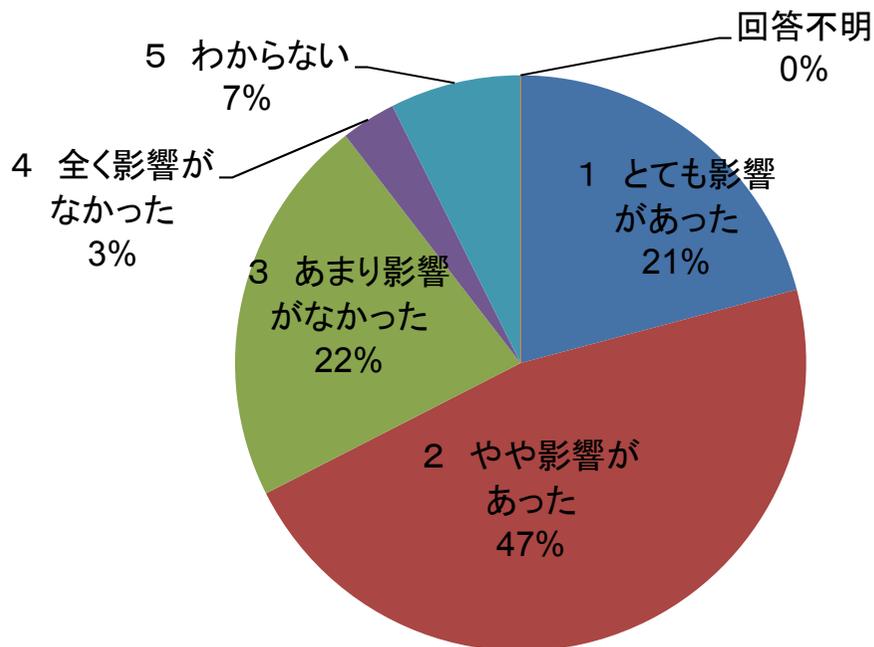
### 3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

#### 1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

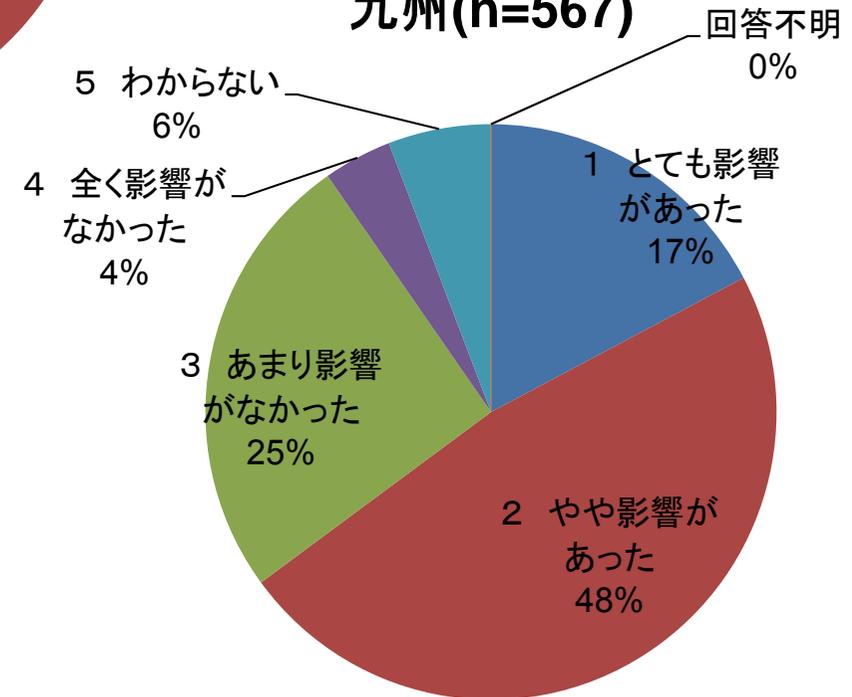
北海道(n=637)



関西(n=742)

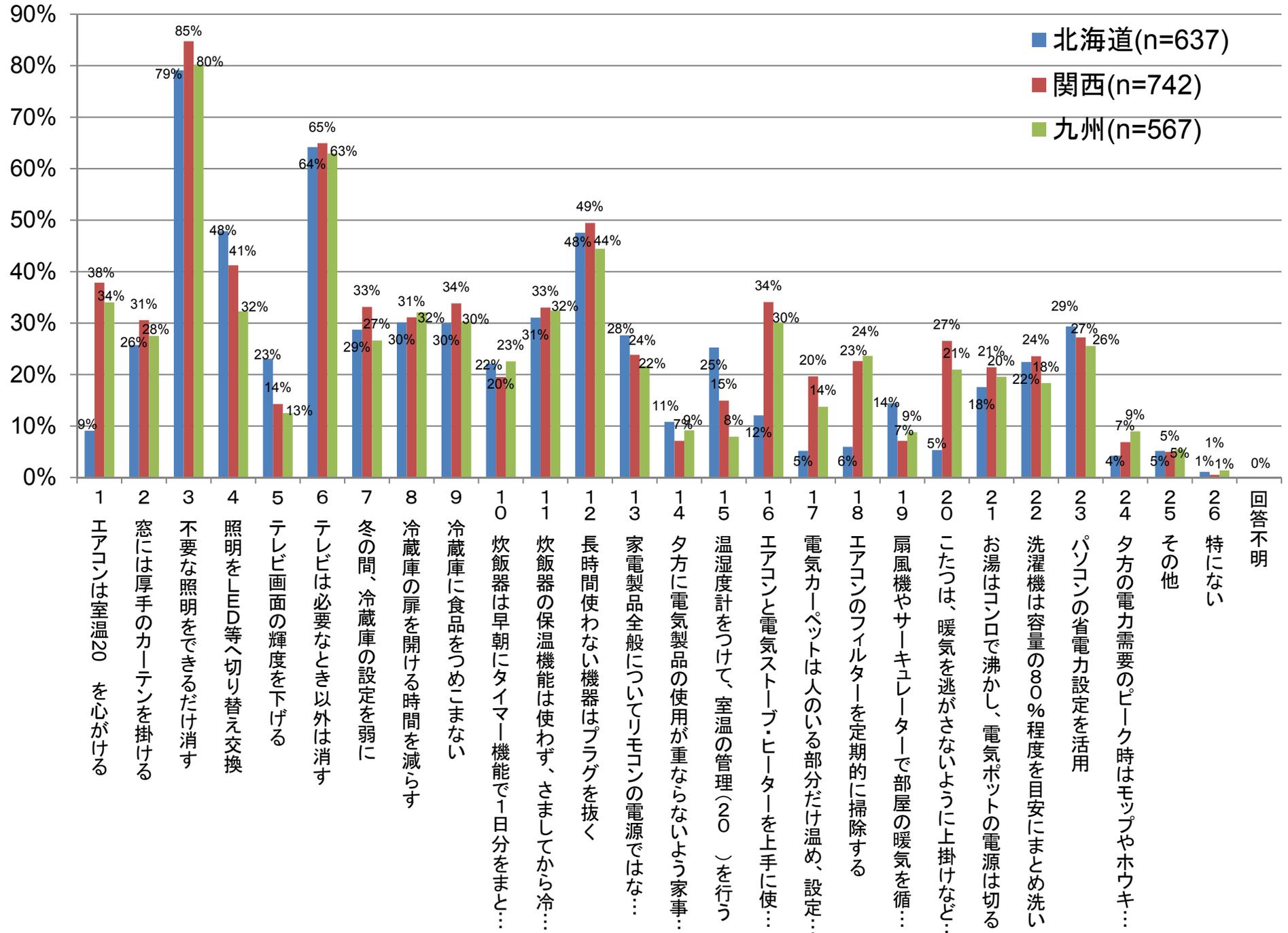


九州(n=567)

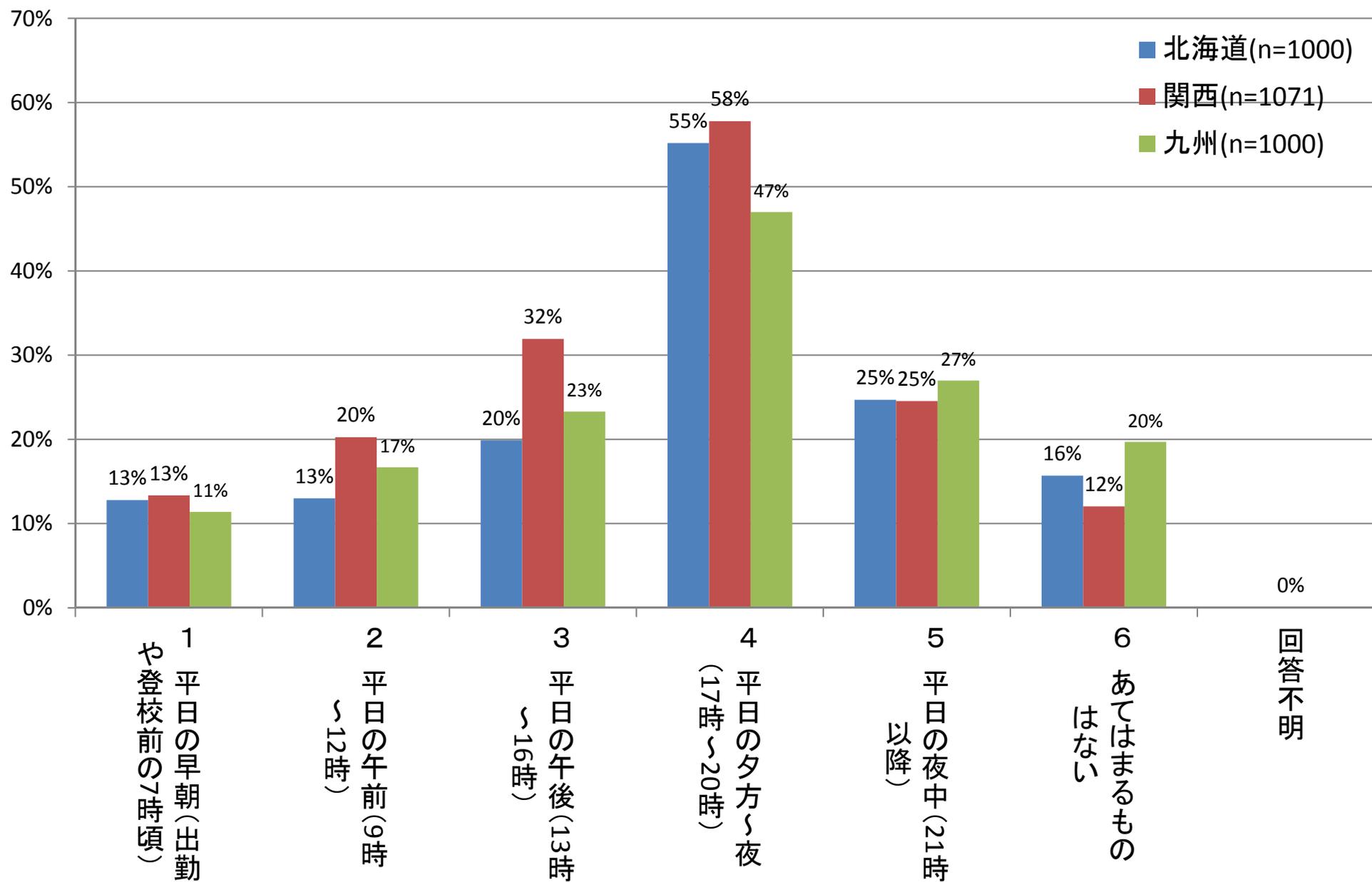


## 4. 実施した節電内容(複数回答可)

### 1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

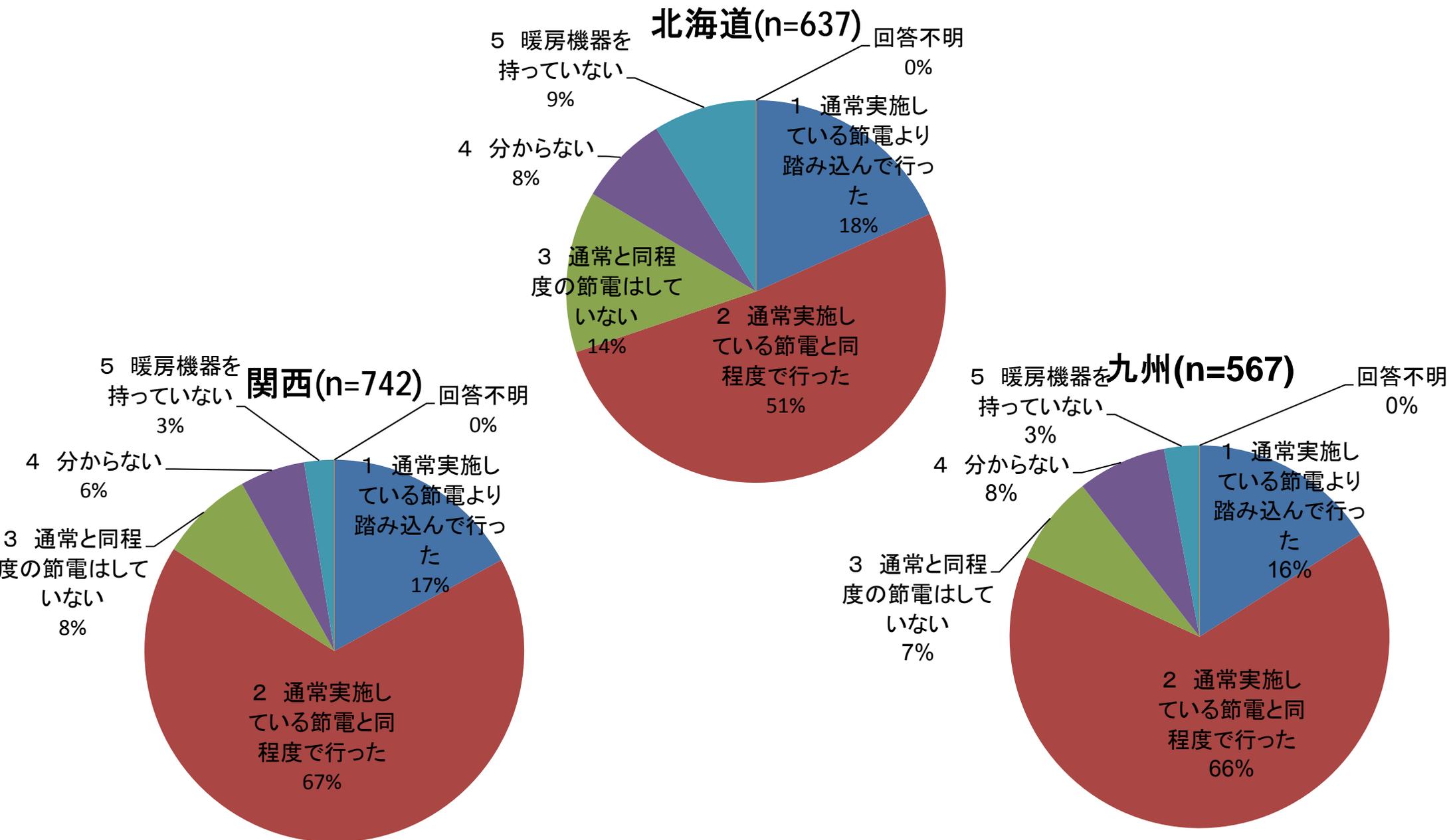


## 5. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯(複数回答可)



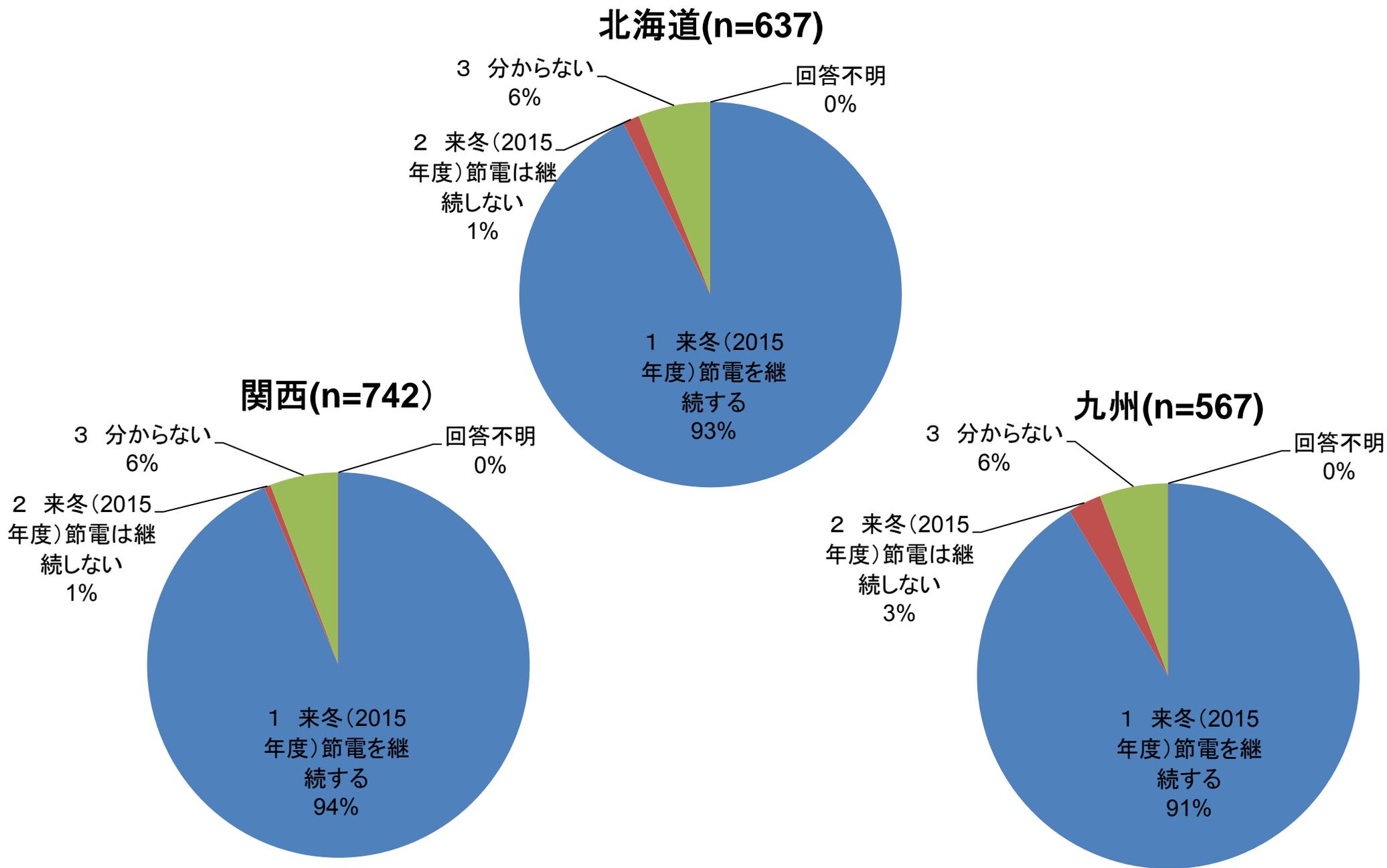
## 6. 特に寒さが厳しい日の朝、夕方ピーク時間帯におけるエアコン等の節電

### 1. で「節電を実施した」と回答した者のみ



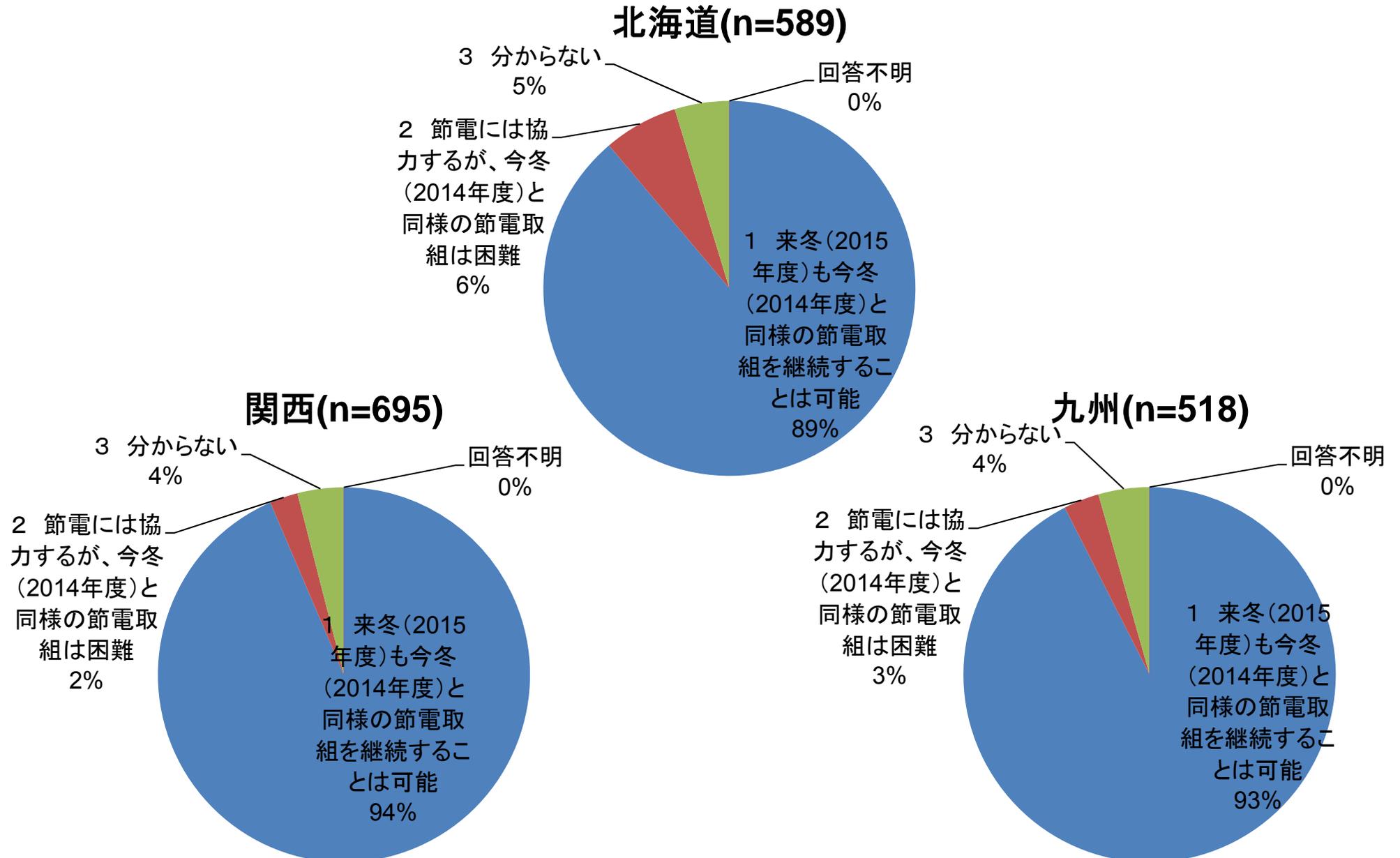
## 7. 2015年度冬季の節電の継続

### 1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

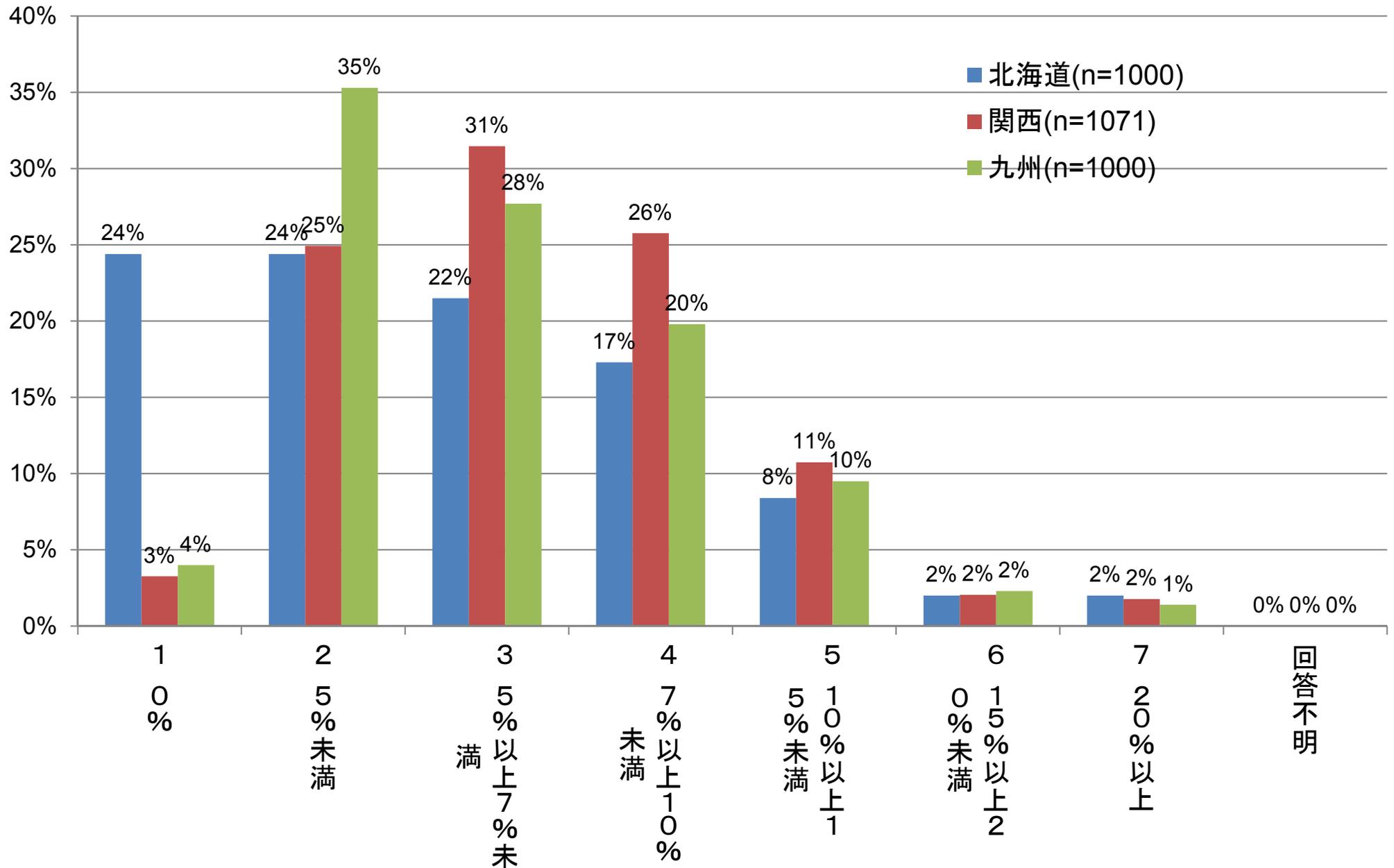


## 8. 2015年度冬季も節電を行う場合における、2014年度冬季と同様の節電取組可能性

### 7. で「節電を継続する」と回答した者のみ

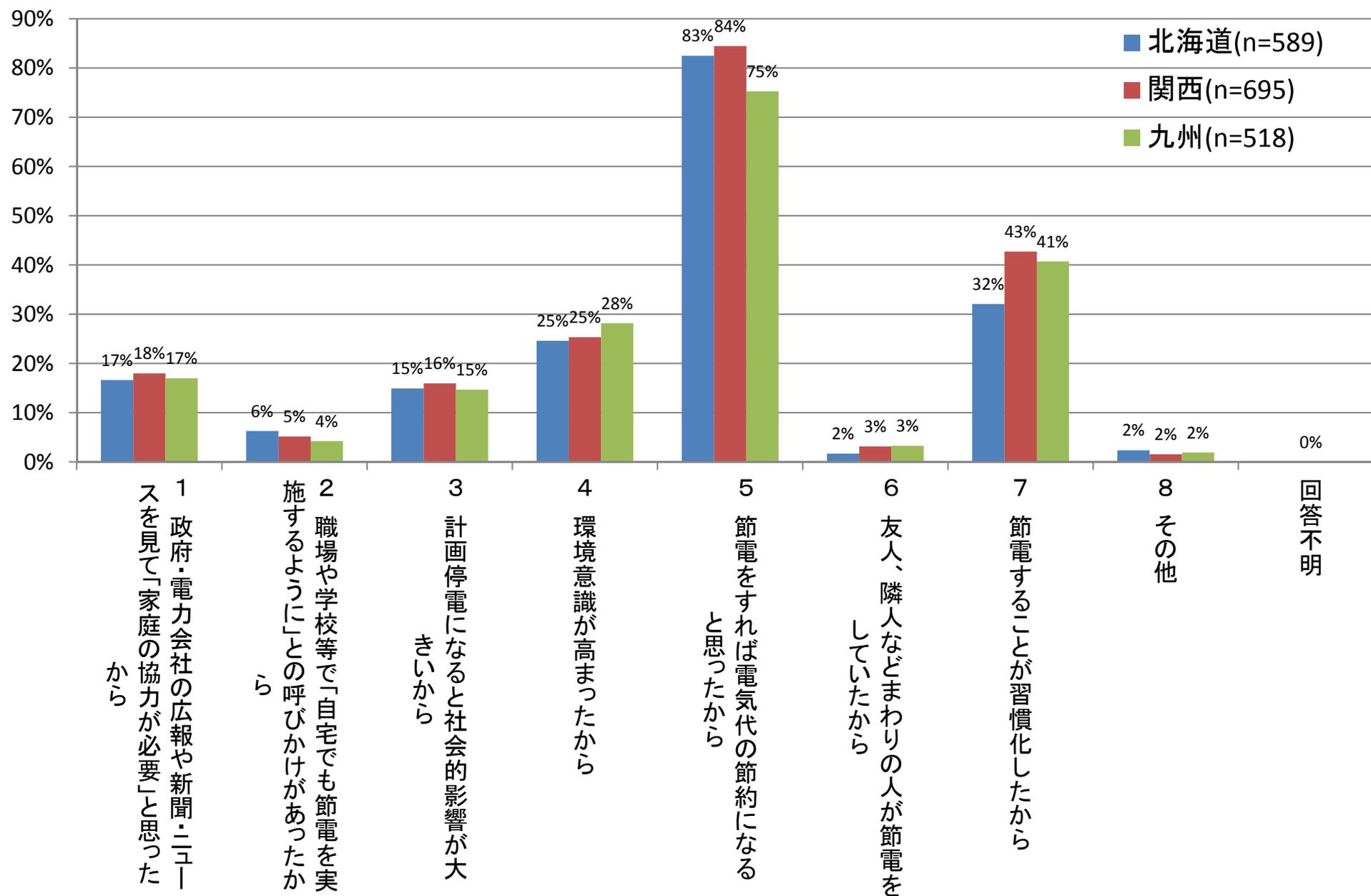


## 9. 無理がないと思われる節電幅(対2010年度(震災前)比)



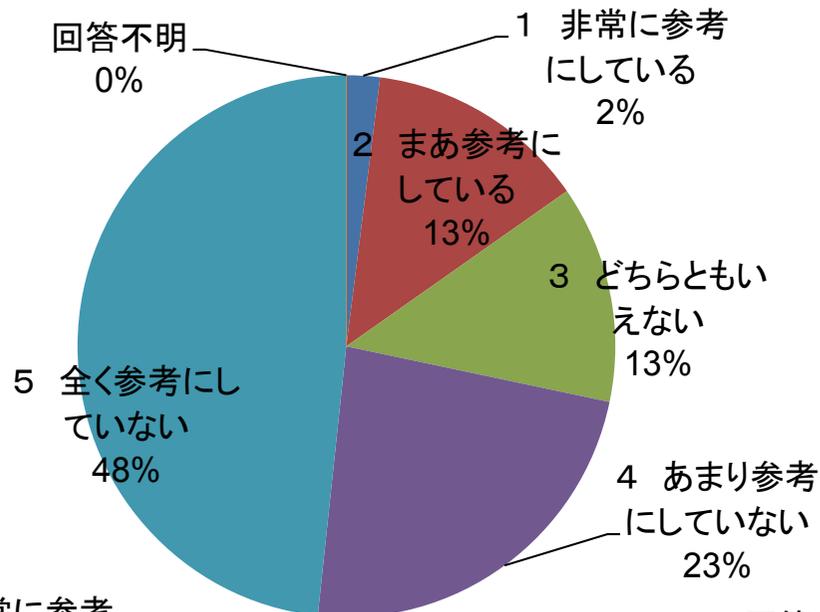
## 10. 節電を実施する理由(複数回答可)

### 7. で「節電を継続する」と回答した者のみ

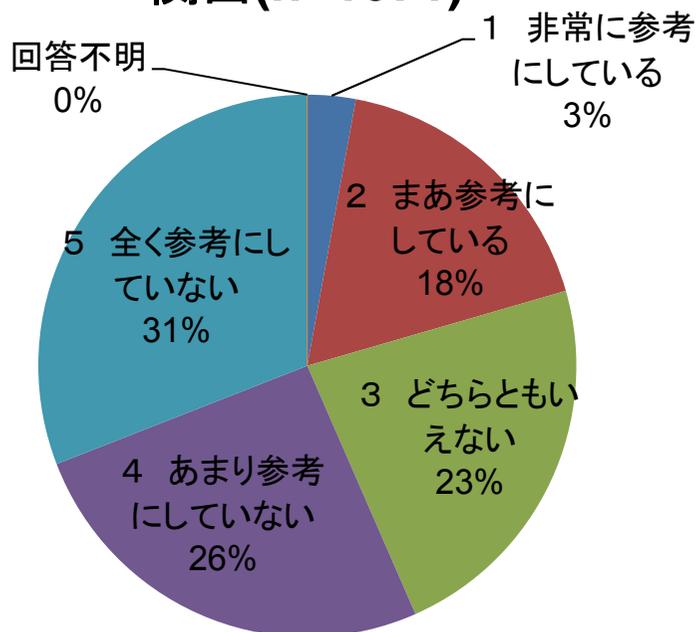


# 11. でんき予報の活用

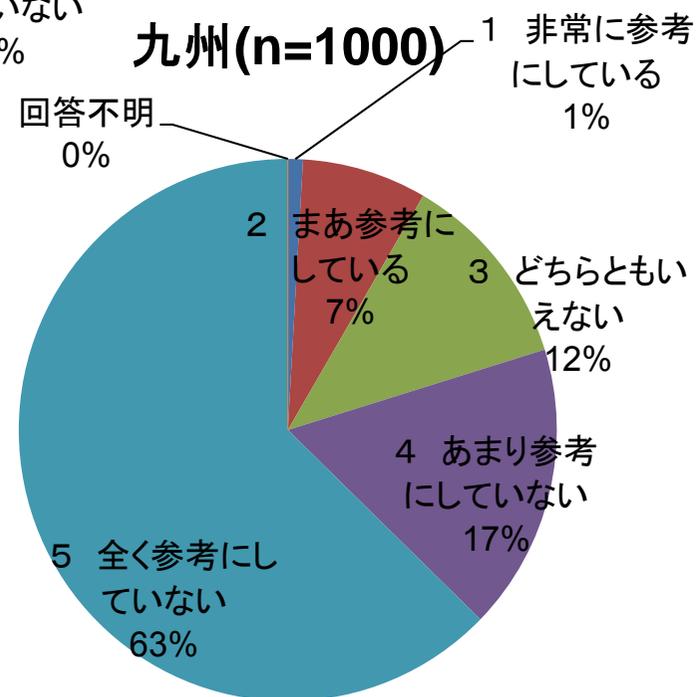
## 北海道(n=1000)



## 関西(n=1071)

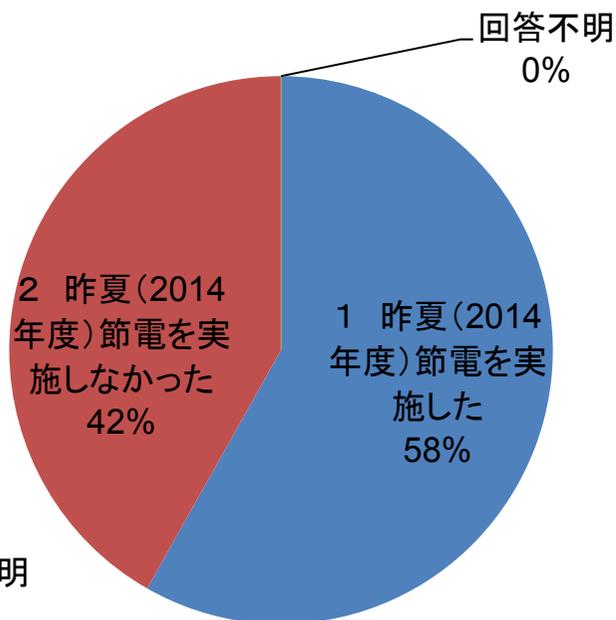


## 九州(n=1000)

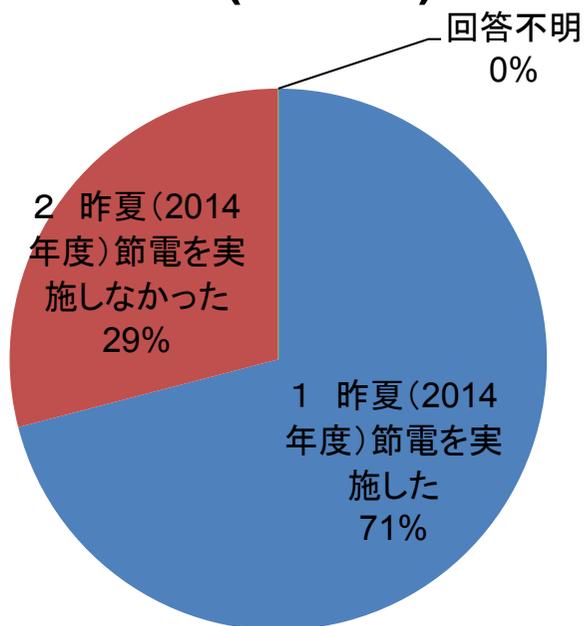


## 12. 2014年度夏季の節電の実施の有無

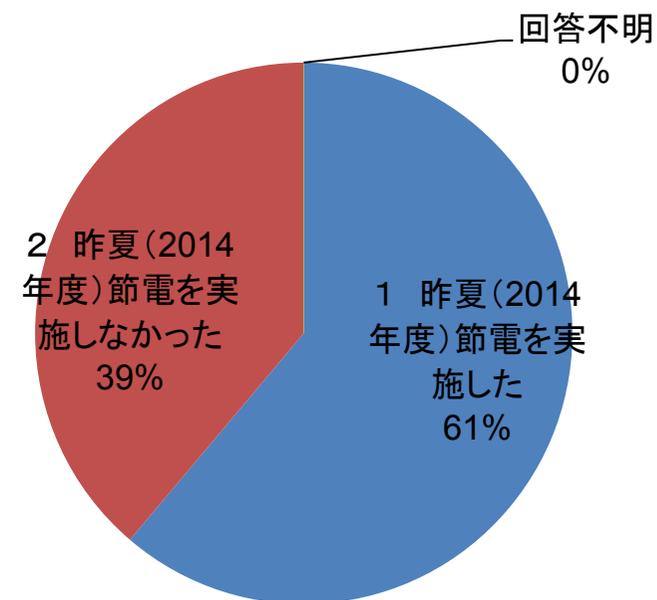
### 北海道(n=1000)



### 関西(n=1071)



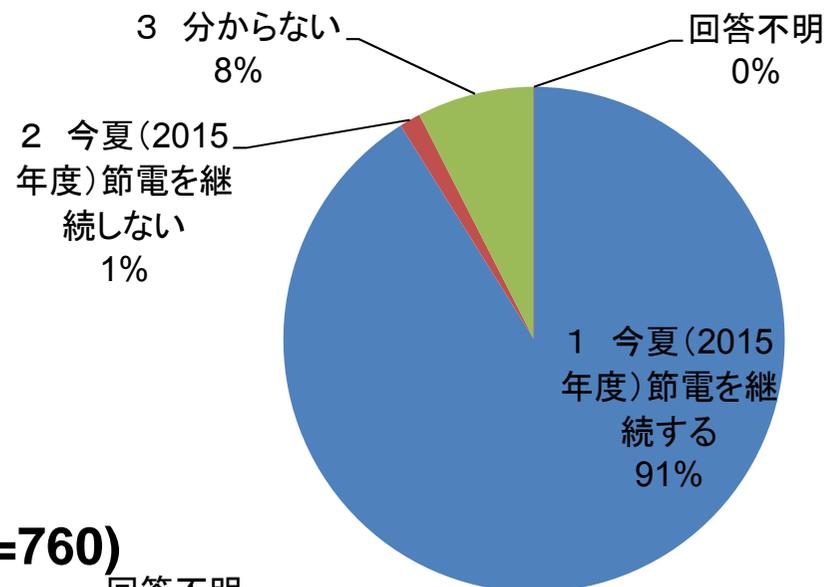
### 九州(n=1000)



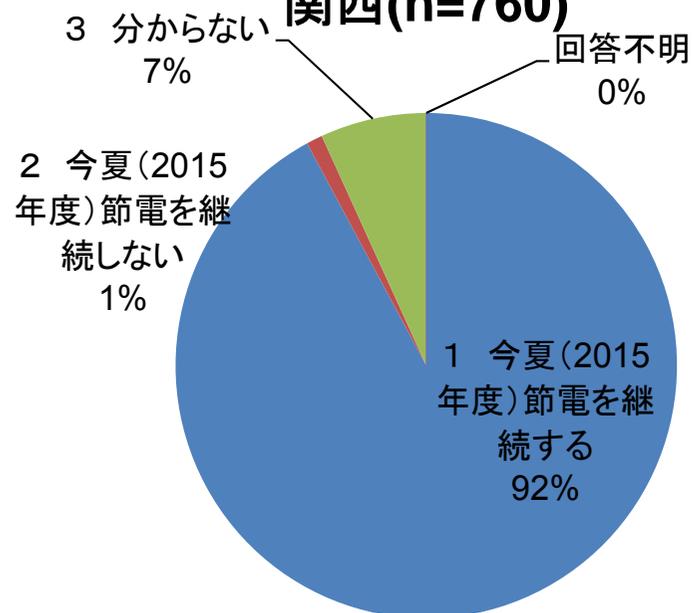
# 13. 2015年度夏季の節電の継続

## 12. で「節電を実施した」と回答した者のみ

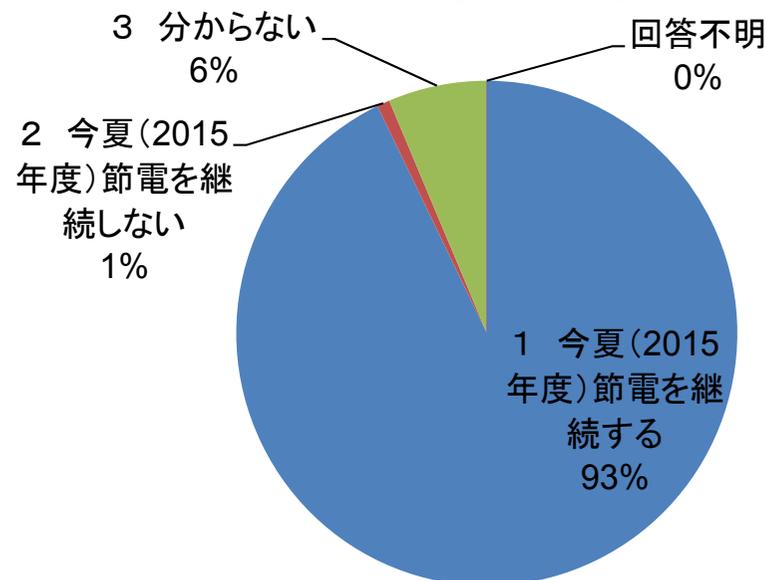
### 北海道(n=582)



### 関西(n=760)



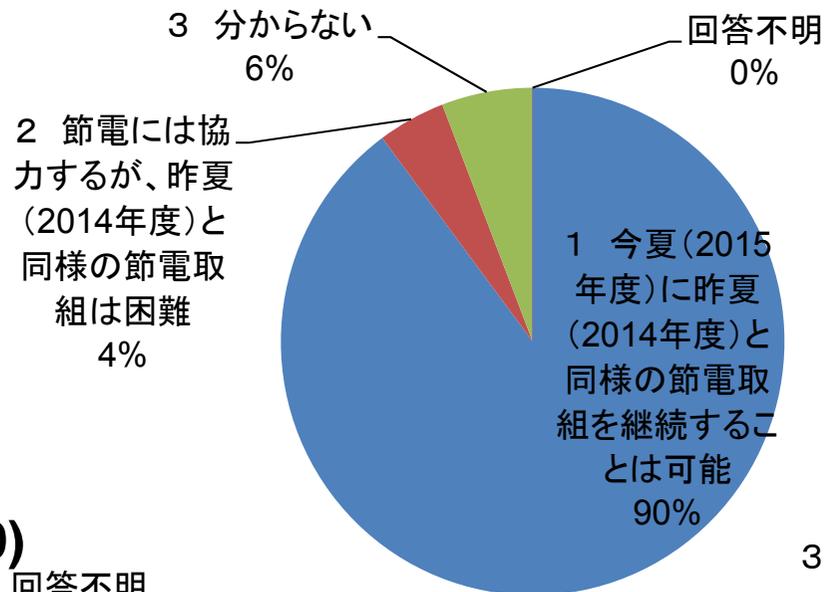
### 九州(n=612)



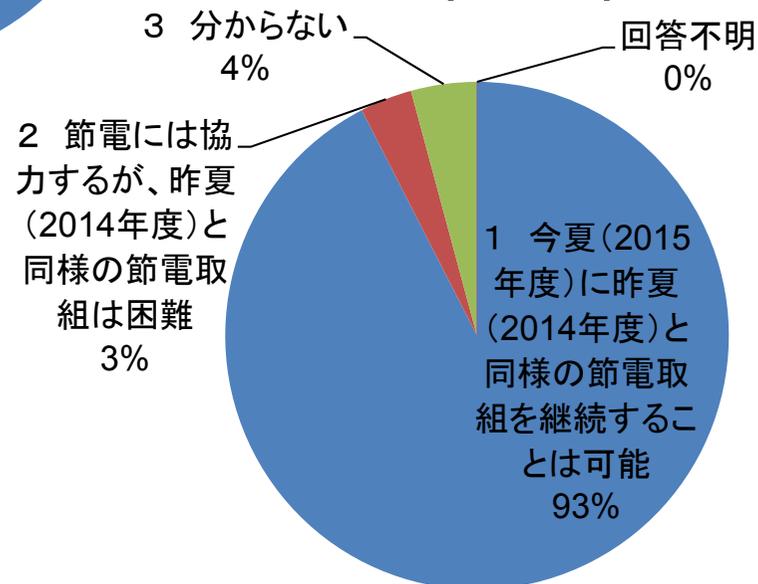
# 14. 2015年度夏季に節電を継続する場合における2014年度夏季と同様の節電取組可能性

## 13. で「節電を継続する」と回答した者のみ

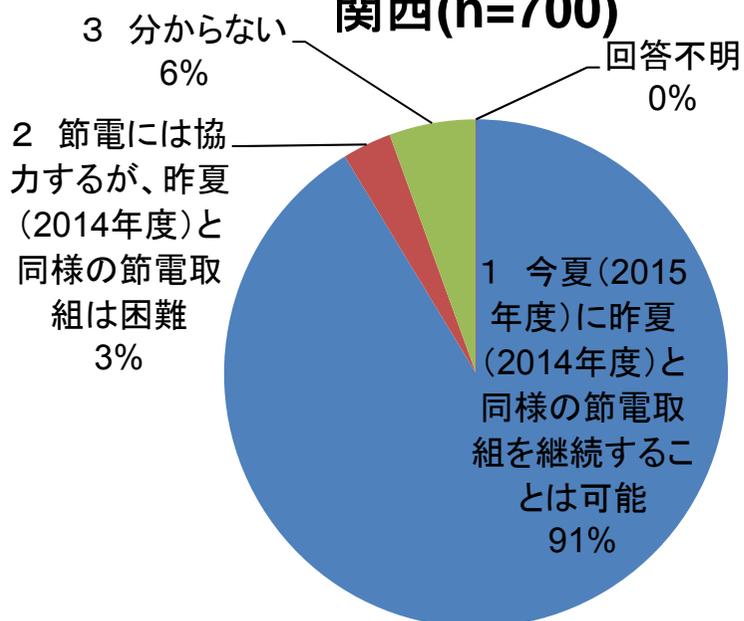
### 北海道(n=530)



### 九州(n=568)



### 関西(n=700)



(別添)

# アンケート集計結果 (9社分)

・実施時期(2月下旬～3月上旬)

・実施規模(各社、大口300件以上、小口300件以上、家庭1,000件以上)

# 大口

(1)冬の節電に係る質問

今冬(2014年度)の節電の実施の有無

回答数	1 2014年度冬季に節電を実施した	2 2014年度冬季に節電を実施しない	回答不明	
北海道	361	91%	9%	0%
東北	441	95%	5%	0%
東京	669	94%	6%	0%
中部	595	90%	10%	0%
関西	463	94%	6%	0%
北陸	367	86%	14%	0%
中国	391	87%	13%	0%
四国	303	91%	9%	0%
九州	431	94%	6%	0%
合計	4,021	92%	8%	0%

節電を実施した理由(複数回答可)( で「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 電力不安があり感力したいと考えたから	2 節電することが定着したから	3 市況悪化により生産を縮小しているから	4 停電を避けたいから	5 コスト削減につながるから	6 その他	回答不明	
北海道	330	36%	55%	2%	16%	88%	2%	0%
東北	418	12%	75%	2%	3%	83%	2%	0%
東京	632	8%	77%	2%	2%	80%	9%	0%
中部	533	8%	75%	5%	2%	89%	5%	0%
関西	433	30%	73%	4%	8%	77%	3%	0%
北陸	316	13%	69%	5%	2%	82%	4%	0%
中国	339	10%	65%	4%	1%	82%	4%	0%
四国	275	24%	69%	4%	7%	83%	3%	0%
九州	406	30%	72%	3%	8%	85%	3%	0%
合計	3,682	18%	71%	3%	5%	83%	4%	0%

値上げ申請や燃料費調整制度等により、電気料金価格が変化したことによる節電取組への影響( で「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 とても影響があった	2 やや影響があった	3 あまり影響がなかった	4 影響がなかった	5 わからない	回答不明	
北海道	330	38%	35%	18%	2%	6%	1%
東北	418	35%	42%	18%	1%	3%	1%
東京	632	40%	30%	20%	4%	2%	4%
中部	533	28%	41%	22%	3%	4%	2%
関西	433	49%	31%	14%	3%	0%	0%
北陸	316	17%	40%	33%	4%	5%	1%
中国	339	20%	32%	36%	5%	5%	1%
四国	275	25%	42%	23%	4%	6%	0%
九州	406	36%	40%	21%	2%	0%	0%
合計	3,682	33%	36%	22%	3%	4%	1%

実施した節電の内容(複数回答可)( で「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 節電目標や内容を社内に啓発	2 照明間引き	3 こまめな消灯	4 照明をLED等へ切り替え交換	5 空調温度を低め(19 等)に設定	6 空調をガス方式等に変更	7 不在エリアの空調停止	8 待機電力を切る	9 製造機器稼働の節電工夫	10 操業日や操業時間帯のシフト	11 生産抑制	12 冬季休暇の拡大	13 自家発電稼働	14 生産拠点の移転・シフト(国内の他電力管内へ)	15 生産拠点の移転・シフト(海外へ)	16 電力以外の燃料による製造機購入	17 エレベーター引き等の動力の調整	18 その他	回答不明
北海道	330	45%	64%	50%	30%	3%	28%	21%	24%	7%	2%	1%	5%	1%	1%	0%	9%	5%	0%
東北	418	50%	67%	86%	50%	41%	5%	48%	32%	17%	6%	1%	0%	5%	0%	1%	9%	6%	0%
東京	632	60%	71%	84%	57%	51%	4%	57%	39%	22%	8%	3%	1%	4%	1%	1%	11%	7%	0%
中部	533	45%	55%	62%	40%	43%	3%	43%	38%	33%	7%	2%	0%	4%	1%	1%	4%	6%	0%
関西	433	53%	70%	85%	58%	55%	5%	52%	24%	21%	4%	1%	5%	0%	0%	0%	6%	4%	0%
北陸	316	38%	51%	83%	50%	38%	2%	51%	25%	25%	5%	0%	1%	2%	0%	1%	8%	5%	0%
中国	339	39%	50%	83%	52%	42%	3%	36%	21%	25%	6%	2%	1%	3%	0%	0%	2%	5%	0%
四国	275	43%	53%	85%	53%	47%	3%	48%	25%	18%	3%	2%	1%	4%	0%	0%	1%	5%	0%
九州	406	44%	56%	87%	48%	39%	3%	51%	26%	26%	12%	2%	2%	5%	0%	0%	6%	5%	0%
合計	3,682	48%	61%	85%	54%	43%	3%	47%	29%	24%	7%	2%	1%	4%	0%	1%	7%	6%	0%

節電による企業活動への影響(複数回答可)( で「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 自家発電の種類によりコストが増加した	2 生産・販売量等に影響が生じた	3 顧客サービスが低下した	4 従業員からクレームが多くなった	5 特に生産・販売量等に影響はなかった	6 その他	回答不明	
北海道	330	4%	6%	10%	10%	69%	7%	4%
東北	418	1%	3%	7%	10%	77%	5%	3%
東京	632	1%	1%	4%	11%	68%	5%	13%
中部	533	1%	3%	2%	8%	82%	2%	4%
関西	433	2%	2%	10%	14%	65%	9%	4%
北陸	316	1%	1%	4%	9%	85%	3%	3%
中国	339	1%	1%	2%	7%	85%	2%	5%
四国	275	2%	1%	5%	9%	83%	4%	0%
九州	406	2%	3%	6%	9%	76%	8%	0%
合計	3,682	2%	2%	5%	10%	76%	5%	5%

来冬(2015年度)の節電継続( で「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 2015年度冬季に節電を継続する	2 2015年度冬季に節電を継続しない	3 分からない	回答不明	
北海道	330	96%	0%	4%	0%
東北	418	94%	0%	5%	0%
東京	632	98%	0%	2%	0%
中部	533	95%	1%	4%	1%
関西	433	93%	1%	6%	0%
北陸	316	95%	0%	5%	0%
中国	339	96%	1%	4%	0%
四国	275	96%	0%	3%	0%
九州	406	98%	0%	2%	0%
合計	3,682	96%	0%	4%	0%

来冬（2015年度）も節電を行う場合における、今冬（2014年度）と同様の節電取組可能性（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度冬季も2014年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能	2 節電には協力するが、2014年度冬季と同様の節電取組は困難	3 分からない	回答不明
北海道	316	90%	5%	0%
東北	394	92%	4%	1%
東京	617	96%	1%	1%
中部	506	88%	5%	1%
関西	401	94%	3%	0%
北陸	299	92%	3%	0%
中国	325	94%	2%	0%
四国	265	92%	3%	0%
九州	397	91%	4%	0%
合計	3,520	92%	3%	1%

無理がないと思われる節電目標（対2010年度（震災前）比）

回答数	1 0%	2 5%未満	3 5%以上7%未満	4 7%以上10%未満	5 10%以上15%未満	6 15%以上20%未満	7 20%以上	回答不明
北海道	361	37%	32%	13%	7%	6%	2%	1%
東北	441	5%	62%	18%	7%	3%	1%	3%
東京	669	3%	44%	22%	15%	4%	3%	7%
中部	595	7%	74%	12%	3%	3%	1%	0%
関西	463	3%	58%	13%	11%	9%	2%	2%
北陸	367	6%	68%	10%	5%	3%	1%	6%
中国	391	4%	71%	10%	5%	3%	1%	5%
四国	303	3%	39%	3%	9%	4%	1%	0%
九州	431	3%	63%	17%	8%	6%	1%	0%
合計	4,021	10%	57%	14%	8%	4%	1%	3%

節電を継続する理由（複数回答可）（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 電力不安があり協力したいと考えたから	2 節電することが定着したから	3 市況悪化により生産を縮小しているから	4 停電を避けたいから	5 コスト削減につながるから	6 その他	回答不明
北海道	316	34%	54%	1%	16%	89%	1%
東北	394	13%	70%	1%	4%	87%	2%
東京	617	10%	71%	1%	2%	83%	3%
中部	506	10%	74%	5%	3%	91%	4%
関西	401	30%	68%	3%	11%	84%	3%
北陸	299	14%	71%	3%	3%	82%	3%
中国	325	13%	62%	2%	2%	83%	4%
四国	265	25%	68%	3%	9%	85%	3%
九州	397	30%	73%	2%	9%	84%	2%
合計	3,520	19%	69%	2%	6%	85%	3%

(2)夏の節電に係る質問

昨夏（2014年度）の節電の実施の有無

回答数	1 2014年度夏季に節電を実施した	2 2014年度夏季に節電を実施しなかった	回答不明
北海道	361	89%	11%
東北	441	96%	4%
東京	669	93%	3%
中部	595	92%	8%
関西	463	97%	3%
北陸	367	92%	7%
中国	391	91%	9%
四国	303	94%	6%
九州	431	97%	3%
合計	4,021	94%	1%

今夏（2015年度）の節電の継続（ で「節電を継続した」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度夏季に節電を継続する	2 2015年度夏季に節電を継続しなかった	3 分からない	回答不明
北海道	323	94%	1%	0%
東北	422	95%	0%	0%
東京	625	99%	0%	0%
中部	548	97%	0%	0%
関西	448	93%	0%	0%
北陸	339	96%	1%	0%
中国	354	97%	0%	0%
四国	284	96%	1%	0%
九州	419	97%	0%	0%
合計	3,762	96%	0%	0%

今夏（2015年度）節電を継続する場合における昨夏（2014年度）と同様の節電取組可能性（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度夏季に2014年度夏季と同様の節電取組を継続することは可能	2 節電には協力するが、2014年度夏季と同様の節電取組は困難	3 分からない	回答不明
北海道	305	86%	8%	0%
東北	401	92%	3%	1%
東京	617	92%	1%	0%
中部	530	85%	7%	1%
関西	418	89%	6%	0%
北陸	324	89%	3%	1%
中国	343	90%	4%	0%
四国	274	88%	4%	0%
九州	407	88%	5%	0%
合計	3,619	89%	5%	0%

(3) その他  
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）

	回答数	1 生産・営業を抑制せざるを得ない	2 生産拠点・事業所の海外移転	3 他企業への生産・販売委託を増やす	4 取引先の生産抑制による受注の減少	5 取引先の海外移転に伴う受注・販売の減少	6 特に影響はない見通し	7 その他	回答不明
北海道	361	38%	3%	4%	9%	3%	34%	18%	6%
東北	441	38%	9%	4%	10%	4%	39%	13%	5%
関東	669	41%	7%	2%	14%	5%	20%	16%	13%
中部	595	43%	15%	10%	25%	11%	28%	13%	0%
関西	463	46%	7%	5%	12%	5%	22%	21%	5%
北陸	367	40%	10%	8%	16%	7%	29%	14%	5%
中国	391	32%	7%	4%	14%	8%	37%	7%	10%
四国	303	49%	7%	6%	12%	4%	31%	16%	0%
九州	431	43%	4%	3%	11%	3%	35%	18%	0%
合計	4,021	33%	6%	4%	11%	5%	24%	12%	4%

# 小口

(1)冬の節電に係る質問

今冬(2014年度)の節電の実施の有無

回答数	1 2014年度冬季に節電を実施した	2 2014年度冬季に節電を実施しない	回答不明
北海道	277	81%	19%
東北	398	87%	13%
関東	311	86%	14%
中部	561	85%	15%
関西	395	92%	8%
北陸	323	85%	15%
中国	558	83%	17%
四国	306	82%	18%
九州	391	92%	8%
合計	3,520	86%	14%

節電を実施した理由(複数回答可)(「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 電力不安があり感力したいと考えたから	2 節電することが定着したから	3 市況悪化により生産を縮小しているから	4 停電を避けたいから	5 コスト削減につながるから	6 その他	回答不明
北海道	224	21%	51%	3%	9%	90%	1%
東北	347	8%	67%	2%	2%	82%	1%
関東	269	7%	77%	2%	0%	83%	6%
中部	476	12%	59%	5%	2%	91%	4%
関西	365	19%	58%	2%	6%	88%	2%
北陸	275	10%	63%	2%	2%	82%	3%
中国	462	13%	53%	3%	1%	79%	2%
四国	250	14%	62%	2%	3%	82%	2%
九州	361	24%	69%	3%	5%	87%	2%
合計	3,029	14%	62%	3%	3%	85%	2%

値上げ申請や燃料費調整制度等により、電気料金価格が変化したことによる節電取組への影響(「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 とても影響があった	2 やや影響があった	3 あまり影響がなかった	4 影響がなかった	5 わからない	回答不明	
北海道	224	30%	37%	18%	4%	9%	2%
東北	347	40%	37%	18%	2%	3%	0%
関東	269	32%	38%	14%	10%	2%	3%
中部	476	22%	43%	23%	3%	8%	1%
関西	365	46%	37%	10%	1%	5%	1%
北陸	275	13%	43%	28%	4%	12%	0%
中国	462	11%	40%	30%	3%	14%	1%
四国	250	21%	42%	24%	2%	12%	0%
九州	361	29%	48%	21%	2%	0%	0%
合計	3,029	27%	41%	21%	3%	7%	1%

実施した節電の内容(複数回答可)(「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 節電目標や内容を社内に啓発	2 照明引き	3 こまめな消灯	4 照明をLED等へ切り替え交換	5 空調温度を低め(19 等)に設定	6 空調をガス方式等に変更	7 不在エリアの空調停止	8 待機電力を切る	9 製造機器稼働の節電工夫	10 操業日や操業時間帯のシフト	11 生産抑制	12 冬季休暇の拡大	13 自家発電稼働	14 生産拠点の移転・シフト(国内の他電力管内へ)	15 生産拠点の移転・シフト(海外へ)	16 電力以外の燃料による製造機購入	17 エレベーター引き等の動力の調整	18 その他	回答不明	
北海道	224	26%	56%	88%	33%	20%	0%	22%	11%	4%	2%	1%	1%	0%	0%	1%	2%	3%	0%	
東北	347	47%	66%	84%	42%	35%	1%	44%	27%	7%	1%	1%	1%	2%	0%	1%	0%	3%	2%	0%
関東	269	57%	61%	74%	59%	61%	6%	46%	30%	13%	2%	0%	3%	0%	0%	0%	15%	4%	0%	
中部	476	38%	52%	85%	41%	36%	3%	39%	20%	13%	4%	1%	0%	0%	0%	0%	2%	5%	0%	
関西	365	41%	58%	87%	44%	48%	2%	43%	18%	13%	5%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	7%	0%	
北陸	275	30%	47%	85%	35%	34%	1%	17%	12%	3%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	2%	5%	0%	
中国	462	31%	36%	79%	32%	31%	2%	37%	10%	7%	3%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	4%	0%	
四国	250	38%	45%	84%	33%	38%	2%	40%	16%	8%	2%	1%	1%	1%	0%	0%	2%	6%	0%	
九州	361	42%	51%	86%	42%	47%	2%	22%	17%	6%	1%	2%	1%	0%	0%	0%	3%	10%	0%	
合計	3,029	39%	52%	84%	40%	39%	2%	42%	20%	11%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	3%	5%	0%	

節電による企業活動への影響(複数回答可)(「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 自家発電の稼働によりコストが増加した	2 生産・販売量等に影響が生じた	3 顧客サービスが低下した	4 従業員からクレームが多くなった	5 特に生産・販売量等に影響はなかった	6 その他	回答不明
北海道	224	1%	3%	8%	6%	60%	6%
東北	347	1%	3%	7%	8%	81%	2%
関東	269	0%	2%	2%	23%	58%	16%
中部	476	0%	1%	4%	9%	80%	4%
関西	365	0%	4%	8%	17%	65%	2%
北陸	275	1%	2%	6%	6%	80%	5%
中国	462	0%	1%	7%	5%	80%	7%
四国	250	0%	2%	4%	8%	79%	9%
九州	361	1%	3%	6%	7%	81%	7%
合計	3,029	1%	2%	6%	10%	76%	4%

来冬(2015年度)の節電継続(「節電を実施した」と回答した企業のみ)

回答数	1 2015年度冬季に節電を継続する	2 2015年度冬季に節電を継続しない	3 分からない	回答不明	
北海道	224	92%	0%	3%	0%
東北	347	92%	1%	6%	0%
関東	269	93%	6%	0%	0%
中部	476	95%	0%	4%	1%
関西	365	94%	1%	5%	0%
北陸	275	97%	0%	3%	0%
中国	462	95%	1%	3%	1%
四国	250	98%	0%	2%	0%
九州	361	97%	0%	3%	0%
合計	3,029	95%	1%	3%	0%

来冬（2015年度）も節電を行う場合における、今冬（2014年度）と同様の節電取組可能性（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度冬季も2014年度冬季と同様の節電取組を継続することは可能	2 節電には協力するが、2014年度冬季と同様の節電取組は困難	3 分からない	回答不明	
北海道	216	89%	4%	7%	0%
東北	320	93%	3%	4%	0%
東京	251	98%	0%	1%	0%
中部	453	93%	2%	5%	1%
関西	342	91%	6%	3%	0%
北陸	266	92%	4%	4%	0%
中国	441	92%	3%	5%	0%
四国	244	91%	3%	6%	0%
九州	351	94%	1%	5%	0%
合計	2,884	93%	3%	4%	0%

無理がないと思われる節電目標（対2010年度（震災前）比）

回答数	1 0%	2 5%未満	3 5%以上7%未満	4 7%以上10%未満	5 10%以上15%未満	6 15%以上20%未満	7 20%以上	回答不明	
北海道	277	34%	30%	16%	10%	6%	2%	0%	1%
東北	398	5%	60%	18%	7%	3%	1%	1%	6%
東京	311	11%	22%	21%	29%	7%	3%	2%	4%
中部	561	7%	60%	19%	9%	4%	1%	1%	0%
関西	395	3%	58%	16%	12%	4%	3%	2%	2%
北陸	323	5%	62%	17%	5%	3%	1%	1%	6%
中国	558	4%	60%	15%	7%	3%	0%	1%	10%
四国	306	43%	28%	14%	8%	5%	1%	1%	0%
九州	391	3%	52%	19%	16%	5%	2%	3%	0%
合計	3,520	11%	51%	17%	4%	1%	1%	3%	0%

節電を継続する理由（複数回答可）（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 電力不安があり協力したいと考えたから	2 節電することが定着したから	3 市況悪化により生産を縮小しているから	4 停電を避けたいから	5 コスト削減につながるから	6 その他	回答不明		
北海道	216	26%	53%	3%	8%	88%	0%	0%	
東北	320	8%	63%	1%	4%	82%	2%	0%	
東京	251	16%	72%	0%	3%	86%	1%	2%	
中部	453	12%	60%	4%	3%	92%	3%	0%	
関西	342	22%	56%	9%	9%	91%	2%	0%	
北陸	266	15%	66%	1%	3%	80%	2%	1%	
中国	441	16%	54%	2%	2%	81%	1%	0%	
四国	244	18%	60%	2%	5%	82%	1%	0%	
九州	351	29%	73%	2%	2%	10%	86%	1%	0%
合計	2,884	18%	62%	2%	5%	86%	2%	0%	

(2)夏の節電に係る質問

昨夏（2014年度）の節電の実施の有無

回答数	1 2014年度夏季に節電を実施した	2 2014年度夏季に節電を実施しなかった	回答不明	
北海道	277	81%	19%	0%
東北	398	86%	13%	1%
東京	311	78%	17%	5%
中部	561	84%	16%	0%
関西	395	93%	7%	0%
北陸	323	84%	14%	2%
中国	558	84%	16%	0%
四国	306	83%	17%	0%
九州	391	94%	6%	0%
合計	3,520	85%	14%	1%

今夏（2015年度）の節電の継続（ で「節電を実施した」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度夏季に節電を継続する	2 2015年度夏季に節電を継続しなかった	3 分からない	回答不明	
北海道	223	96%	0%	4%	0%
東北	341	91%	1%	8%	0%
東京	243	98%	0%	2%	0%
中部	471	96%	0%	4%	0%
関西	366	96%	0%	4%	0%
北陸	270	97%	0%	3%	0%
中国	468	96%	1%	2%	1%
四国	254	98%	0%	2%	0%
九州	366	97%	0%	3%	0%
合計	3,002	96%	0%	4%	0%

今夏（2015年度）節電を継続する場合における昨夏（2014年度）と同様の節電取組可能性（ で「節電を継続する」と回答した企業のみ）

回答数	1 2015年度夏季に2014年度夏季と同様の節電取組を継続することは可能	2 節電には協力するが、2014年度夏季と同様の節電取組は困難	3 分からない	回答不明	
北海道	213	90%	3%	6%	0%
東北	311	93%	2%	5%	0%
東京	237	94%	2%	4%	0%
中部	450	91%	4%	5%	0%
関西	352	88%	7%	5%	0%
北陸	262	92%	4%	4%	0%
中国	449	91%	3%	5%	1%
四国	249	88%	4%	8%	0%
九州	355	93%	3%	5%	0%
合計	2,877	91%	4%	5%	0%

(3) その他  
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）

	回答数	1 生産・営業を抑制せざるを得ない	2 生産拠点・事業所の海外移転	3 他企業への生産・販売委託を増やす	4 取引先の生産抑制による受注の減少	5 取引先の海外移転に伴う受注・販売の減少	6 特に影響はない見通し	7 その他	回答不明
北海道	277	36%	0%	3%	5%	1%	44%	13%	8%
東北	398	39%	2%	3%	9%	2%	44%	8%	5%
関東	311	32%	4%	6%	11%	5%	28%	12%	19%
中部	561	27%	3%	5%	18%	11%	50%	11%	0%
関西	395	34%	4%	4%	11%	3%	37%	16%	4%
北陸	323	28%	1%	5%	13%	5%	42%	11%	8%
中国	558	23%	1%	3%	8%	3%	54%	13%	6%
四国	306	27%	2%	4%	11%	2%	49%	16%	0%
九州	391	33%	1%	4%	11%	3%	48%	15%	0%
合計	3,520	30%	2%	4%	11%	4%	45%	13%	5%

家庭

(1)冬の節電にかける時間

今冬(2014年度)の節電の実施の有無

Table with 4 columns: 回答数, 1. 2014年度今冬に節電を実施した, 2. 2014年度今冬に節電を実施しなかった, 3. 回答不明. Rows include 北海道, 東北, 関東, 中部, 関西, 北陸, 中国, 四国, 九州, 合計.

節電を実施した理由(複数回答可) (で「節電を実施した」と回答した者のみ)

Table with 8 columns: 回答数, 1. 経済・電力会社による料金アップ, 2. 職場や学校での広電や新機, 3. 計画停電による不便, 4. 環境意識が高まったから, 5. 節電すれば電気料金が安くなるから, 6. 友人・知人などからの勧め, 7. 節電することが習慣化したから, 8. その他, 9. 回答不明.

値上げ申請や燃料費調整制度等により、電気料金単価が変化したことによる節電取組への影響(で「節電を実施した」と回答した者のみ)

Table with 6 columns: 回答数, 1. 値上げ申請や燃料費調整制度等により、電気料金単価が上昇したため, 2. 値上げ申請や燃料費調整制度等により、電気料金単価が下落したため, 3. わからぬ, 4. 回答不明.

実施した節電内容(複数回答可) (で「節電を実施した」と回答した者のみ)

Table with 26 columns: 回答数, 1. エアコンは室温20度を設定, 2. 窓には厚手のカーテンをかける, 3. 不要な照明を消す, 4. 照明をLED等へ切り換え, 5. テレビの電源の切, 6. テレビは必要なとき以外は消す, 7. 冬の間、冷蔵庫の扉の開閉を減らす, 8. 冷蔵庫の扉を開ける時間を減らす, 9. 冷蔵庫に食品を詰めない, 10. 炊飯器は早炊機能は使わず, 11. 炊飯器の保温機能は使わず, 12. 長時間使わない機器はプラグを抜く, 13. 家電製品全般の電源を切る, 14. タバコに電気製品の使用が重ならないよう家電を分ける, 15. 室温計を付けて、室温の管理(26度)を行う, 16. エアコンと電暖ストーブを上手に使い分ける, 17. 電気カーペットは人のいない部屋は電源を切る, 18. エアコンのフィルターを定期的に掃除する, 19. 扇風機やサーキュレーターで空気を循環させる, 20. こたつは、暖房を消さないようこたつにだけ使う, 21. 洗濯はエコモードの洗濯機を使う, 22. 洗濯機は容量の80%程度を目安にまめに洗う, 23. パソコンの省電モードを使う, 24. タバコの電力消費のピーク時はコンセントを抜く, 25. その他, 26. 特になし, 27. 回答不明.

特に家庭の節電が必要と思う時間帯(複数回答可)

Table with 7 columns: 回答数, 1. 平日の早晚(朝動や夜寝前の時間帯), 2. 平日の午前(9時-12時), 3. 平日の午後(13時-16時), 4. 平日の夕方(17時-20時), 5. 平日の夜中(21時以降), 6. その他, 7. 回答不明.

特に寒さが解けにくい日、夕方ピーク時間帯におけるエアコン等の節電(で「節電を実施した」と回答した者のみ)

Table with 5 columns: 回答数, 1. 通常実施している節電より節電の度合いが大きい, 2. 通常実施している節電と同程度の節電はしていない, 3. 通常と同程度の節電はしていない, 4. 分からない, 5. 暖房機器を持っていない, 6. 回答不明.

来冬(2015年度)の節電の継続(で「節電を実施した」と回答した者のみ)

Table with 4 columns: 回答数, 1. 2015年度今冬に節電を継続する, 2. 2014年度今冬に節電は継続しなかった, 3. 分からない, 4. 回答不明.

来冬(2015年度)も節電を行う場合における、今冬(2014年度)と同様の節電取組可能性(で「節電を継続する」と回答した者のみ)

Table with 4 columns: 回答数, 1. 2015年度今冬も節電を継続する, 2. 2014年度今冬と同程度の節電取組可能性を継続する, 3. 分からない, 4. 回答不明.

無理がないと思われる節電額（対2010年度（震災前）比）

回答数	1 0%	2 5%未満	3 5%以上7%未満	4 7%以上10%未満	5 10%以上15%未満	6 15%以上20%未満	7 20%以上	回答不明
北海道	1,000	245	245	225	175	85	25	0
東北	1,400	35	35	215	215	95	25	0
関東	1,879	35	255	285	245	125	35	0
中部	1,650	25	335	275	245	105	25	0
近畿	1,077	35	255	315	265	115	25	0
中国	1,000	55	355	315	185	85	25	0
四国	1,000	65	355	285	185	65	25	0
九州	1,046	65	305	285	185	115	25	0
全国	10,000	45	355	355	265	105	15	0
合計	10,398	65	355	355	275	105	35	0

節電を継続する理由（複数回答可）（「節電を継続する」と回答した者のみ）

回答数	1 政府・電力会社 の広報や新聞 ニュースを見て の協力が必要 と思ったから	2 職場や学校等 で、自宅でも節電を 促すように、家 の呼びかけがあ ったから	3 計画停電になる と生活が不便が大 きいから	4 環境意識が高 まったから	5 節電すれば電 料金の節約にな ると思ったから	6 友人、知人など まわりの人が節電 をしていたから	7 節電することが 習慣化したから	8 その他	回答不明
北海道	689	175	65	155	255	85	25	35	0
東北	718	175	35	125	285	85	15	45	0
関東	1,208	125	45	115	255	85	25	25	0
中部	813	135	65	85	285	85	25	35	0
近畿	698	165	55	165	255	85	35	25	0
中国	420	135	75	75	255	75	15	35	0
四国	440	145	65	115	65	65	35	35	0
九州	698	125	65	105	215	85	35	35	0
全国	5,148	175	45	155	285	75	35	415	0
合計	5,129	155	45	125	255	85	35	385	0

でんき予報の活用

回答数	1 節電に参考にし ている	2 まあ参考にし ている	3 どろどろし ない	4 あまり参考にし ていない	5 全く参考にし ていない	回答不明
北海道	1,000	25	135	235	485	0
東北	1,400	45	135	205	435	0
関東	1,879	25	105	175	475	0
中部	1,650	25	65	145	455	0
近畿	1,077	35	165	235	315	0
中国	1,000	35	165	175	485	0
四国	1,000	45	125	185	485	0
九州	1,046	25	65	155	485	0
全国	10,000	15	85	175	635	0
合計	10,398	35	115	185	485	0

(2)夏の節電に係る質問

昨夏(2014年度)の節電の実施の有無

回答数	1 2014年度夏季 に節電を実施し た	2 2014年度夏季 に節電を実施しな かった	回答不明	
北海道	1,000	585	415	0
東北	1,400	605	465	0
関東	1,879	645	365	0
中部	1,650	615	395	0
近畿	1,077	715	255	0
中国	1,000	665	255	0
四国	1,000	645	465	0
九州	1,046	645	355	0
全国	10,000	615	395	0
合計	10,398	615	395	0

今夏(2015年度)の節電の継続（「節電を実施した」と回答した者のみ）

回答数	1 2015年度夏季 に節電を継続する	2 2015年度夏季 に節電を継続しな かった	3 分からない	回答不明	
北海道	582	915	15	85	0
東北	646	325	25	85	0
関東	1,201	365	15	45	0
中部	611	915	25	75	0
近畿	760	825	15	75	0
中国	488	675	25	115	0
四国	538	625	25	75	0
九州	668	365	0	55	0
全国	6,112	935	15	65	0
合計	6,112	935	15	65	0

今夏(2015年度)節電を継続する場合における昨夏(2014年度)と同様の節電取組可能（「節電を継続する」と回答した者のみ）

回答数	1 2015年度夏季 に2014年度夏季 と同様の節電取組 を継続することは 可能	2 節電には協力 するが、昨夏(2014 年度)と同様の節 電取組は困難	3 分からない	回答不明	
北海道	530	905	25	85	0
東北	777	805	45	65	0
関東	1,148	935	45	35	0
中部	659	915	35	55	0
近畿	730	915	35	65	0
中国	459	865	35	65	0
四国	494	915	35	65	0
九州	631	915	35	65	0
全国	5,644	915	35	65	0