

2015年度冬季の需給検証について

1. 2015年度冬季の各電力会社管内における需給状況(最大需要日)

電力会社	節電目標	最大需要日	平均 気温 () ¹	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要 (見通し ³) (万kW)	供給力 (見通し ³) (万kW)	予備率 (見通し ³)
北海道電力	数値目標を 伴わない節電	1月19日(火) (4～5時)	-1.4	504	626	24.0%	543	622	14.5%
東北電力	数値目標を 伴わない節電	1月25日(月) (17～18時)	-1.0	1,307	1,482	13.4%	1,416	1,516	7.1%
東京電力	数値目標を 伴わない節電	1月18日(月) (10～11時)	2.9	4,450	4,837	8.7%	4,840	5,160	6.6%
中部電力	数値目標を 伴わない節電	1月25日(月) (9～10時)	0.1	2,339	2,504	7.1%	2,356	2,499	6.1%
関西電力	数値目標を 伴わない節電	1月25日(月) (18～19時)	1.9	2,291	2,581	12.6%	2,496	2,579	3.3%
北陸電力	数値目標を 伴わない節電	1月19日(火) (17～18時)	0.7	518	559	7.8%	529	557	5.3%
中国電力	数値目標を 伴わない節電	1月25日(月) (9～10時)	-0.1	² 1,087	1,216	11.8%	1,067	1,170	9.6%
四国電力	数値目標を 伴わない節電	1月19日(火) (18～19時)	4.6	481	539	12.1%	497	528	6.2%
九州電力	数値目標を 伴わない節電	1月25日(月) (10～11時)	3.8	1,508	1,834	21.6%	1,515	1,648	8.8%
沖縄電力 ⁴	なし	1月24日(日) (19～20時)	9.2	122	164	34.0%	115	168	46.1%

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 中国電力においては、最大需要発生時刻が昼間帯となったことによる産業用需要の増加などにより、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27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. 2015年度冬季の各電力会社管内における需給状況(最小予備率日)

電力会社	節電目標	最小予備率日	最小予備率日の平均気温() ¹	最大需要(万kW)	ピーク供給力(万kW)	予備率
北海道電力	数値目標を伴わない節電	2月25日(木) (4～5時)	-6.4	489	544	11.2%
東北電力	数値目標を伴わない節電	2月2日(火) (17～18時)	-0.6	1,274	1,432	12.4%
東京電力	数値目標を伴わない節電	1月13日(木) (18～19時)	5.9	4,113	4,311	4.8%
中部電力	数値目標を伴わない節電	1月12日(火) (17～18時)	6.5	2,022	2,128	5.3%
関西電力	数値目標を伴わない節電	3月1日(火) (18～19時)	3.3	2,114	2,328	10.1%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	12月15日(火) (16～17時)	11.4	406	429	5.6%
中国電力	数値目標を伴わない節電	3月14日(月) (9～10時)	7.7	848	904	6.6%
四国電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (18～19時)	6.5	479	530	10.8%
九州電力	数値目標を伴わない節電	3月1日(火) (19～20時)	8.1	1,315	1,399	6.4%
沖縄電力 ²	なし	1月24日(日) (19～20時)	9.2	122	164	34.0%

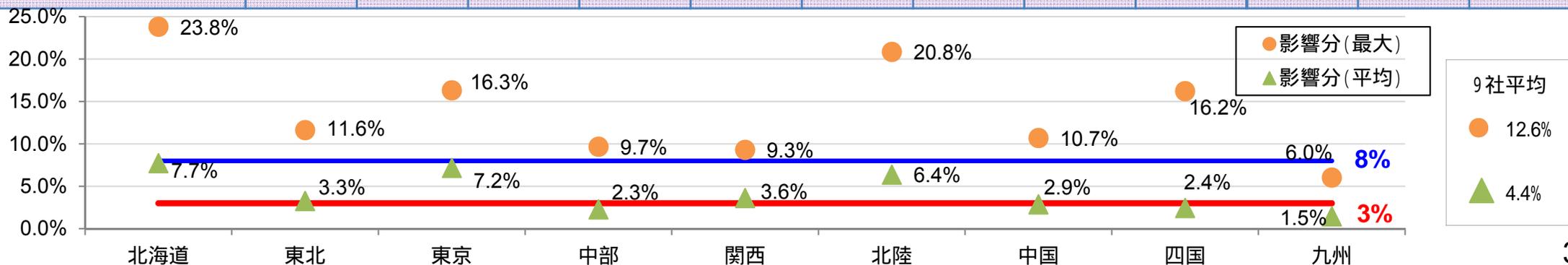
1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

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(火力等の2015年度冬季の計画外停止状況)

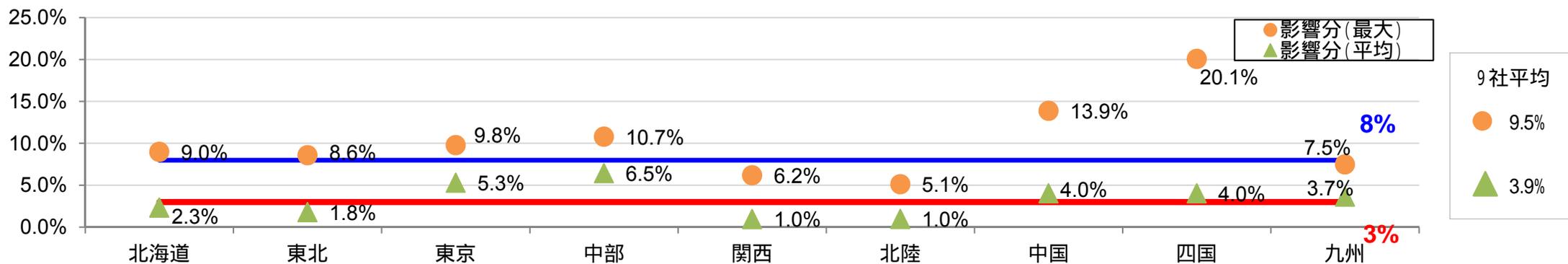
2015年度冬季については、2014年度に引き続き巡回点検の強化等を行ったものの、2014年度に比べ計画外停止による供給力低下の最大となった日の低下分及び期間平均の供給力低下分がともに増加(9電力の最大停止: 9.5%→ 12.5%、9電力の平均停止: 3.9% 4.4%)。

(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
12～2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	120	152	726	226	213	108	117	78	91	998	833	1,831
の発生日	(2/6(土))	(12/26(土)～28(月))	(12/19(土))	(1/22(金))	(12/30(水))	(1/9(土))	(12/12(土))	(12/26(土)～29(火))	(12/27(日))	[839](12/19)	[436](12/12)	[981](12/12)
[主な計画外停止発電所] ()は定格出力。	苫東厚真火力4号(70) 知内火力2号(35) 伊達火力2号(35)	原町火力2号(100) 秋田火力2号(35)	常陸那珂火力2号(100) 鹿島火力6号(100) 広野火力5号(60)	碧南火力1～3号(210) 尾鷲三田火力3号(50) 知多火力5号(85)	御坊火力2号(60) 赤穂火力1号(60)	敦賀火力2号(70) 富山火力4号(25)	下松火力3号(70) 電発松島火力1号(23)	阿南火力3号(45)	電発松浦火力2号(38) 新大分火力3-2軸(24) 新大分火力3-3軸(24)	-	-	-
12～2月の計画外停止分の平均	39	43	320	53	83	33	31	12	22	401	225	626
最大需要日の計画外停止実績	9	17	138	180	100	73	24	0	0	119	376	495
今冬の最大需要	504	1,307	4,450	2,339	2,291	518	1,087	481	1,508	6,261	8,224	14,485
仮に最大需要日に が発生した時の予備力への影響	23.8%	11.6%	16.3%	9.7%	9.3%	20.8%	10.7%	16.2%	6.0%	15.9%	9.8%	12.6%
仮に最大需要日に が発生した時の予備力への影響	7.7%	3.3%	7.2%	2.3%	3.6%	6.4%	2.9%	2.4%	1.5%	6.4%	2.7%	4.4%
が予備率に与える影響	1.7%	1.3%	3.1%	7.7%	4.4%	14.1%	2.2%	-	-	1.9%	4.6%	3.4%



(参考1)火力等の2014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
12～2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の発生日	48	120	457	251	154	27	147	101	110	625	790	1,415
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)。()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
12～2月の計画外停止分の平均	13	25	248	150	24	5	43	20	54	285	296	581
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 が発生した時の予備力への影響	9.0%	8.6%	9.8%	10.7%	6.2%	5.1%	13.9%	20.1%	7.5%	9.5%	9.4%	9.5%
仮に最大需要日に 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%
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%

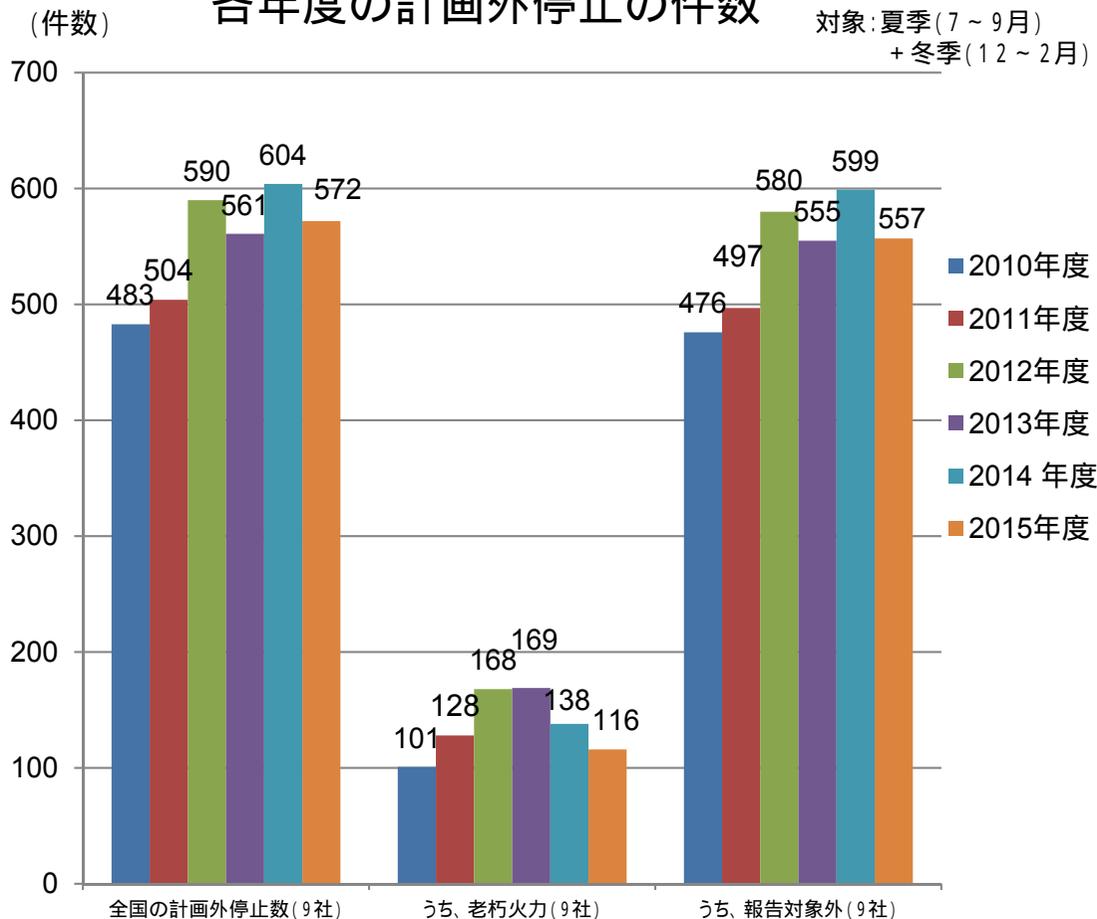


(参考2) 震災以降の、火力の計画外停止の推移(2010年度～2015年度)

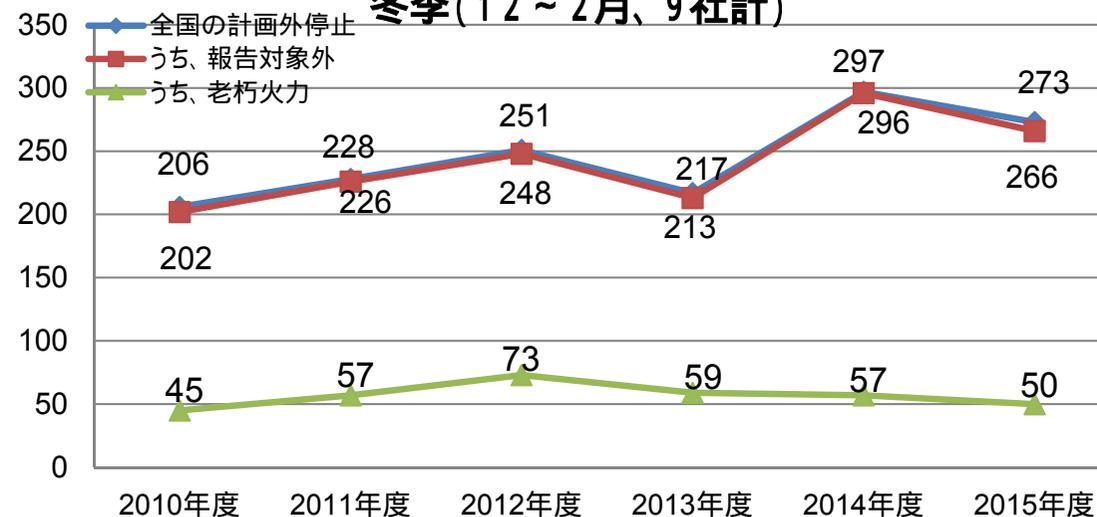
震災後は原子力発電所が停止し、火力発電の稼働率が増加。計画外停止の件数は増加傾向。ただし、異音発生に伴う停止等の産業保安監督部に報告義務のない未然防止のための早期対応を含む。

各年度の計画外停止の件数

対象:夏季(7～9月)
+ 冬季(12～2月)



冬季(12～2月、9社計)



老朽火力の冬季(12～2月)発電電力量推移(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。

2. 供給面の検証(水力)

自流式水力については、渇水ではなかったため、最大需要日の供給実績(9社計)は想定を上回った。北海道、中国及び九州電力においては、最大需要発生日における出水状況により、自流式水力の供給実績が想定を下回った。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
需給検証小委想定 (1月)	419.2 (251.3)	68.6 (46.3)	158.8 (142.0)	191.8 (63.0)	589.7 (383.3)	84.1 (70.4)	218.2 (154.3)	113.2 (35.5)	44.3 (44.3)	48.5 (28.6)	81.4 (50.2)	1008.9 (634.6)
最大需要日の実績	427.6 (290.2)	65.3 (43.2)	170.9 (160.4)	191.4 (86.6)	627.9 (449.9)	88.5 (75.1)	253.1 (200.9)	116.9 (56.0)	40.3 (40.3)	53.2 (33.2)	75.9 (44.4)	1055.5 (740.1)
差分(-)	+ 8.4 (+ 38.9)	3.3 (3.1)	+ 12.1 (+ 18.4)	0.4 (+ 23.6)	+ 38.2 (+ 66.6)	+ 4.4 (+ 4.7)	+ 34.9 (+ 46.6)	+ 3.7 (+ 20.5)	4.0 (4.0)	+ 4.7 (+ 4.6)	5.5 (5.8)	+ 46.6 (+ 105.5)
(最大需要発生日時)	-	1月19日 4-5時	1月25日 17-18時	1月18日 10-11時	-	1月25日 9-10時	1月25日 18-19時	1月19日 17-18時	1月25日 9-10時	1月19日 18-19時	1月25日 10-11時	-

- 1 ()内は自流式水力の供給力()については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(太陽光)

最大需要発生日時における太陽光による供給実績(9社計)は、日中に最大需要が発生した中部電力、中国電力及び九州電力における実績がほとんどを占めている。

太陽光の供給力の主な増加要因は、設備導入量の増加、出力比率の増加が考えられる。

設備導入量(9社計)については、想定より41.1万kWとなったが、出力比率については、日中に最大需要が見込まれた中部電力以外にも、中国電力及び九州電力における最大需要発生時間が日中となったことなどから、ピーク時供給力(9社計)は想定より+453.6万kWとなった。

		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)	需給検証小委想定 (1月)	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
	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)	-
	最大需要日の実績	0.4	0.0	0.0	0.4	465.4	215.3	0.0	0.0	78.1	0.0	172.0	465.8
	カッコ内は時間帯	-	(4-5時)	(17-18時)	(10-11時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(17-18時)	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	-
	差分(-)	+0.4	0.0	0.0	+0.4	+453.2	+203.1	0.0	0.0	+78.1	0.0	+172.0	+453.6
太陽光設備 量(万kW)	需給検証小委想定 (1月)	1062.4	100.2	223.0	739.2	1,951.7	490.5	380.6	61.2	250.2	147	622.2	3,014.1
	最大需要日の実績	1098.5	95.1	236.6	766.8	1,874.5	479.8	351.8	51.4	246.8	155.1	589.6	2,973.0
	差分(-)	+36.1	5.1	+13.6	+27.6	77.2	10.7	28.8	9.8	3.4	+8.1	32.6	41.1
出力比率(%) (自家消費比 率+供給力比 率)	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	-
	最大需要日の実績	-	0.0	0.0	0.1	-	48.7	0.0	0.0	36.2	0.0	33.1	-
	差分(-)	-	0.0	0.0	+0.1	-	+45.0	0.0	0.0	+36.2	0.0	+33.1	-

2. 供給面の検証(風力)

設備容量はほぼ想定どおり。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)	需給検証小委想定 (1月)	9.4	1.5	6.1	1.8	2.8	0.0	0.4	0.1	0.6	0.7	1.0	12.2
	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)	-
	最大需要日の実績	54.4	12.1	30.4	11.9	37.3	11.9	2.7	6.2	6.3	5.6	4.6	91.7
	カッコ内は時間帯	-	(4-5時)	(17-18時)	(10-11時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(17-18時)	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	-
	差分(-)	+45.0	+10.6	+24.3	+10.1	+34.5	+11.9	+2.3	+6.1	+5.7	+4.9	+3.6	+79.5
風力設備量 (万kW)	需給検証小委想定 (1月)	154.2	31.8	81.8	40.6	144.6	24.2	13.4	15.1	30.1	14.5	47.3	298.8
	最大需要日の実績	151.7	31.7	79.7	40.3	147.1	26.0	13.6	15.1	30.1	14.5	47.8	298.8
	差分(-)	2.5	0.1	2.1	0.3	+2.5	+1.8	+0.2	0.0	0.0	0.0	+0.5	0
出力比率(%)	需給検証小委想定 (1月)	-	4.8%	7.4%	4.5%	-	0.2%	2.7%	0.5%	2.1%	4.5%	2.0%	-
	最大需要日の実績	-	38.1%	38.1%	29.5%	-	45.9%	19.6%	41.0%	20.9%	38.6%	9.6%	-
	差分(-)	-	+33.3%	+30.7%	+25.0%	-	+45.7%	+16.9%	+40.5%	+18.8%	+34.1%	+7.6%	-

3. 需要面の検証(2015年度冬季の需要減少について(全体))

想定と概ね同等かそれ以上の需要減となった。

< 2015年度冬季の需要減等 >

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は2010年度との気温差	13.0% (+5.4)	6.5% ² (+0.5)	13.6% (1.2)	0.1% (0.2)	14.0% (+0.1)	1.8% (0.2)	+1.2% (+0.1)	7.5% (0.9)	1.6% (2.0)
< 2015年度冬季 > 最大需要(万kW) 最大需要日 平均気温 ¹	504 1/19 - 1.4	1,307 1/25 - 1.0	4,450 1/18 2.9	2,339 1/25 0.1	2,291 1/25 1.9	518 1/19 0.7	1,087 1/25 - 0.1	481 1/19 4.6	1,508 1/25 3.8
< 2010年度冬季 > 最大需要(万kW) 最大需要日 平均気温 ¹	579 1/12 - 6.8	1,470 1/20 - 1.5	5,150 2/14 4.1	2,342 1/31 0.3	2,665 2/14 1.8	528 1/20 0.9	1,074 1/31 - 0.2	520 1/31 5.5	1,533 1/31 5.8
定着節電の見通し (2015年10月の需給検証小 委員会想定)	5.9%	2.1% ²	7.8%	2.8%	3.8%	1.9%	1.3%	4.8%	2.8%
最大需要時における節電 影響実績	8.6%	2.9% ²	9.1%	3.2%	7.5%	3.2%	1.8%	6.0%	2.7%

(参考) 需要減少の対2010年度比

需要減少の対2010年度比 (期間平均 ³) ()は需要減少量	12.7% (68)	9.9% (132)	16.2% (760)	4.2% (99)	13.0% (298)	3.7% (17)	5.1% (49)	8.8% (41)	8.3% (112)
---	----------------	----------------	-----------------	---------------	-----------------	---------------	---------------	---------------	----------------

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 2010年度最大需要から震災影響分(約70万kW)を除いた後の1,398万kWに帯する節電率

³ 12月1日(火)から2月29日(月)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、2015年度冬季の各日の需要値を算出し、これと2015年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したものの。

(参考3) 2015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 >

	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)	12.6% (68)	9.9% (132)	16.2% (760)	4.2% (99)	13.0% (298)	3.7% (17)	5.1% (49)	8.8% (41)	8.3% (112)
大口 需要家	12% (11)	11% (47)	21% (334)	2% (21)	16% (138)	4% (8)	6% (22)	11% (16)	16.0% (58)
小口 需要家	19% (36)	10% (48)	20% (294)	5% (41)	11% (76)	2% (3)	6% (16)	9% (11)	8.1% (34)
家庭	8% (21)	8% (37)	8% (132)	7% (37)	11% (84)	5% (6)	3% (11)	8% (14)	3.6% (20)

()は需要減少量(万kW)

(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	13% (16)	10% (52)	17% (224)	0% (5)	15% (118)	3% (7)	8% (27)	10% (15)	10% (34)
業務	19% (31)	12% (43)	23% (405)	11% (57)	12% (96)	4% (4)	4% (11)	10% (12)	13% (58)
家庭	8% (21)	8% (37)	8% (132)	7% (37)	11% (84)	5% (6)	3% (11)	8% (14)	4% (20)

12月1日(火)から2月29日(月)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。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

(参考4) 2015年度冬季(12~2月)の節電影響(kWh)について

節電量(kWh)の結果は以下のとおり。2015年度冬季は、概ね2014年度冬季と同程度の節電が実施された。

(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
2015年度 節電電力量	7.2	6.8	74.7	14.6	28.6	1.3	2.5	4.0	8.2	147.9
2015年度 節電率 (/)	8.0%	3.0%	9.9%	4.3%	7.4%	1.6%	1.5%	5.3%	3.6%	6.3%
2014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 (/)	6.9%	2.4%	8.8%	3.6%	6.3%	1.6%	1.2%	4.1%	3.4%	5.5%
2010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(計画調整契約の増加)

計画調整契約及び随時調整契約の結果は以下のとおり。各電力、概ね、想定通りの実績となった。

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
需給検証小委想定	4.9	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9
最大需要日の契約実績	5.1	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0
差分(-)	+0.2	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9

(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
需給検証小委想定	20.4	26.1	151.5	71.3	36.5	20.5	109.1	34.8	31.2	501.4
今冬契約実績	20.3	26.1	151.5	71.3	41.7	20.5	109.1	39.8	31.0	511.3
差分(-)	0.1	0.0	0.0	0.0	+5.2	0.0	0.0	+5.0	0.2	+9.9

(参考5) 2015年度冬季の電力需給見通しについて

1. 2015年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力会社において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。
2. 北海道電力も予備率14.0%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。

2015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、2014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	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
供給力	7,272	619	1,493	5,160	8,981	2,499	2,579	557	1,170	528	1,648	16,254	168
供給- 需要 (予備率)	481 (7.1%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	320 (6.6%)	521 (6.2%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	133 (8.8%)	1,003 (6.6%)	53 (46.1%)

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27年10月)

2015年度冬季の電力需給対策

(1) 全国(沖縄電力を除く)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**」することに加え、万が一、大規模な電源脱落が発生した場合にも、そのリスクを最小化するため、電力会社に対し発電設備等の保守・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一体となった「**節電・省エネキャンペーン**」を実施する。

期間は12月1日(火)から3月31日(木)までの平日(ただし、12月29日(火)から31日(木)までを除く。)9時から21時まで(北海道電力及び九州電力については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、過去最大級(137万kW)を上回る電源脱落の発生に備え、ネガワット入札等の仕組みを整備することとする。

(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、**計画停電回避緊急調整プログラム**を実施することや、**数値目標付きの節電協力要請**を検討する。

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

2015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 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	3,487	434	246	0	0	89	89	188	+99
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,097	13,410	13,387	12,647	763
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	12,864	12,694	12,973	12,949	12,212	761
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	85	149	152	130	19
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96.4	89.4	89.4	88	1
うち自家発電買取	146	309	283	248	225	202	200	218	+16
水力(注1)	992	1,167	1,109	1,128	1,203	1,009	985.3	1,055.5	+46.5
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,977	1,825	1,821	1,901	+76
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	282	56.5	57.1	588	+532
地熱	28	31	30	31	31	32	32.4	31	1
太陽光	-	0	13	25	139	12.2	13.1	465.8	+453.6
風力	-	7	90	91	111.5	12.3	11.6	91.7	+79.4
融通	0	19	50	7	22	0	0	0	0
新電力への供給等	82	37	0	76	41	146	147	201	55
供給力 計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,538	16,244	16,192	16,178	66
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,516	16,244	16,192	16,178	66
需要想定 (、、加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	14,958	15,259	15,251	14,485	774
需要想定 (、、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	57	27	217	349	349	384	35
定着節電	-	-	227	852	818	724	724	943	219
気温影響・その他(注3)	-	-	78	210	132	471	463	49	520
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,578 (10.5%)	985 (6.5%)	941 (6.2%)	1,692 (11.7%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	7.5%	3.5%	3.2%	8.7%	-

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

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015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 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,044	6,015	6,019	5,679	336
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,855	5,821	5,815	5,819	5,436	379
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	35	35	32	32	32	32	0
うち緊急設置電源	-	155	248	123	89	82	82	81	1
うち自家発電買取	72	184	152	124	103	87	87	130	+43
水力(注1)	472	470	390	437	444	419.2	401.4	427.6	+8.4
揚水	690	771	820	818	1,011	914.8	913.6	920	+5
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	69	24.9	24.6	70	+45
地熱	11	15	14	14	15	15.4	15.4	15	0
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0.4	+0.4
風力	-	-	53	48	52.9	9.5	9.2	54.4	+44.9
融通	0	1	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	134	26	3	49	50	86	86	152	66
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,517	7,288	7,272	6,945	343
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,517	7,288	7,272	6,945	343
需要想定 (、、加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,597	6,799	6,791	6,261	538
需要想定 (、、、加味)	-	-	-	-	0	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	38	116	190	190	232	42
定着節電	-	-	60	515	519	466	466	559	93
気温影響・その他(注3)	-	-	57	156	33	256	248	147	403
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	0	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	919 (13.9%)	489 (7.2%)	481 (7.1%)	683 (10.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.2%	4.1%	7.9%	-

(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) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北海道電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	-	
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	479	489	489	476	13	
うち常設されて いる火力	442	447	448	456	447	456	456	446	10	伊達発電所2号機 出力制約(8万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	15	-	
うち自家発電買 取	-	4	14	21	17	19	19	15	4	当日の自家発余剰購入減
水力(注1)	72	72	65	62	74	69	70	65	3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	60	67	62	60	7	日々々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2	13.9	+10.4	
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0	1.8	0.2	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	19.5	1.5	2.2	12.1	+10.6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	1	1	6	6	11	+16	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	606	602	635	622	619	626	+4	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(635)	(622)	(619)	(626)	(+4)	
需要想定 (、、加味)	579	568	552	540	534	543	543	504	39	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	526	526	-	-	
経済影響等	-	-	6	7	4	1	1	16	15	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	30	34	40	34	34	50	16	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	3	12	9	1	1	9	8	2010年度のH3発生日の平均気温(7.6)に対し、今冬のH3発生日の平均気温 (3.6)が高かったことなどによる減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	17	17	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)	121 (24.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%	21.0%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北海道電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (2月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	479	489	489	386	103	
うち常設されて いる火力	442	447	448	456	447	456	456	361	94	苫東厚真発電所 4号機 停止(72万kW) 苫小牧発電所 1号機 出力制約(3万kW)、伊達発電所 2号機 出力制約(18万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	7	8	苫小牧発電所 2~83号機 停止(8万kW)
うち自家発電買 取	-	4	14	21	17	19	19	17	1	当日の自家発余剰電力購入減(1万kW)
水力(注1)	72	72	65	62	74	69	70	66	3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	60	67	62	69	+2	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2	5.7	+2.2	
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0	1.7	0.3	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	6	3.9	19.5	1.5	2.2	4.0	+2.5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	29	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	1	2	17	1	1	6	6	17	+23	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	606	602	635	622	619	544	78	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(635)	(622)	(619)	(544)	(78)	
需要想定 (、 、 加味)	579	568	552	540	534	543	543	489	54	
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	526	526	-	-	
経済影響等	-	-	6	7	4	1	1	16	15	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	30	34	40	34	34	50	16	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増
気温影響・その他 (注4)	-	-	3	12	9	1	1	24	23	2010年度のH3発生日の平均気温(7.6)に対し、今冬の最小予備率日の平均気温 (6.4)が高かったことなどによる減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	17	17	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)	55 (11.2%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%	8.2%	-	

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

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東北電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383	1,325	71	
うち常設されて いる火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273	1,217	69	補修差等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32	32	0	
うち緊急設置電 源	-	8	102	74	74	67	67	66	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	14	11	11	10	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	184	144	134	184	188	159	156	171	+12	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	48	42	48	0	
地熱・太陽光・ 風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0	43.5	+24.2	
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2	13.1	0.1	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	32.0	6.1	4.8	30.4	+24.3	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	101	104	106	106	106	0	
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,482	35	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,482	35	
需要想定 (、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408	1,307	109	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	+17	+17	8	25	経済情勢の変化や離脱の進展などによる減
定着節電	-	-	-	-	-	30	30	40	10	お客さまの節電意識の定着などによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	41	49	115	74	気温が想定より下がらなかったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)	175 (13.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.1%	3.1%	10.4%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東北電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (2月2日)	-	
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383	1,281	115	
うち常設されて いる火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273	1,170	116	補修差等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32	32	0	
うち緊急設置電 源	-	8	102	74	74	67	67	67	0	
うち自家発電買 取	9	46	34	30	14	11	11	12	+1	当日の自家発電購入増
水力(注1)	184	144	134	184	188	159	156	166	+7	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	48	42	48	0	
地熱・太陽光・ 風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0	43.2	+23.9	
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2	13.1	0.1	
太陽光	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
風力	-	-	38	37.5	32.0	6.1	4.8	30.1	+24.0	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	114	22	53	101	104	106	106	106	0	
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,432	84	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,530	1,516	1,493	1,432	84	
需要想定 (、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408	1,274	142	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	+17	+17	8	25	経済情勢の変化や離脱の進展などによる減
定着節電	-	-	-	-	-	30	30	40	10	お客さまの節電意識の定着などによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	41	49	148	107	気温が想定より下がらなかったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)	158 (12.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.1%	3.1%	9.4%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東京電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月18日)		備考(差分理由等)
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,235	4,130	4,147	3,878	252	
うち常設されて いる火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,163	4,073	4,090	3,773	300	機器不具合による補修作業(鹿島6号機(100万kW))、需要減に伴う予備停止、増出力運転の 不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	0	147	131	34	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	63	134	104	73	72	57	57	105	+48	自家発電購入増
水力(注1)	216	254	191	191	182	192	175	191	1	貯水池式:日々の運用状況による減、自流式:出水状況による増
揚水	625	716	755	730	880	800	810	812	+12	日々の運用状況による増、機器不具合による補修作業(玉原1~4号機(120万kW))
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.2	8.9	6.5	1.6	2.1	2.4	12.5	+10.4	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	+0.4	最大需要が昼間帯に発生したことによる増
風力	-	-	8.7	6.3	1.4	1.9	2.2	11.9	+10.0	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	19	2	33	51	53	26	26	57	83	前日スポット等
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,352	5,150	5,160	4,837	313	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,352)	(5,150)	(5,160)	(4,837)	(313)	
需要想定 (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,667	4,840	4,840	4,450	390	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	206	206	208	2	概ね計画通り
定着節電	-	-	-	-	-	402	402	469	67	アンケート結果を上回る、前年並みの節電が見られた影響など(前年: 443)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	298	298	23	321	2013年度並み厳寒(H3発生日0.5 (当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは 0.3)を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が3.7 と、想定を上回ったことによる減 少など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	685 (14.7%)	310 (6.4%)	320 (6.6%)	387 (8.7%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	11.7%	3.4%	3.6%	5.7%	-	

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

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(東京電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月13日)	備考(差分理由等)	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	3,961	4,130	4,147	3,610	520	
うち常設されて いる火力	3,561	3,796	3,851	4,149	3,895	4,073	4,090	3,536	537	機器不具合による補修作業(鹿島5号機(100万kW)、鹿島6号機(100万kW)、 広野2号機(60万kW))、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	0	147	131	34	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	63	134	104	73	66	57	57	74	+17	自家発電購入増
水力(注1)	216	254	191	191	223	192	175	186	6	貯水池式:日々の運用状況による減、自流式:出水状況による増
揚水	625	716	755	730	725	800	810	478	322	日々の運用状況による減、機器不具合による補修作業(玉原発電所1~4号機(120万kW))
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.2	8.9	6.5	4.6	2.1	2.4	12.4	+10.3	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	
風力	-	-	8.7	6.3	4.4	1.9	2.2	12.2	+10.3	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	19	2	33	51	29	26	26	25	1	前日スポット等
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	4,943	5,150	5,160	4,311	839	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(4,943)	(5,150)	(5,160)	(4,311)	(839)	
需要想定 (、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,613	4,840	4,840	4,113	727	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	206	206	208	2	概ね計画通り
定着節電	-	-	-	-	-	402	402	469	67	アンケート結果を上回る、前年並みの節電が見られた影響など(前年: 443)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	298	298	360	658	2013年度並み厳寒(H3発生日0.5 (当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは 0.3)を想定していたが、今冬の最小予備率日の気温が5.9 と、想定を上回ったことに よる減少など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	330 (7.2%)	310 (6.4%)	320 (6.6%)	198 (4.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	4.2%	3.4%	3.6%	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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:2月5日、2013年度:2月14日、2012年度:2月19日、2011年度:1月20日、2010年度:2月14日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015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 冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季			
						1月 見通し(注4)	2月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,859	93	246	0	0	89	89	188	+99
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,053	7,396	7,368	6,968	428
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,009	6,873	7,158	7,130	6,776	382
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	53	117	120	98	19
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7.4	7.4	7.4	7	0
うち自家発電買取	74	125	131	124	122	115	113	88	27
水力(注1)	520	697	719	691	759	590	584	627.9	+37.9
揚水	952	1,005	988	975	966	910	907	981	+71
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	213	31.6	32.5	518	+487
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0	16	1
太陽光	-	0	13	25	139	12.2	13.1	465.4	+453.2
風力	-	7	37	44	58.6	2.8	2.4	37.3	+34.5
融通	0	20	50	7	22	0	0	0	0
新電力への供給等	52	11	3	27	9	60	62	49	+11
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	9,021	8,955	8,919	9,233	+278
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,999	8,955	8,919	9,233	+278
需要想定 (、、加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,361	8,460	8,460	8,224	236
需要想定 (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	167	337	101	159	159	152	+7
定着節電	-	-	21	54	299	258	258	384	126
気温影響・その他(注3)	-	-	-	-	99	215	215	98	117
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	659 (7.9%)	495 (5.9%)	459 (5.4%)	1,009 (12.3%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	2.9%	2.8%	9.3%	-

(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) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注4) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中部電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)		備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143	1,973	165	-
うち常設されて いる火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127	1,957	165	需給安定に伴う停止(バランス停止): 70万kW、定期点検差:+86万kW、計画外停止: 174万kW、増出力未実施他: 7万kW
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15	15	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	111	90	87	92	159	84	82	89	+4	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	249	284	283	234	50	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	4	26	151	12	13	227	+215	-
地熱	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	-	2	20	139	12	13	215	+203	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	-	2	6	13	0	0	12	+12	風力発電実績分
融通	0	63	5	149	48	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	47	3	2	12	25	21	21	18	+3	-
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,606	2,496	2,499	2,504	+8	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,654)	(2,496)	(2,499)	(2,504)	+8	-
需要想定 (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356	2,339	17	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	38	34	15	12	12	17	+5	景気影響等による増
定着節電	-	-	65	65	75	65	65	75	10	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加したことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	19	54	42	67	67	55	12	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
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)	165 (7.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	9.1%	3.0%	3.1%	4.1%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中部電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (1月12日)	-	備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143	1,792	345	-
うち常設されて いる火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127	1,777	345	需給安定に伴う停止(バランス停止): 325万kW、定期点検差: +17万kW、計画外停止: 30万kW、増出力未実施他: 7万kW
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15	15	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	111	90	87	92	159	84	82	98	+14	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	249	284	283	279	5	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	4	26	151	12	13	4	8	-
地熱	0	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	-	2	20	139	12	13	0	12	見通しと実績の時間の相違による減(見通し:10時 実績:18時)
風力	0	-	2	6	13	0	0	4	+4	風力発電実績分
融通	0	63	5	149	48	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	47	3	2	12	25	21	21	45	24	取引所取引の増
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,606	2,496	2,499	2,128	368	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,654)	(2,496)	(2,499)	(2,128)	368	-
需要想定 (、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356	2,022	334	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	38	34	15	12	12	17	+5	景気影響等による増
定着節電	-	-	65	65	75	65	65	75	10	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加したことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	19	54	42	67	67	262	329	需要減少等による減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)	106 (5.3%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	9.1%	3.0%	3.1%	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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月18日、2013年度:2月14日、2012年度:2月18日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(関西電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	
原子力	805	93	246	0	0	0	87	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,050	2,026	64	
うち常設されて いる火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,924	1,920	47	姫路第二発電所2号機の停止等による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45	45	+3	補修量による差(海南発電所2号機)
うち緊急設置電 源	0	0	7	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買 取	57	97	93	88	86	75	75	54	20	当日の自家発電購入減
水力(注1)	142	283	261	240	249	218	215	253	+35	出水に恵まれたことによる増
揚水	365	359	361	390	388	300	322	366	66	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2	2.7	+2.3	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2	2.7	+2.3	風況に恵まれたことによる増
融通	0	100	0	149	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注6)	97	20	3	7	16	4	5	67	62	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,616	2,604	2,669	2,581	24	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,581)	(2,604)	(2,669)	(2,581)	24	
需要想定 (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496	2,291	205	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	98	98	111	13	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	-	101	101	200	99	お客様の節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	30	30	63	93	2011年厳寒(H3発生日1.9)を想定していたが、今冬のH3発生日の平均気温が2.9と、想定を上回ったことによる影響等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	173 (6.9%)	290 (12.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	3.9%	9.6%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

(注6) 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。

2015年度冬季の需給実績(関西電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季					
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (3月1日)	備考(差分理由等)		
原子力	805	93	246	0	0	0	87	92	+ 92		
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,050	1,664	426		
うち常設されて いる火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,924	1,613	354	需給安定に伴う停止(海南発電所1/4号機、御坊発電所2号機)等	
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45	0	42	需給安定に伴う停止(海南発電所2号機)	
うち緊急設置電 源	0	0	7	7	7	7	7	6	0		
うち自家発電買 取	57	97	93	88	86	75	75	45	30	当日の自家発電購入減	
水力(注1)	142	283	261	240	249	218	215	268	+ 50	出水に恵まれたことによる増	
揚水	365	359	361	390	388	300	322	316	+ 17	日々の需給状況による増	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2	4.5	+ 4.1		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	4	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2	4.5	+ 4.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	100	0	149	35	0	0	0	0		
新電力への供給等(注6)	97	20	3	7	16	4	5	17	13	卸電力取引所における取引量の差等	
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,616	2,604	2,669	2,328	276		
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,581)	(2,604)	(2,669)	(2,328)	276		
需要想定 (、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496	2,114	382		
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
経済影響等	-	-	-	-	-	98	98	111	13	13	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	-	101	101	200	99	99	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	30	30	240	270	2011年厳寒(H3発生日1.9)を想定していたが、今冬の最小予備率日の平均気温が3.3と、想定を上回ったことによる影響等	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	173 (6.9%)	214 (10.1%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	3.9%	7.1%	-		

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

(注6) 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。

2015年度冬季の需給実績(北陸電力)

最大需要日

(供給力内訳) ⁶	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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	-	
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	394	445	438	374	71	
うち常設されて いる火力	360	440	400	438	391	441	434	371	70	敦賀2号(70万kW)ボイラー天井ハウジング補修による停止
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	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	2	3	5	5	4	1	自家発電購入減
水力(注1)	111	118	135	152	155	113	111	117	+4	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	11	10	11	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	6	8	5	0	0	6	+6	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	5	0	0	6	+6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	10	0	15	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	76	3	0	31	1	2	2	51	+53	卸電力取引所からの受電等による増
供給力 計	624	564	555	564	561	567	557	559	8	
融通前供給力 計	624	573	555	579	561	567	557	559	8	
需要想定 (、、加味)	528	526	505	516	526	529	529	518	11	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	-	10	10	17	7	計画値は前年12月に例年にならぬ急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要等が重なって伸びた影響により、節電量が減少。今冬は一昨年並みの節電量となった(2013年実績 17)。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	14	14	10	4	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(0.7)が高かったことによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)	41 (7.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%	4.8%	-	

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

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(北陸電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	最小予備率日 (12月15日)	-	備考(差分理由等)
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	394	445	438	312	133	
うち常設されて いる火力	360	440	400	438	391	441	434	308	133	富山新港火力1,2号(100万kW)給電停止 富山火力4号(25万kW)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	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	2	3	5	5	4	0	
水力(注1)	111	118	135	152	155	113	111	130	+17	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	11	10	5	5	定検時期の差による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	6	8	5	0	0	9	+9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	5	0	0	9	+9	風況に恵まれたことによる増
融通	0	10	0	15	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	76	3	0	31	1	2	2	28	26	卸電力取引所への送電増
供給力 計	624	564	555	564	561	567	557	429	139	
融通前供給力 計	624	573	555	579	561	567	557	429	139	
需要想定 (、、加味)	528	526	505	516	526	529	529	406	123	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	-	10	10	17	7	計画値は前年12月に例年にない急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要等が 重なって伸びた影響により、節電量が減少。今冬は一昨年並みの節電量となった(2013年 実績 17)。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	14	14	102	88	2011年度並みの厳寒(0.0)に対して、今冬の最小予備率日の気温(11.4)が高かったこ とによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)	23 (5.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%	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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:2月5日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中国電力)

最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25 日)	2013年度 冬季実績 (2月6日)	2014年度 冬季実績 (12月17日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,006	945	1018	1,024	971	47	
うち常設されて いる火力	965	1,046	954	995	929	1005	1,014	957	48	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	17	13	11	14	+1	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	65	60	44	50	40	4	自流式水力の減
揚水	79	83	125	125	107	96	103	132	+36	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・ 風力	0	7	18	5	11	1	1	84	+84	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	78	+78	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる増
風力	0	7	15	4.7	10.6	0.6	0.6	6.3	+5.7	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	13	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	29	5	3	11	8	8	8	11	4	
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,115	1,151	1,170	1,216	+65	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,115)	(1,151)	(1,170)	(1,216)	(+65)	
需要想定 (、、加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,058	1,067	1,067	1,087	+20	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	20	18	18	4	+14	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	-	16	14	14	19	5	お客様の節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	20	25	25	36	+11	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(0.1)は高かったものの、その他要因の増加などによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)	129 (11.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	2.4%	4.8%	6.6%	8.8%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(中国電力)

最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 冬季実績 (1月31日)	2011年度 冬季実績 (2月2日)	2012年度 冬季実績 (12月25日)	2013年度 冬季実績 (12月11日)	2014年度 冬季実績 (12月17日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (3月14日)	備考(差分理由等)	
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	827	945	1018	1,024	684	334	
うち常設されて いる火力	965	1,046	954	805	929	1005	1,014	676	329	需給安定による停止(下松3号, 岩国2,3号, 水島3号, 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	17	13	11	7	6	自家発の実績減
水力(注1)	40	51	58	60	60	44	50	74	+30	自流式水力の増
揚水	79	83	125	91	107	96	103	120	+25	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・ 風力	0	7	18	16	11	1	1	50	+50	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	47	+47	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる増
風力	0	7	15	15.7	10.6	0.6	0.6	3.2	+2.6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	47	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	29	5	3	5	8	8	8	24	17	
供給力 計	1,196	1,134	1,162	988	1,115	1,151	1,170	904	247	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(988)	(1,115)	(1,151)	(1,170)	(904)	(247)	
需要想定 (、 、 加味)	1,074	1,045	995	907	1,058	1,067	1,067	848	219	
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	20	18	18	4	+14	ピーク需要発生時刻が昼間帯となったことによる産業用需要の増加などによる。
定着節電	-	-	-	-	16	14	14	19	5	お客様の節電意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	20	25	25	203	228	2011年度並みの厳冬(0.8)見通しに対して、今冬最少予備率日の気温(7.7)が高かったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	81 (9.0%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)	56 (6.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	6.0%	2.4%	4.8%	6.6%	3.6%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:12月17日、2013年度:12月11日、2012年度:12月25日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(四国電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月19日)	備考(差分理由等)	
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	452	460	451	432	28	
うち常設されて いる火力	412	430	412	443	445	424	415	424	1	
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	1	13	14	14	7	14	14	9	5	当日の自家発電購入減
水力(注1)	41	45	61	52	52	49	51	53	+5	出水状況による増など
揚水	38	38	38	34	38	38	38	38	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5	5.6	+4.9	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5	5.6	+4.9	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	60	10	11	17	11	13	13	10	+23	淡路島への融通減、市場取引実績分等
供給力 計	638	538	524	529	535	535	528	539	+5	
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(535)	(535)	(528)	(539)	(+5)	
需要想定 (、、加味)	520	522	477	487	503	497	497	481	16	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	4	6	7	14	14	10	+4	離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	27	27	29	25	25	31	6	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	12	0	19	16	16	2	14	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+0.9 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率 (、、加味))	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)	58 (12.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%	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等が合わない場合がある。

(注4) 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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(四国電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	備考(差分理由等)
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	452	460	451	438	22	
うち常設されて いる火力	412	430	412	443	445	424	415	423	1	
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
うち緊急設置電 源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	1	13	14	14	7	14	14	16	+2	当日の自家発電購入増
水力(注1)	41	45	61	52	52	49	51	52	+3	出水状況による増など
揚水	38	38	38	34	38	38	38	38	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5	3.9	+3.2	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	-	-	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5	3.9	+3.2	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	60	10	11	17	11	13	13	2	+11	淡路島への融通減、市場取引実績分等
供給力 計	638	538	524	529	535	535	528	530	4	
融通前供給力 計	(638)	(538)	(524)	(529)	(535)	(535)	(528)	(530)	(4)	
需要想定 (、、加味)	520	522	477	487	503	497	497	479	18	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	4	6	7	14	14	10	+4	離脱需要の想定実績差等
定着節電	-	-	27	27	29	25	25	31	6	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
気温影響・その他 (注4)	-	-	12	0	19	16	16	0	16	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+2.8 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)	52 (10.8%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%	7.8%	-	

(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等が合わない場合がある。

(注4) 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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(九州電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月25日)	-	
原子力	365	0	0	0	0	178	178	188	+10	定格熱出力による増
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,187	1,180	1,194	1,192	+12	
うち常設されて いる火力	1,086	1,208	1,201	1,196	1,140	1,134	1,148	1,147	+13	
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	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	0.4	0	
うち自家発電買 取	15	12	11	9	9	8	8	7	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	75	110	117	90	84	81	75	76	5	
揚水	145	200	165	115	179	189	197	200	+11	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	17	16	20	33	36	18	18	193	+175	
地熱	17	16	16	17	16	17	17	16	1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	172	+172	需要ピーク時間の相違(想定:19時、実績:11時)による増
風力	0	0	4	16	20	1	1	5	+4	風況による増
融通	0	40	55	35	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	15	6	16	37	68	13	13	14	1	新電力への送電増
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,588	1,634	1,648	1,834	+200	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	(1,553)	1,634	1,648	1,834	+200	
需要想定 (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,438	1,466	1,515	1,515	1,508	7	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	7	5	24	38	38	41	3	想定していた離脱需要の差異(2010年度: 33万kW 39万kW)などによる減
定着節電	-	-	75	63	49	43	43	42	+1	
気温影響・その他 (注4)	-	-	28	27	+6	+63	+63	+58	5	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	115 (8.0%)	122 (8.3%)	119 (7.8%)	133 (8.8%)	326 (21.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	5.0%	5.3%	-	-	18.6%	-	

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(九州電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (3月1日)	-	
原子力	365	0	0	0	0	178	178	188	+10	定格熱出力による増
火力	1,101	1,220	1,250	1,246	1,009	1,180	1,194	911	269	
うち常設されて いる火力	1,086	1,208	1,201	1,199	962	1,134	1,148	905	229	補修差、待機停止による減
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	38	待機停止
うち緊急設置電 源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買 取	15	12	11	9	9	8	8	6	2	当日の自家発電購入減
水力(注1)	75	110	117	100	90	81	75	90	+9	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	118	170	189	197	200	+11	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	17	16	20	35	32	18	18	22	+4	
地熱	17	16	16	17	17	17	17	16	1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	18	15	1	1	6	+5	風況による増
融通	0	40	55	0	35	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	15	6	16	50	94	13	13	12	+1	
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,550	1,429	1,634	1,648	1,399	235	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,550)	(1,394)	1,634	1,648	1,399	235	
需要想定 (、、加味)	1,533	1,538	1,423	1,436	1,368	1,515	1,515	1,315	200	
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	7	5	24	38	38	41	3	想定していた離脱需要の差異(2010年度: 33万kW 39万kW)などによる減
定着節電	-	-	75	63	49	43	43	42	+1	
気温影響・その他 (注4)	-	-	28	29	92	+63	+63	135	198	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、8.1(+6.0)となったことなどによる減。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	200 (14.1%)	114 (7.9%)	61 (4.5%)	119 (7.8%)	133 (8.8%)	84 (6.4%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	4.9%	1.5%	-	-	3.4%	-	

(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) 過去の実績は、冬季最大電力発生日(2014年度:3月10日、2013年度:2月18日、2012年度:2月8日、2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(沖縄電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)	
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月24日)	-		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12		
うち常設されて いる火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12	定期点検差: 11万kW、出力制限: 1万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	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
風力	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	+0.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
供給力 計	144	139	159	154	160	176	168	164	12		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需要想定 (、 、 加味)	114	108	106	108	114	117	115	122	+5		
需要想定 (、 、 加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
経済影響等	-	-	-	6	3	2	2	1	1	大口の実績減など	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	3	1	1	7	+6	発生日の最低気温(7.5)が厳冬見込み(10.4)より低かったことなどによる需要増	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (、 、 加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	46 (40.4%)	59 (50.0%)	53 (46.1%)	42 (34.0%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	37.4%	47.0%	43.1%	31.0%	-		

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

2015年度冬季の需給実績(沖縄電力)

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 冬季実績 (ピーク需要 日)	2015年度冬季				備考(差分理由等)	
						1月 見通し(注5)	2月 見通し(注5)	ピーク需要日 (1月24日)	-		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12		
うち常設されて いる火力	144	139	159	154	159	176	168	164	12	定期点検差: 11万kW、出力制限: 1万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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
風力	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	+0.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等(注4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
供給力 計	144	139	159	154	160	176	168	164	12		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需要想定 (、、加味)	114	108	106	108	114	117	115	122	+5		
需要想定 (、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	6	3	2	2	1	1	大口の実績減など	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	0	3	1	1	7	+6	発生日の最低気温(7.5)が厳冬見込み(10.4)より低かったことなどによる需要増	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、、加味)	29 (25.6%)	31 (28.6%)	53 (50.3%)	46 (42.6%)	46 (40.4%)	59 (50.0%)	53 (46.1%)	42 (34.0%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6%	47.3%	39.6%	37.4%	47.0%	43.1%	31.0%	-		

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

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成28年2月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

(参考資料) アンケート結果

< 概要 >

2月中旬から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、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	273件	1,000件
東北電力	406件	407件	1,400件
東京電力	402件	347件	1,879件
中部電力	700件	783件	1,000件
関西電力	484件	341件	1,071件
北陸電力	318件	300件	1,000件
中国電力	378件	459件	1,000件
四国電力	300件	338件	1,044件
九州電力	433件	346件	1,000件

目次

(1) 大口需要家

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無……43
2. 節電を実施した理由……44
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……45
4. 実施した節電の内容……46
5. 節電による企業活動への影響……47
6. 2016年度冬季の節電の継続……48
7. 2016年度冬季に節電を継続する場合における、
2015年度冬季と同様の節電取組可能性……49
8. 無理がないと思われる節電目標……50
9. 節電を継続する理由……51
10. 2015年度夏季の節電の実施の有無……52
11. 2016年度夏季の節電の継続……53
12. 2016年度夏季も節電を行う場合における、
2015年度夏季と同様の節電取組可能性……54
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……55

(2) 小口需要家

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無……58
2. 節電を実施した理由……59
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……60
4. 実施した節電の内容……61
5. 節電による企業活動への影響……62
6. 2016年度冬季の節電の継続……63
7. 2016年度冬季に節電を継続する場合における、
2015年度冬季と同様の節電取組可能性……64
8. 無理がないと思われる節電目標……65
9. 節電を継続する理由……66
10. 2015年度夏季の節電の実施の有無……67
11. 2016年度夏季の節電継続……68
12. 2016年度夏季も節電を行う場合における、
2015年度夏季と同様の節電取組可能性……69
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……70

(3) 家庭

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無……73
2. 節電を実施した理由……74
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響……75
4. 実施した節電内容……76
5. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯……77
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……78
7. 2016年度冬季の節電の継続……79
8. 2016年度冬季も節電を継続する場合における、
2015年度冬季と同様の節電取組可能性……80
9. 無理がないと思われる節電幅……81
10. 節電を継続する理由……82
11. でんき予報の活用……83
12. 2015年度夏季の節電の実施の有無……84
13. 2016年度夏季の節電の継続……85
14. 2016年度夏季に節電を継続する場合における、
2015年度夏季と同様の節電取組可能性……86

大口需要家のご協力

大口需要家(契約電力500kW以上)の結果概要

< 2015年度冬季の節電に関するアンケート結果概要 >

約9割以上の大口需要家が「2015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。

約9割以上の大口需要家は、「2016年度冬季も節電を継続する」と回答。

・他方、2015年度冬季同様の節電は困難との声が**約3%**みられる。

「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1割程度)と回答。

2016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1割程度見られた。

2015年度冬季の節電については、**約8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**7%程度**あった。

< 参考: 2015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)	16% (138)	16% (58)

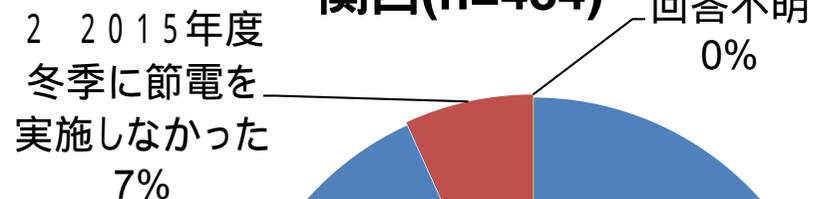
12月1日(火)から2月29日(月)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2015年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無

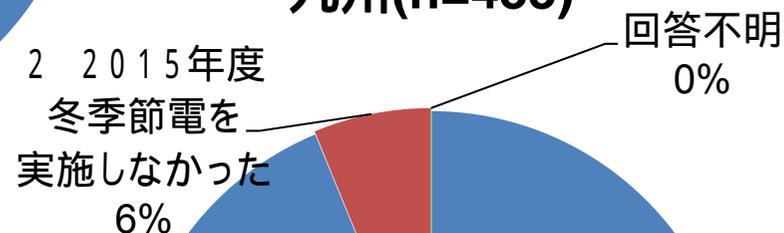
北海道 (n=361)



関西 (n=484)

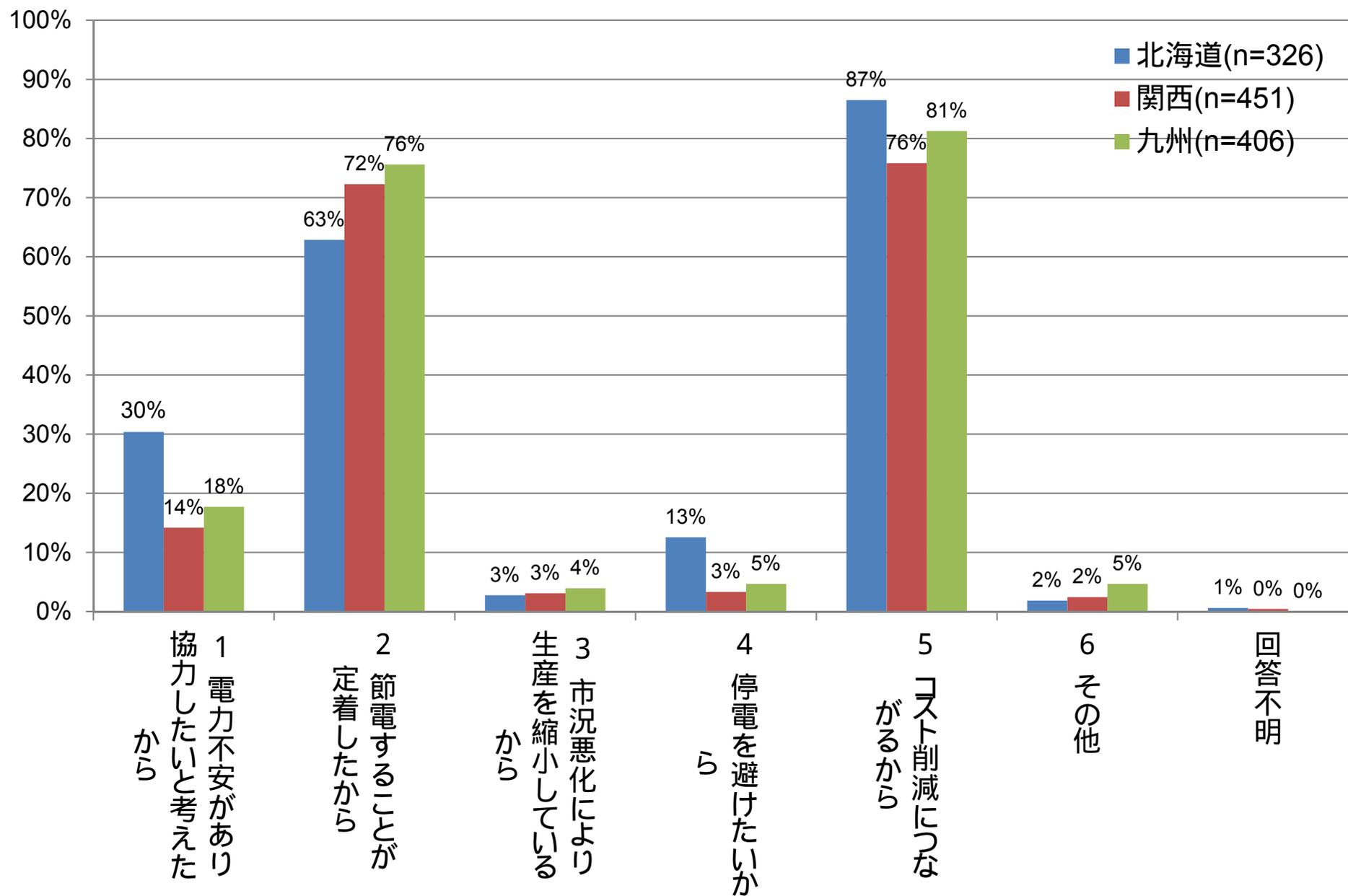


九州 (n=433)



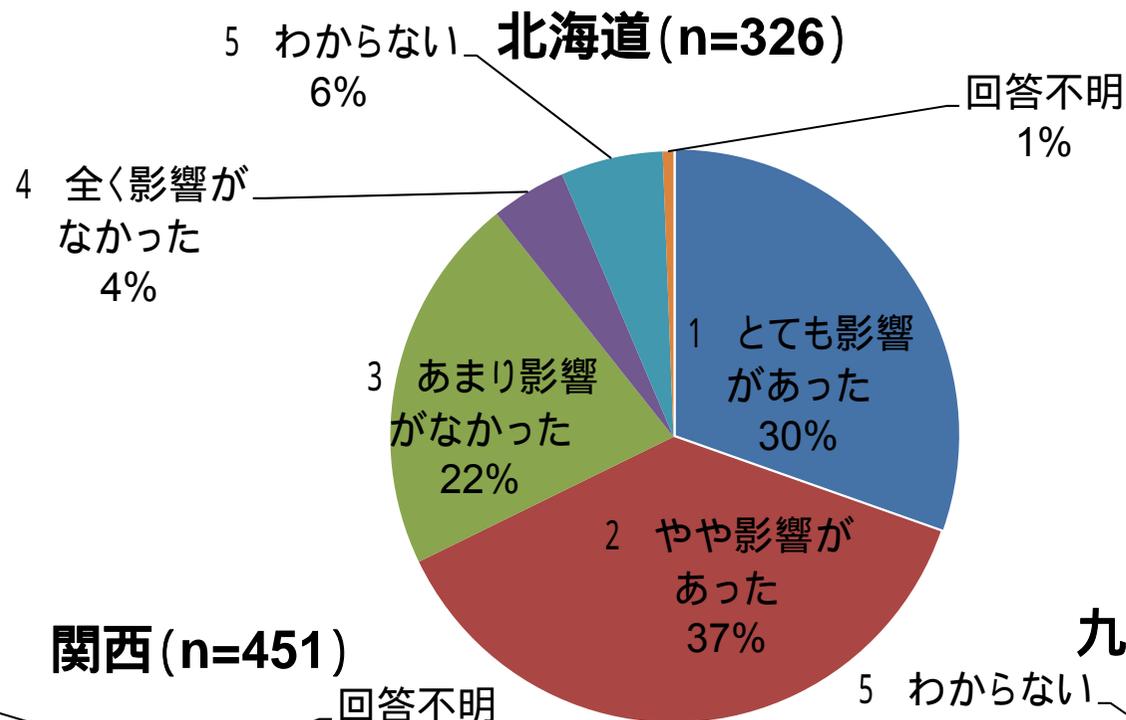
2. 節電を実施した理由(複数回答可)

1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

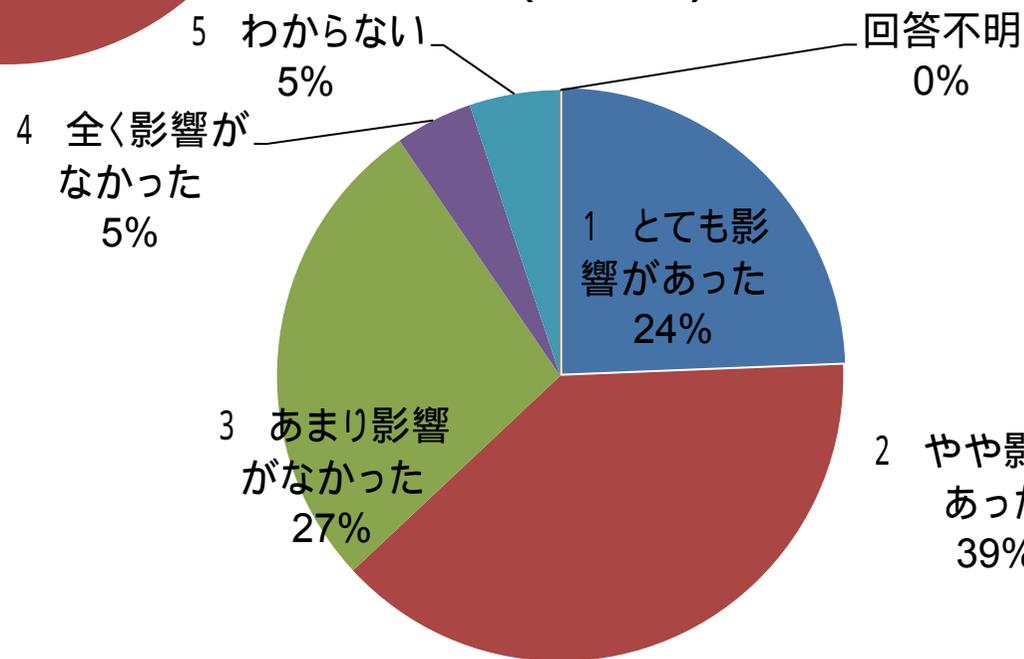


3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

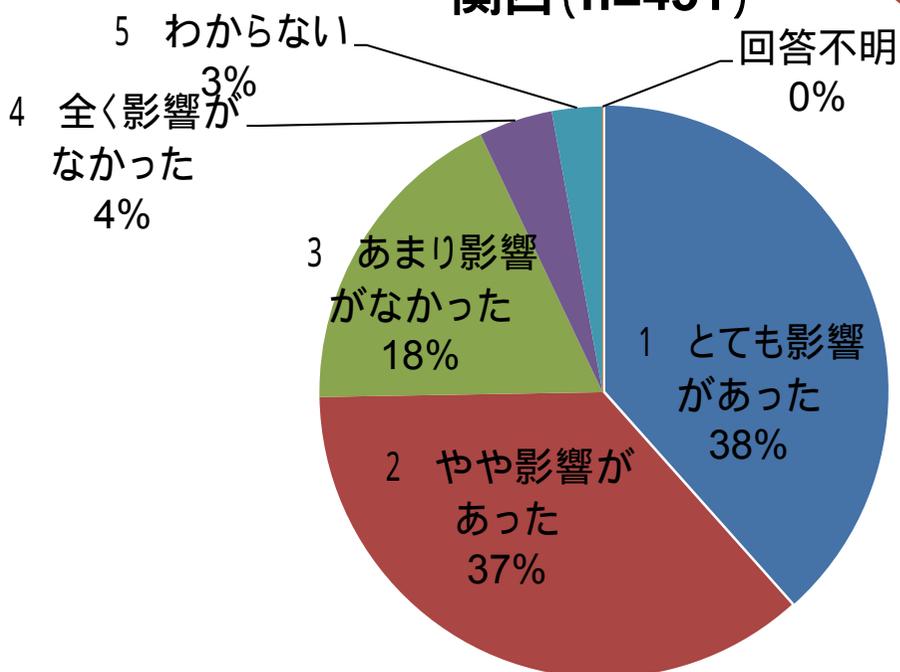
1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



九州 (n=406)

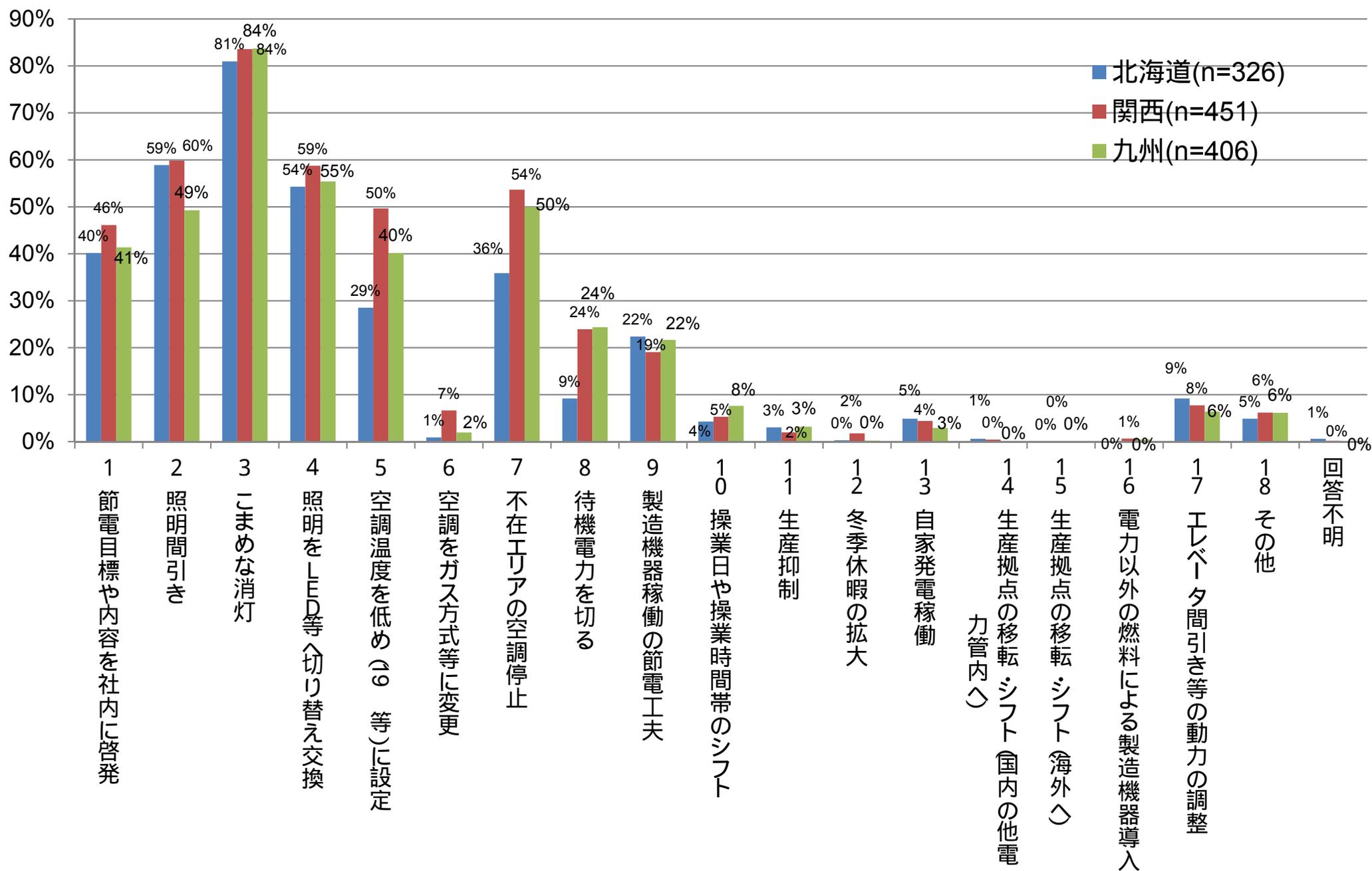


関西 (n=451)



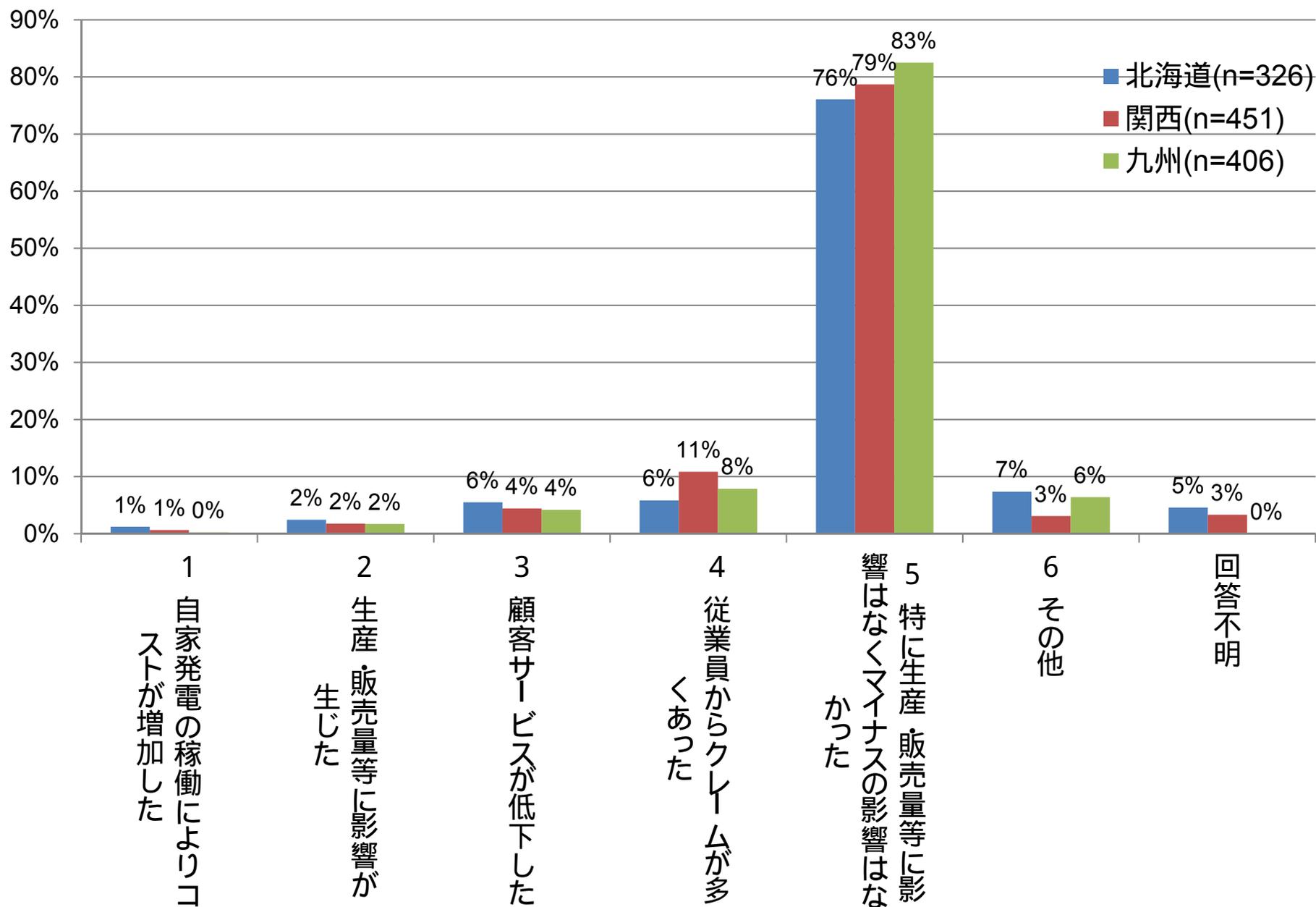
4. 実施した節電の内容(複数回答可)

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)

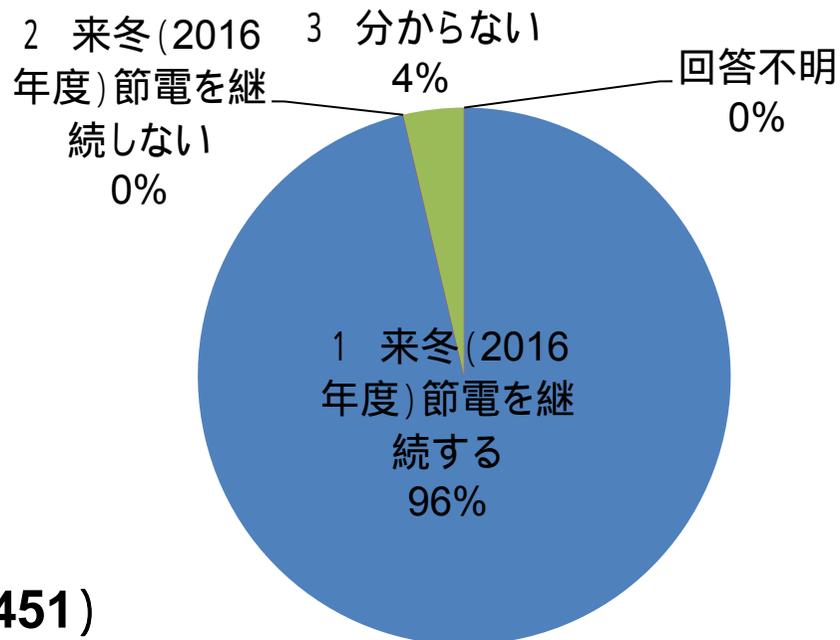
1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



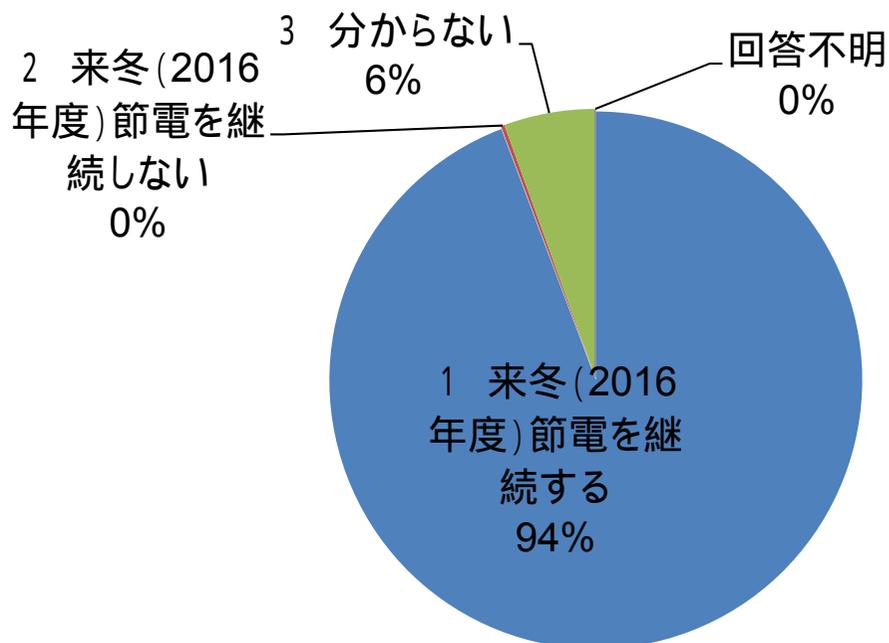
6. 2016年度冬季の節電継続

1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

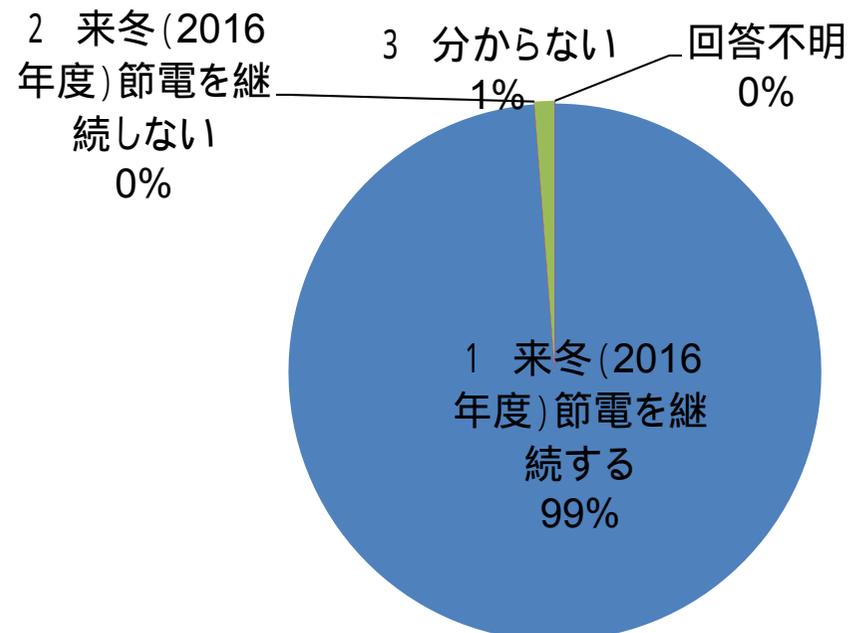
北海道 (n=326)



関西 (n=451)



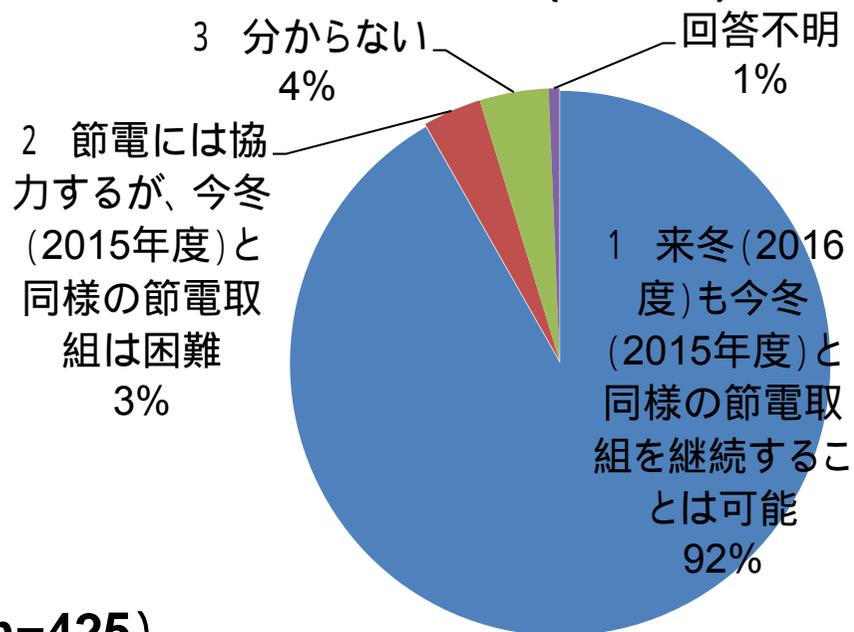
九州 (n=406)



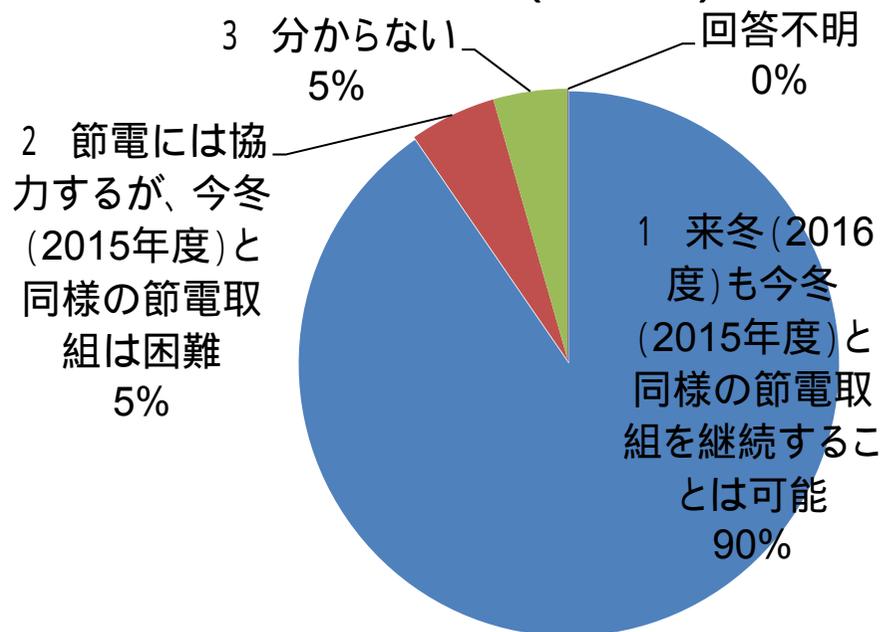
7. 2016年度冬季も節電を行う場合における、2015年度冬季と同様の節電取組可能性

6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

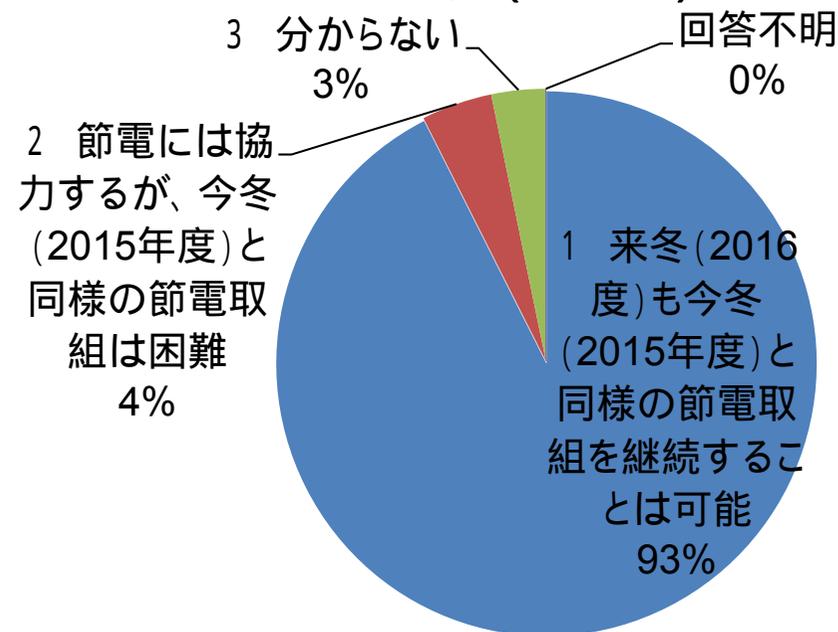
北海道 (n=314)



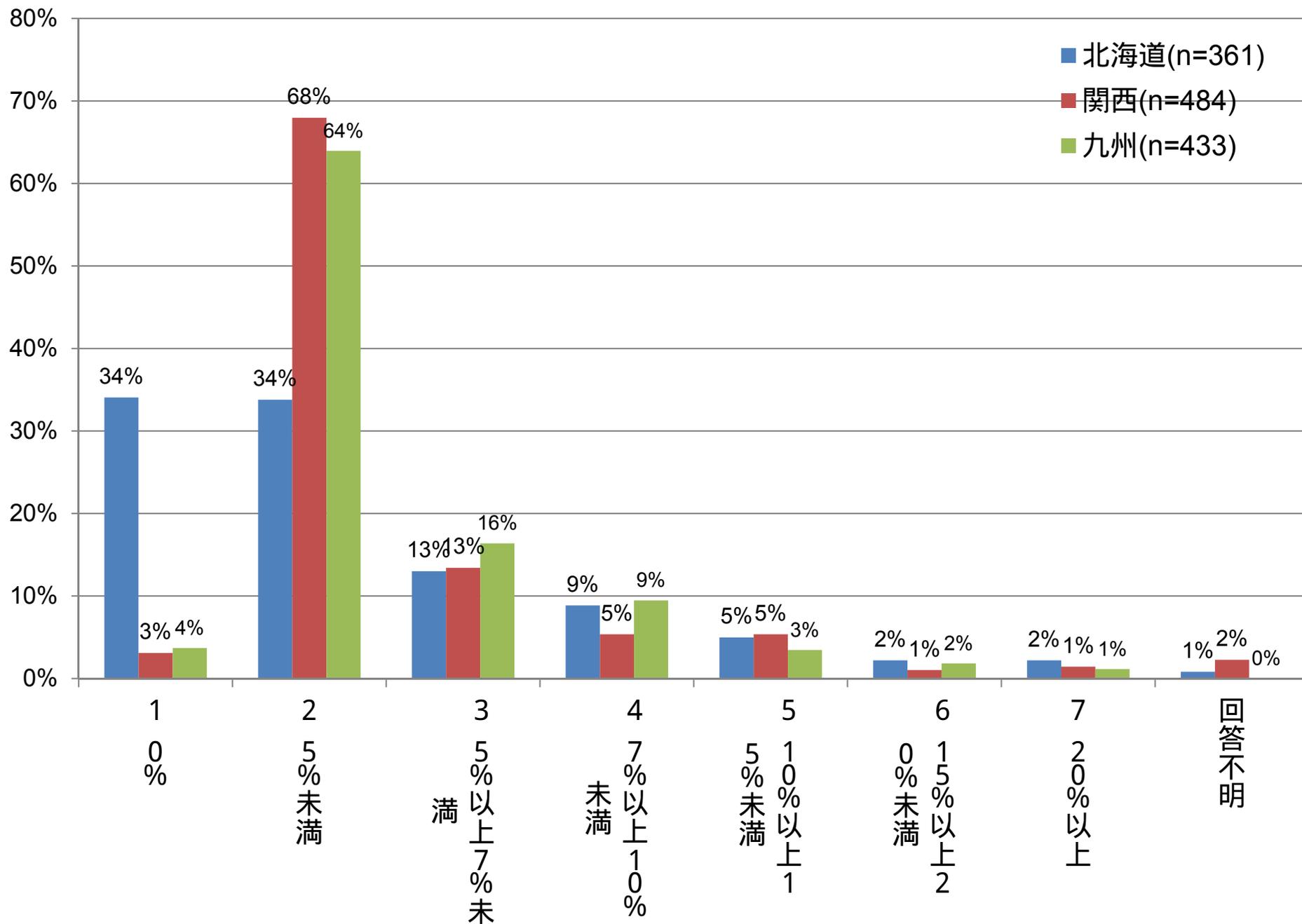
関西 (n=425)



九州 (n=401)

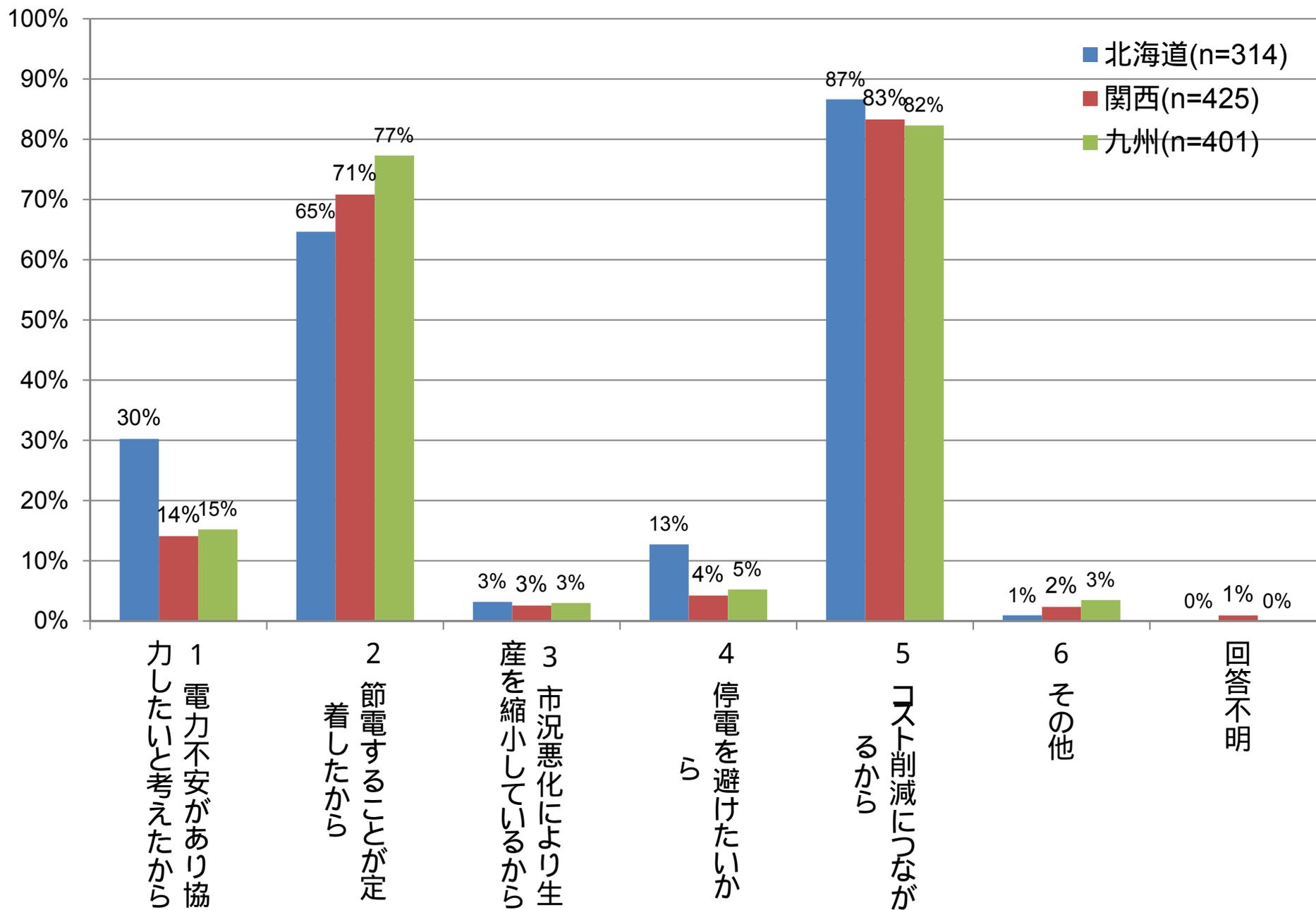


8. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)



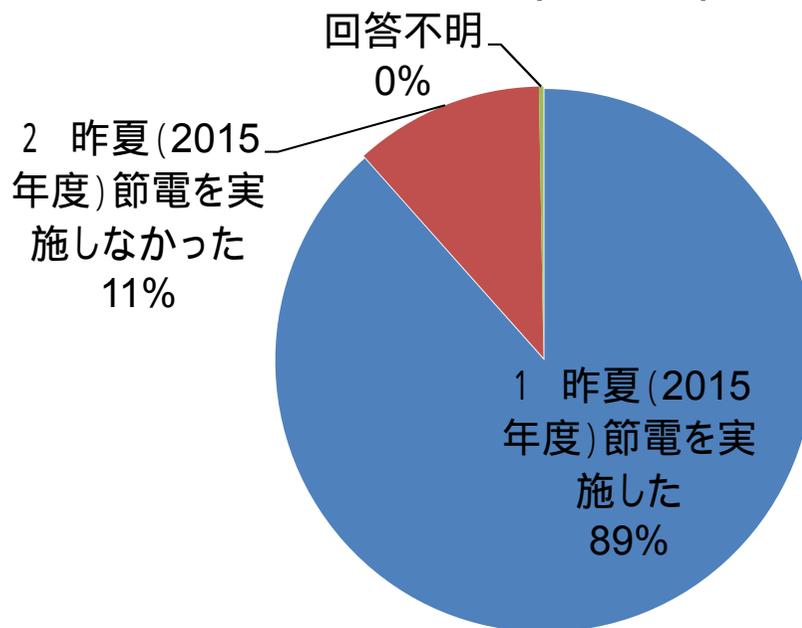
9. 節電を継続する理由(複数回答可)

6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

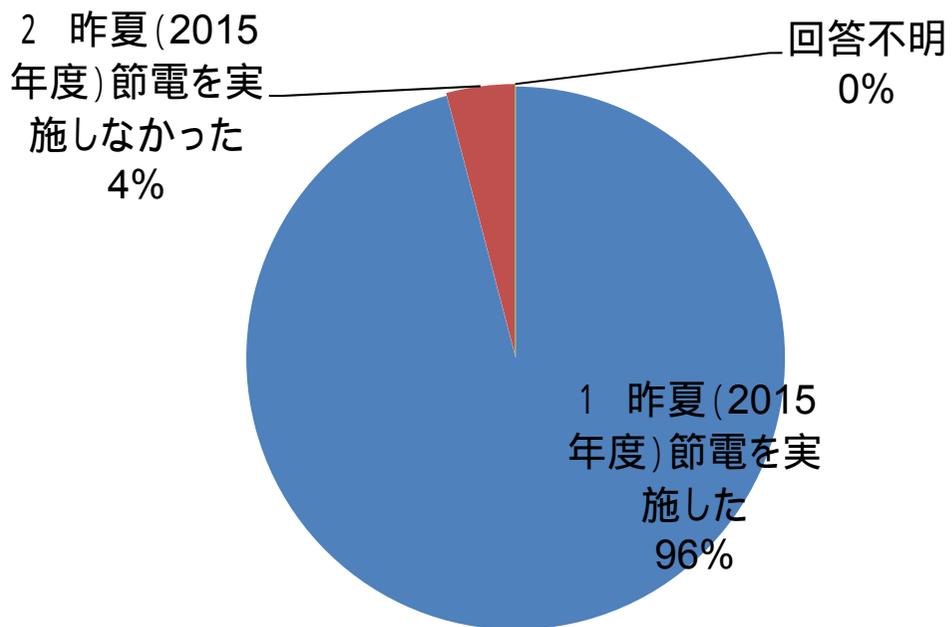


10. 2015年度夏季の節電の実施の有無

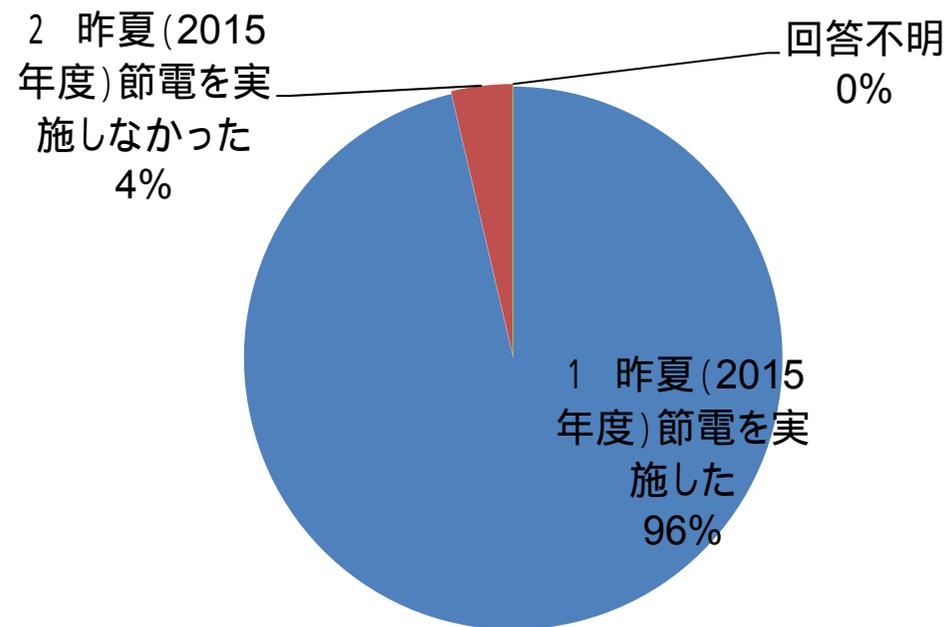
北海道 (n=361)



関西 (n=484)



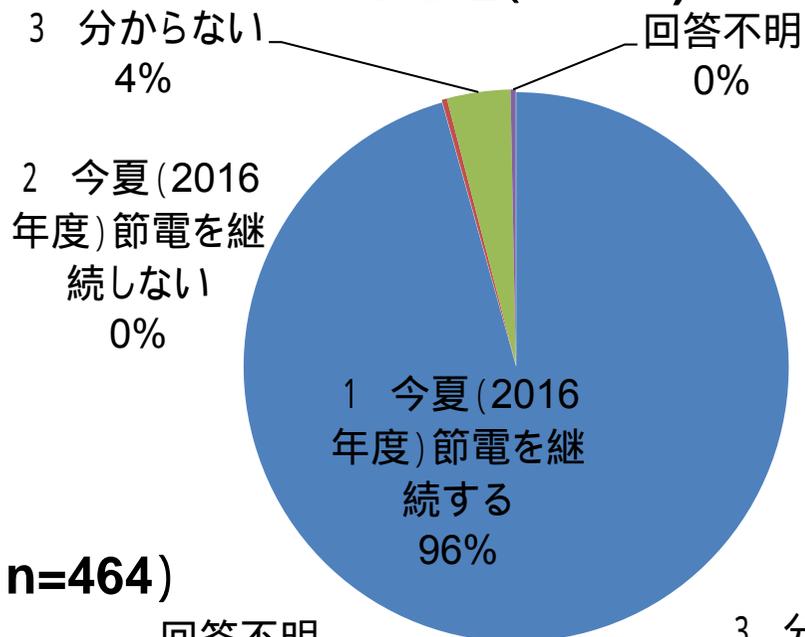
九州 (n=433)



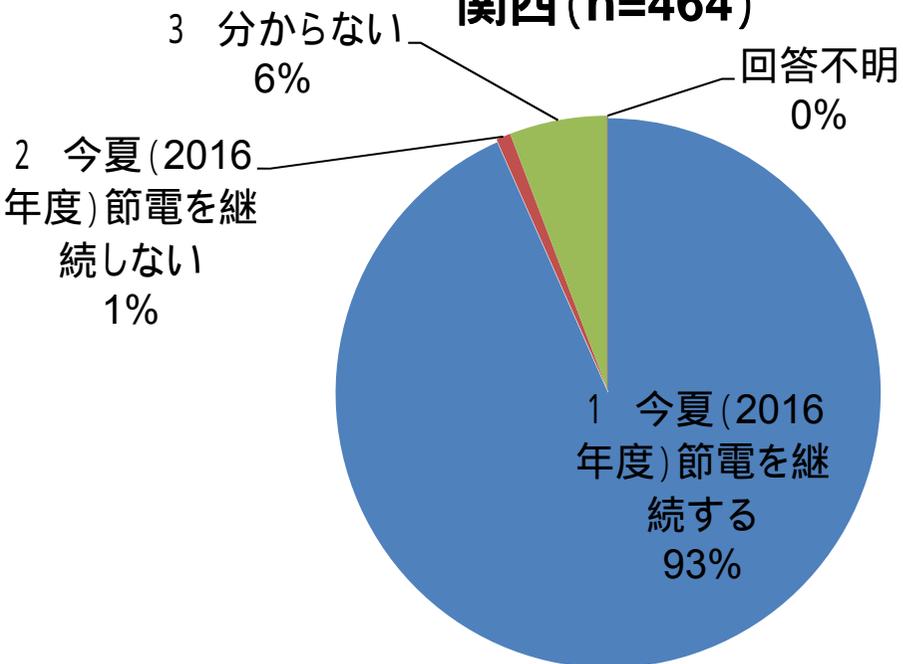
11. 2016年度夏季の節電の継続

10. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

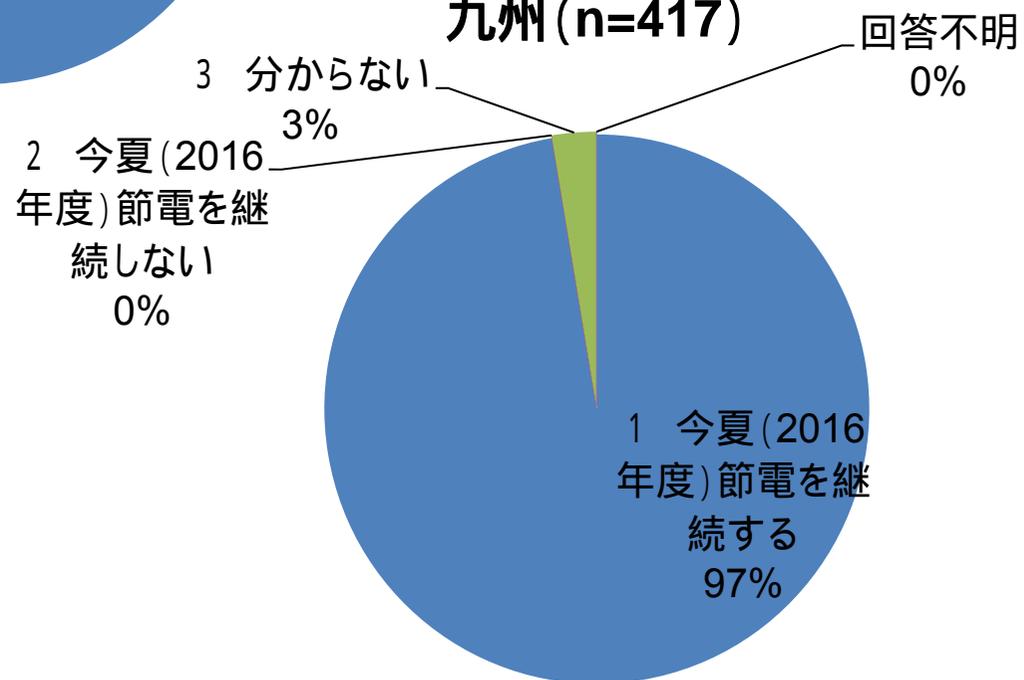
北海道 (n=319)



関西 (n=464)



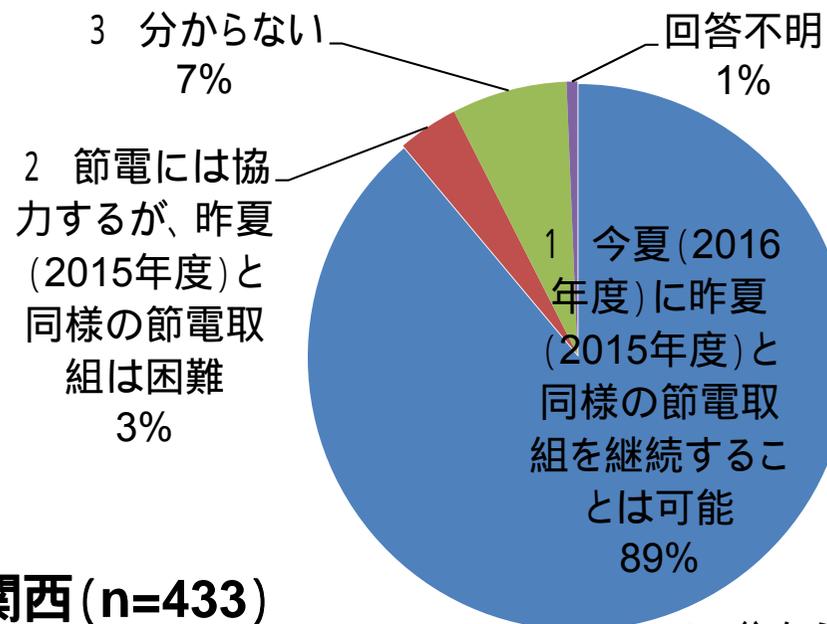
九州 (n=417)



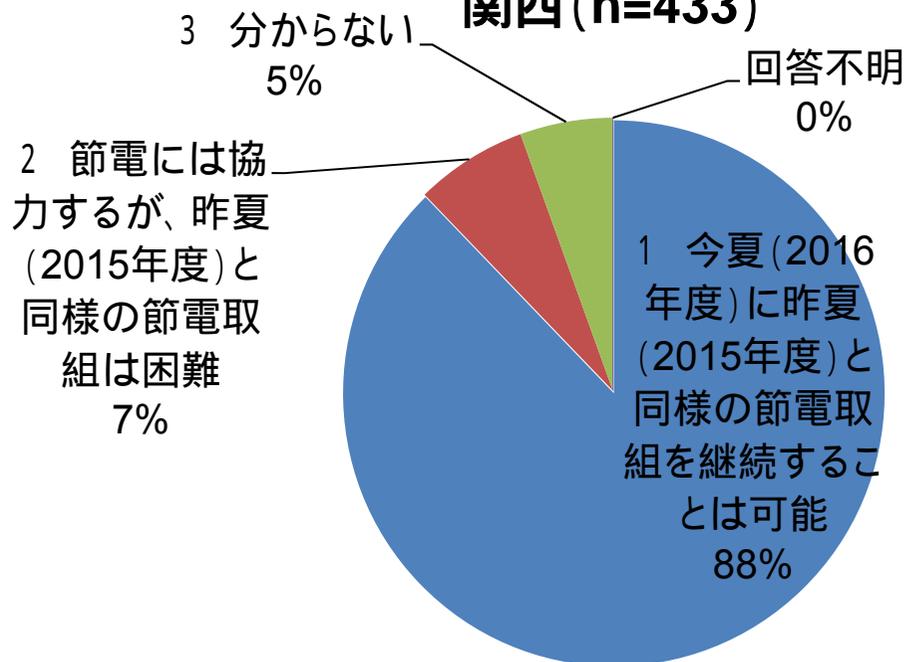
12. 2016年度夏季に節電を継続する場合における2015年度夏季と同様の節電取組可能性

11. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

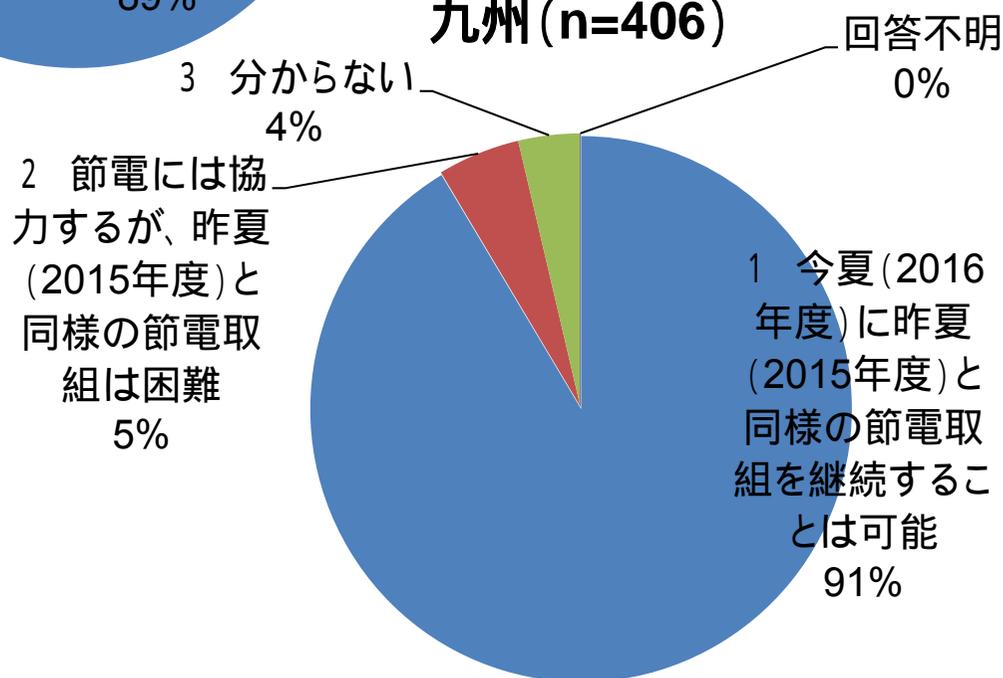
北海道 (n=305)



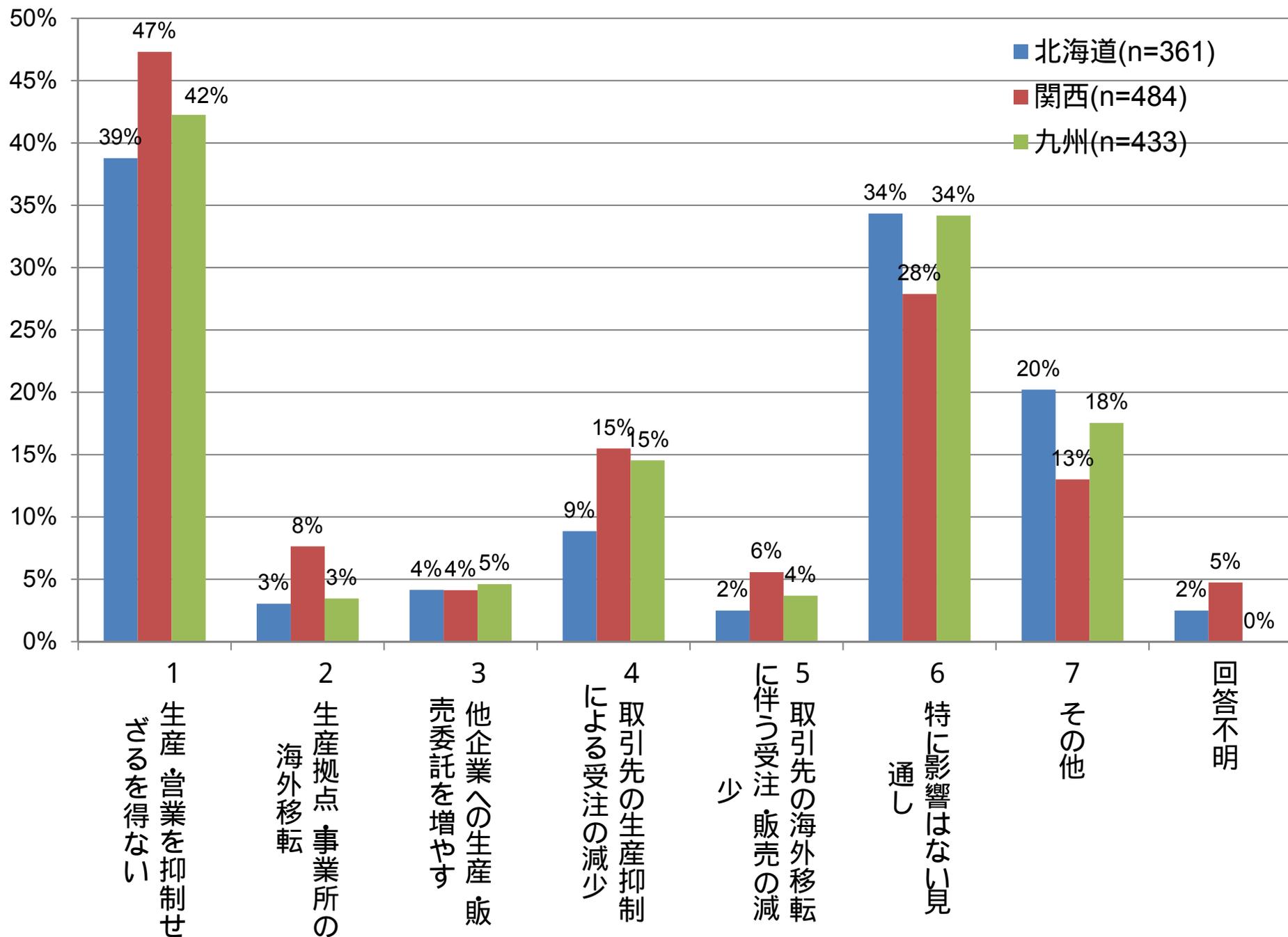
関西 (n=433)



九州 (n=406)



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)の結果概要

< 2015年度冬季の節電に関するアンケート結果概要 >

約8割以上の小口需要家が「2015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。

約9割以上の小口需要家は、「2016年度冬季も節電を継続する」と回答。

・他方、2015年度冬季同様の節電は困難との声が**約3%**みられる。

「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1割程度)と回答。

2016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**約1割程度**見られた。

2015年度冬季の節電については、**約8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**約6%**あった。

< 参考: 2014年度冬季の小口需要家の需要減少 >

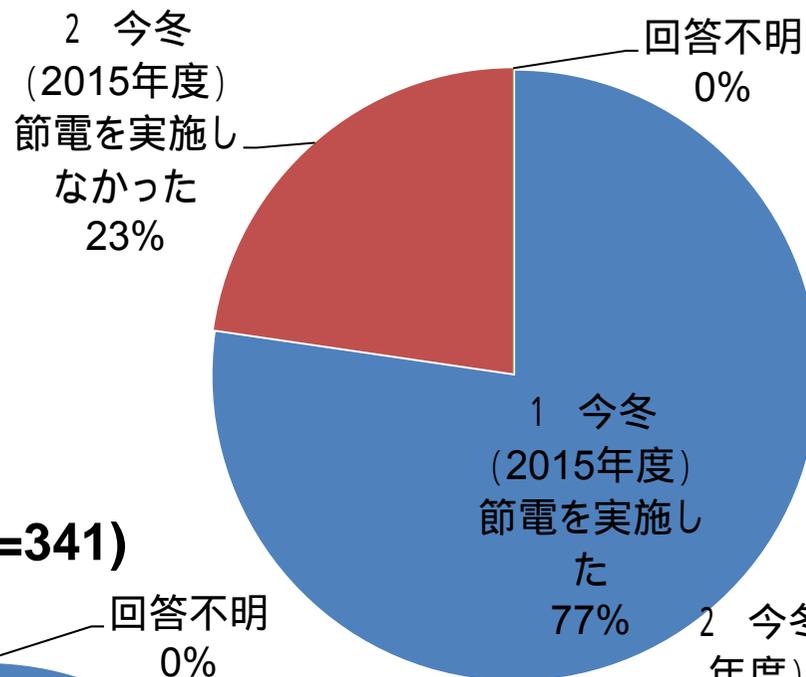
単位(万kW)

	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	19% (36)	11% (76)	8% (34)

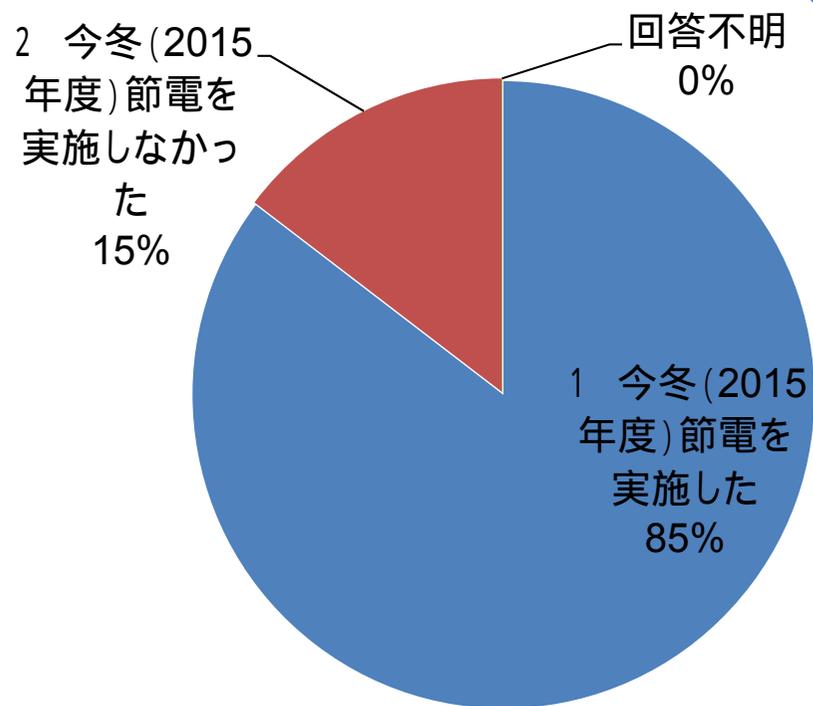
12月1日(火)から2月29日(月)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2015年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを示す。

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無

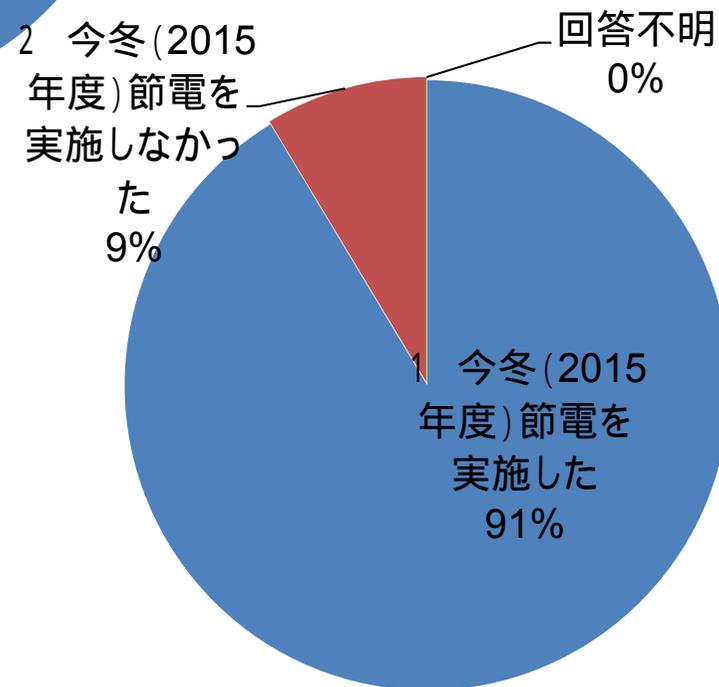
北海道(n=273)



関西(n=341)

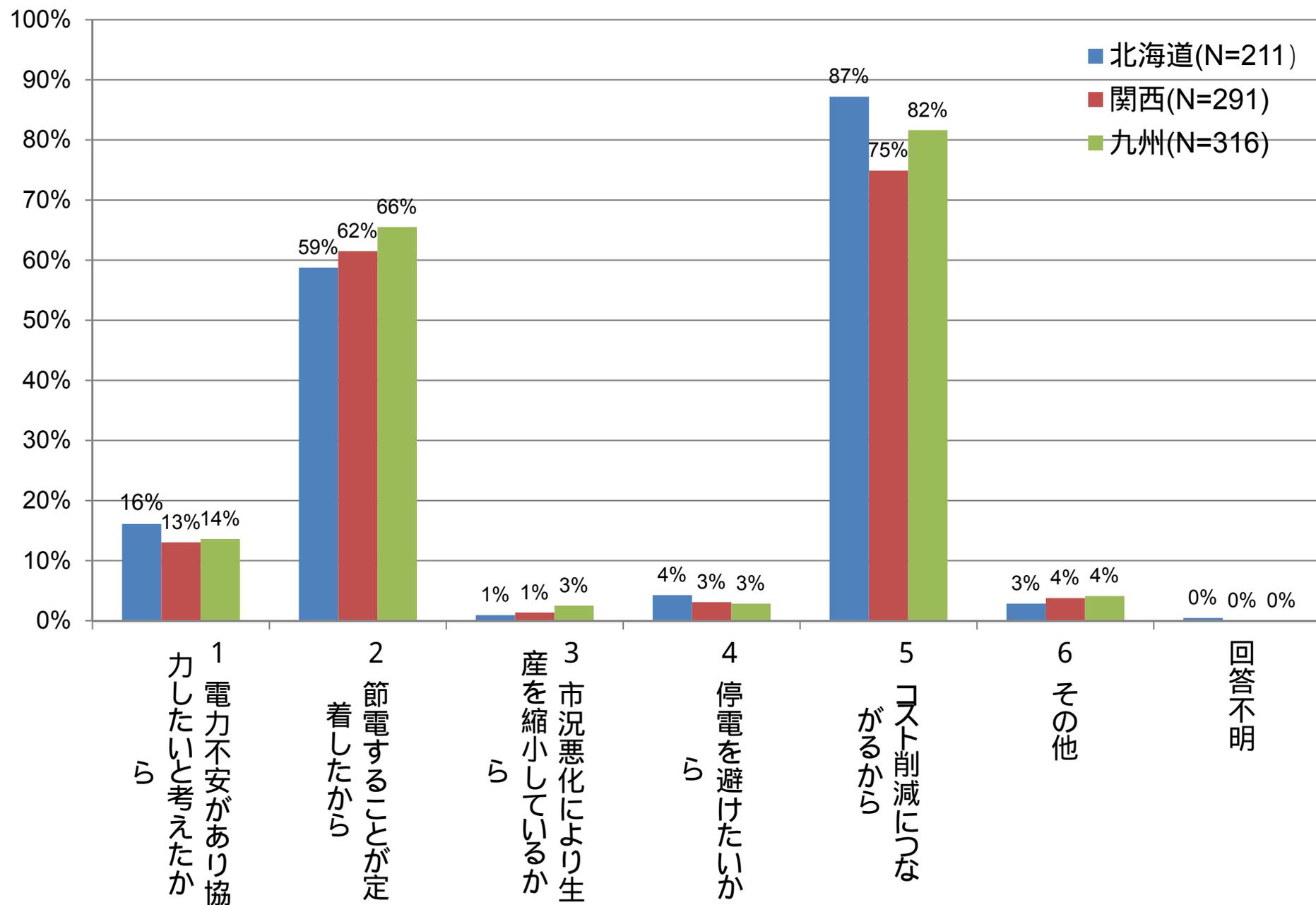


九州(n=346)



2. 節電を実施した理由(複数回答可)

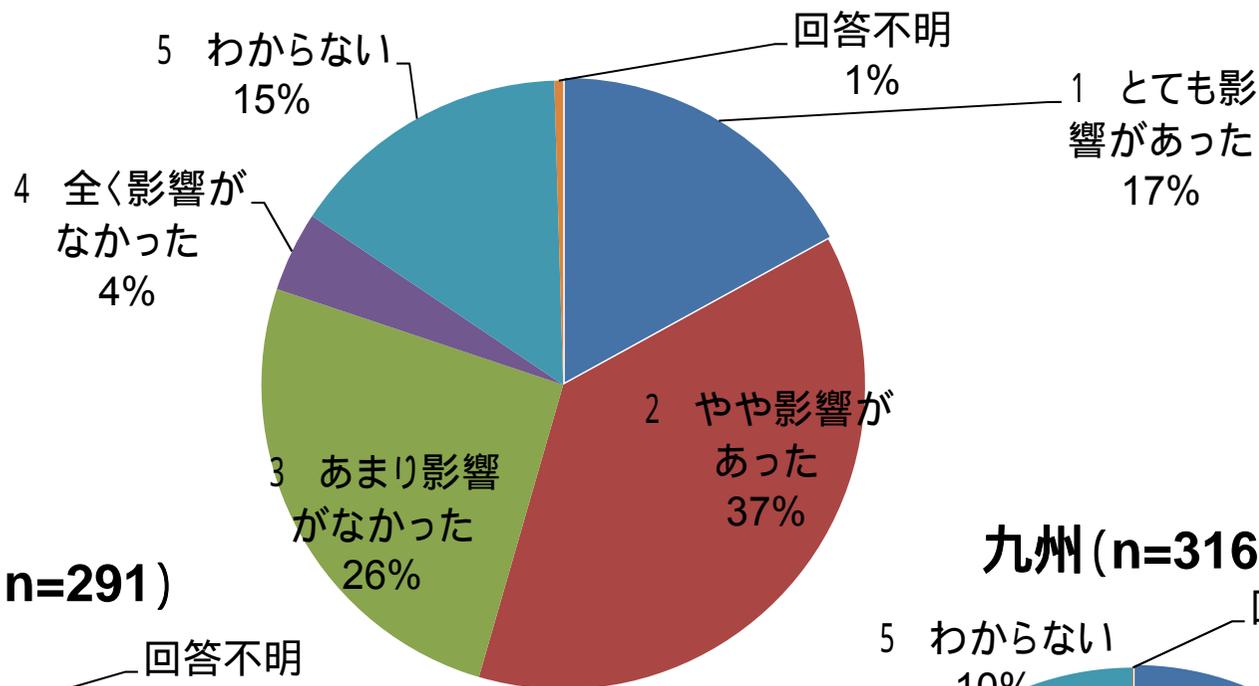
1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



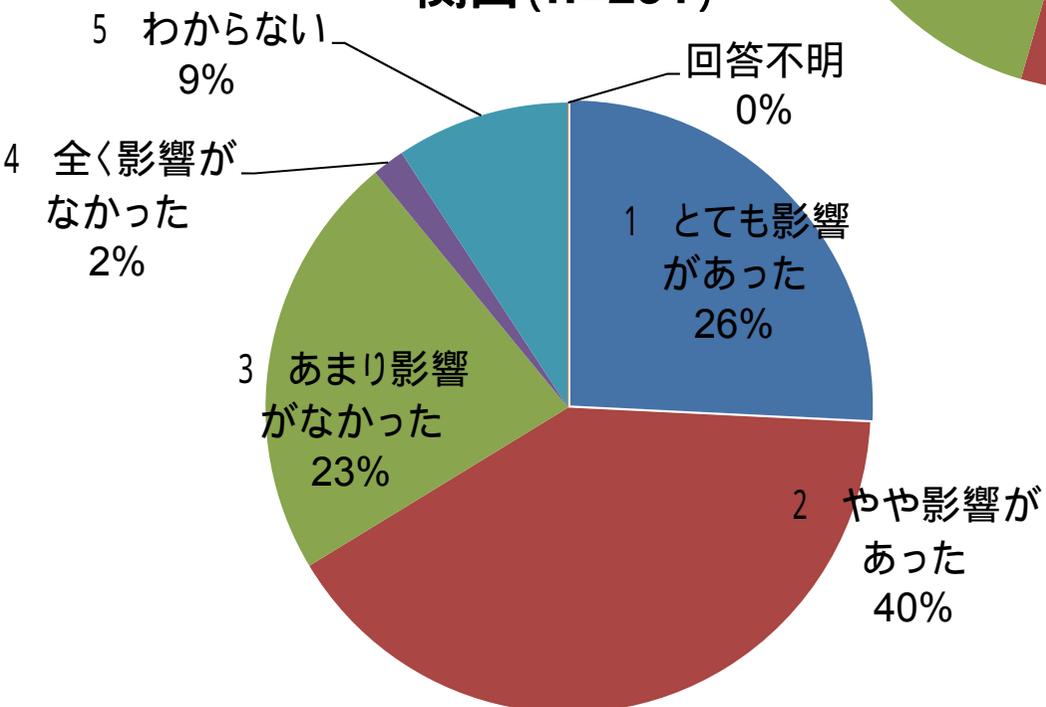
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

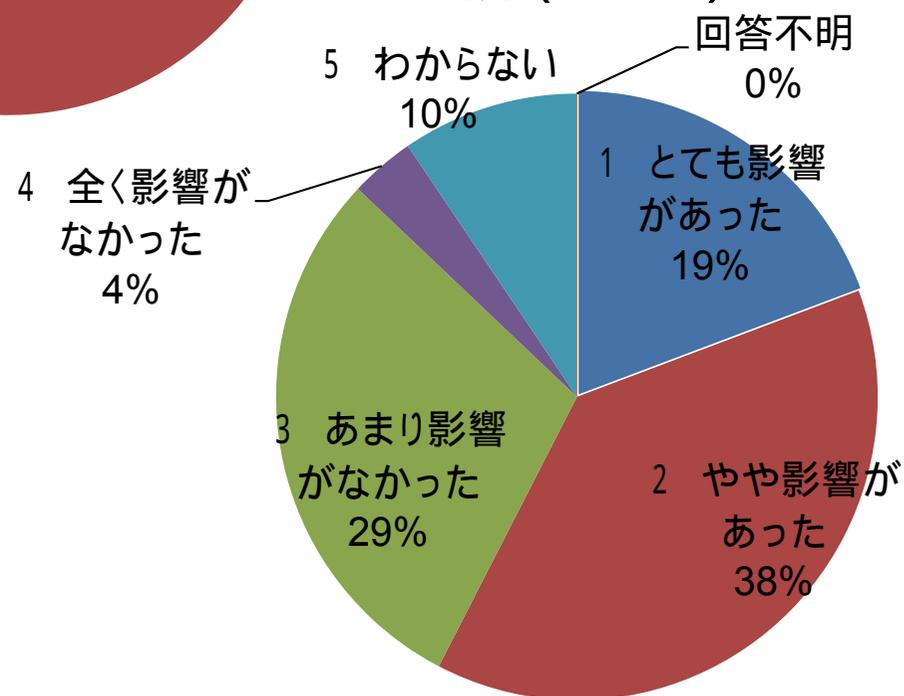
北海道 (n=211)



関西 (n=291)

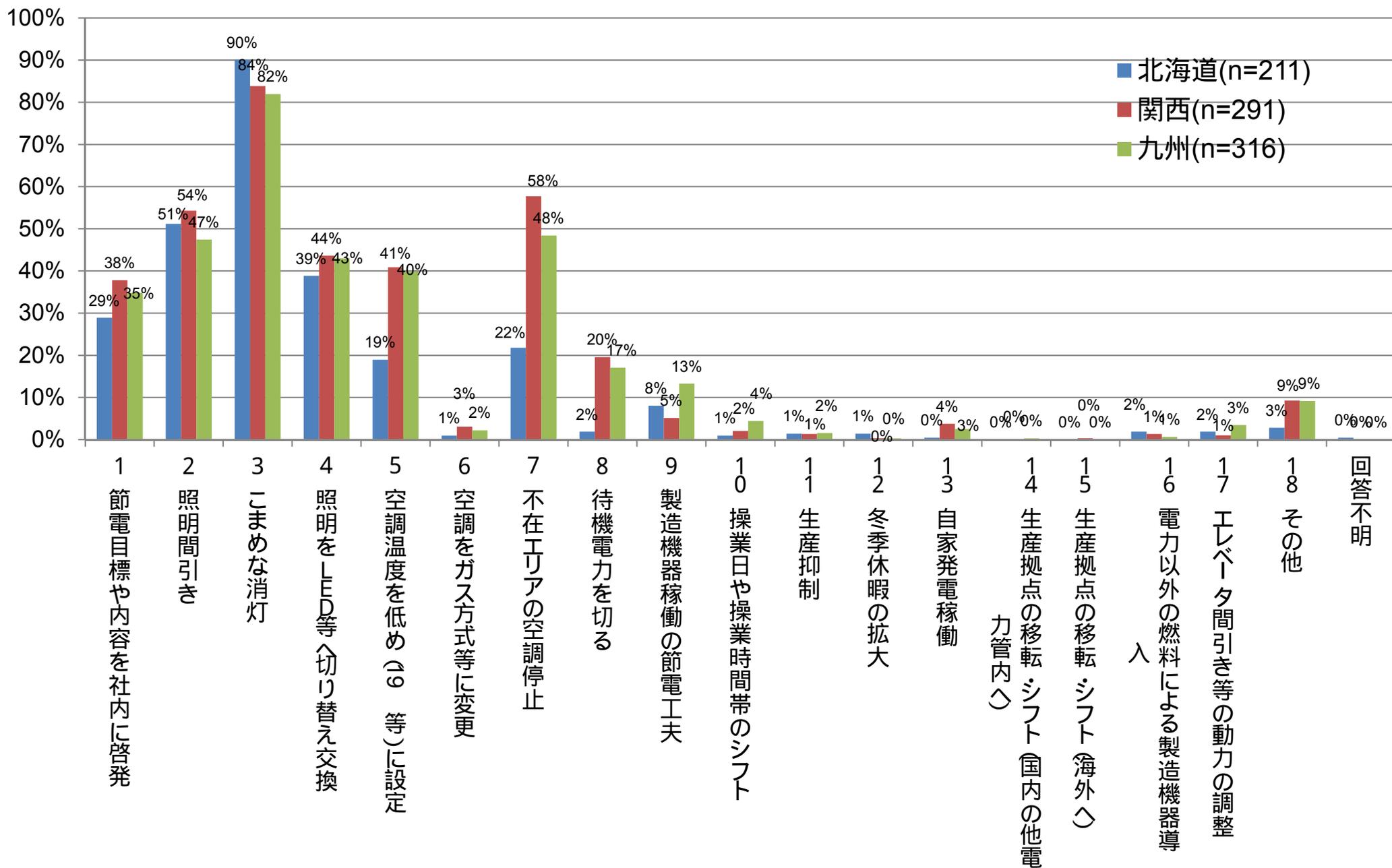


九州 (n=316)



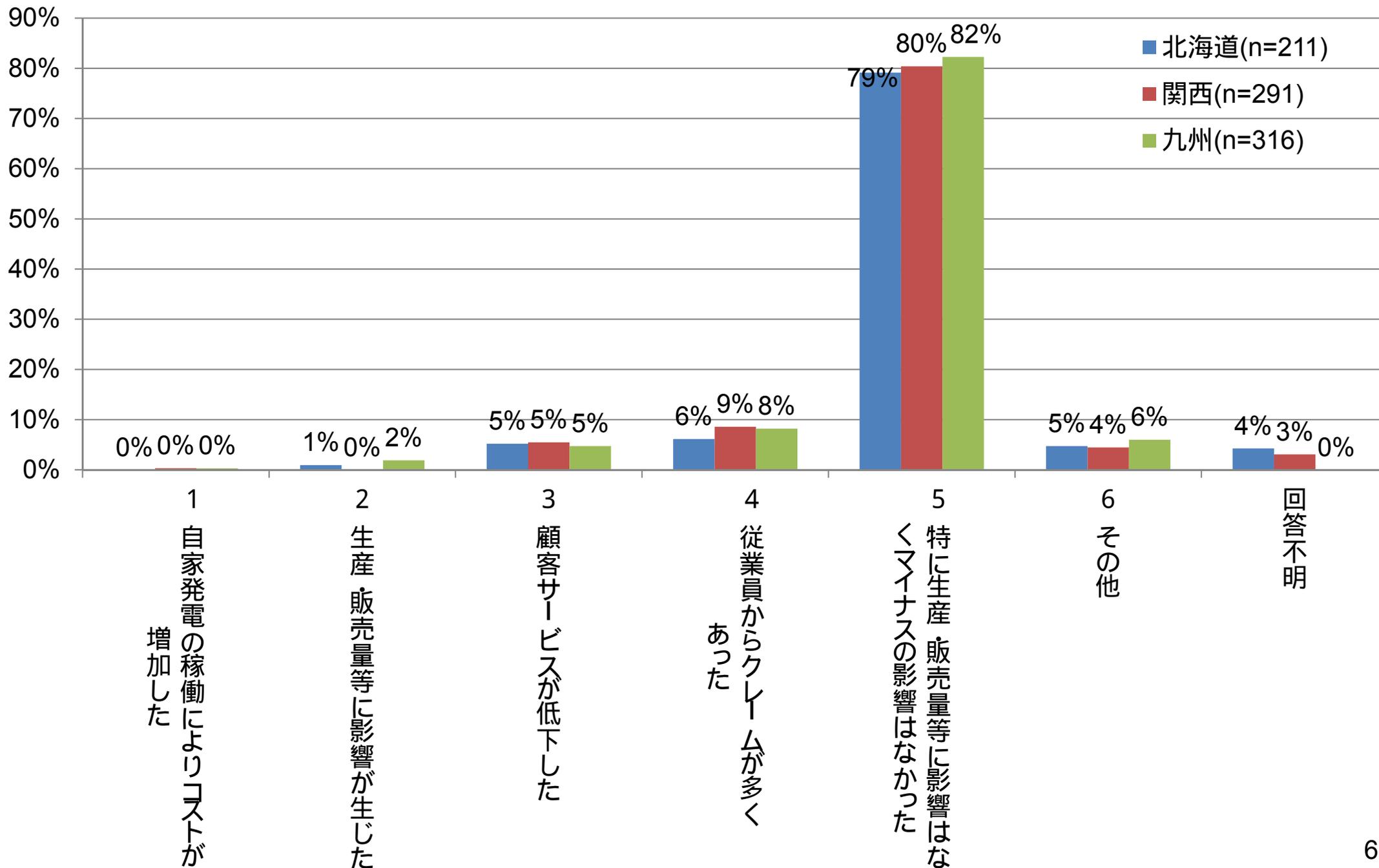
4. 実施した節電の内容(複数回答可)

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)

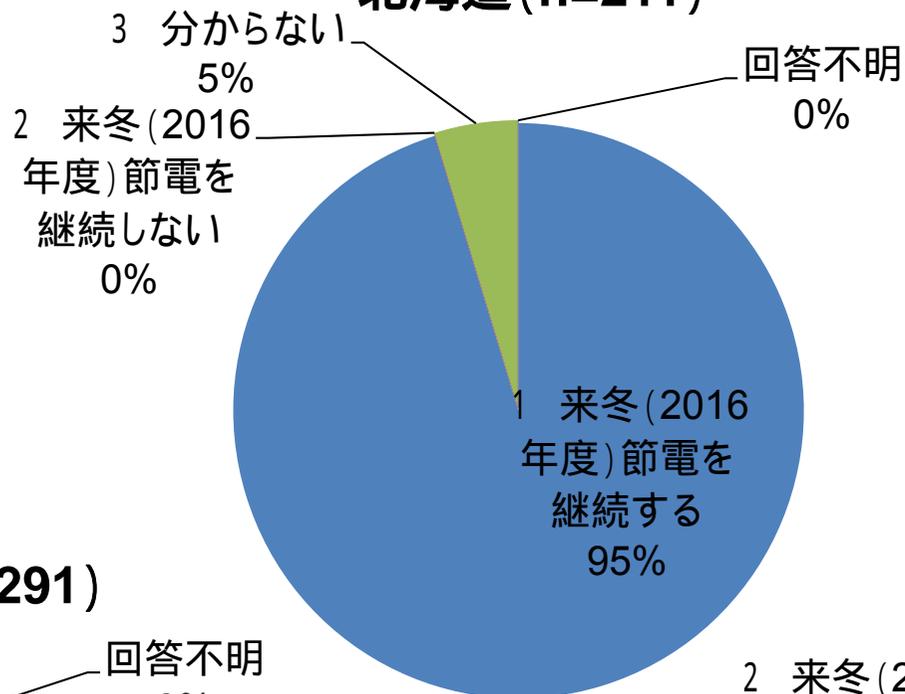
1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ



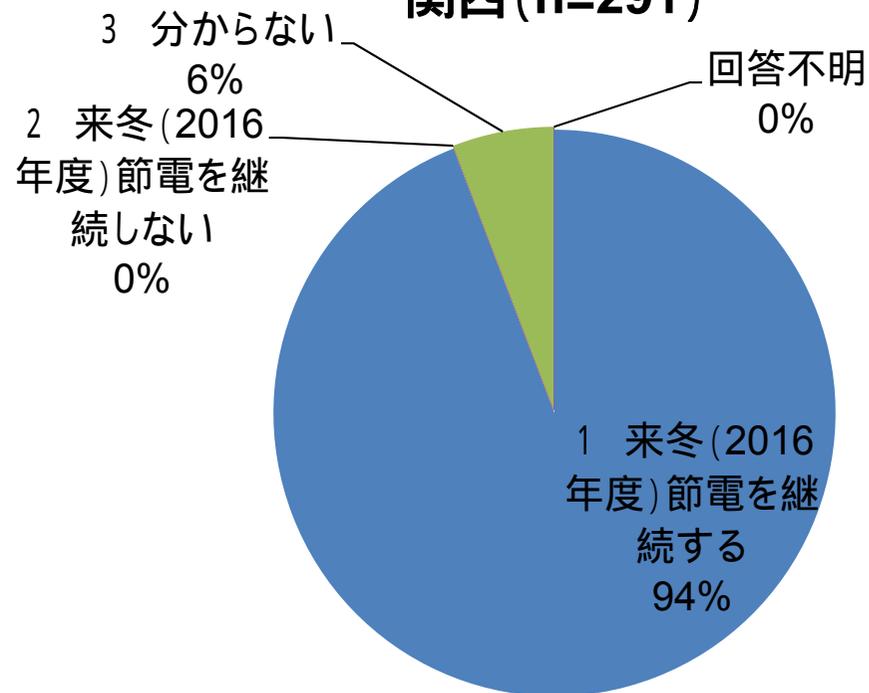
6. 2016年度冬季の節電継続

1. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

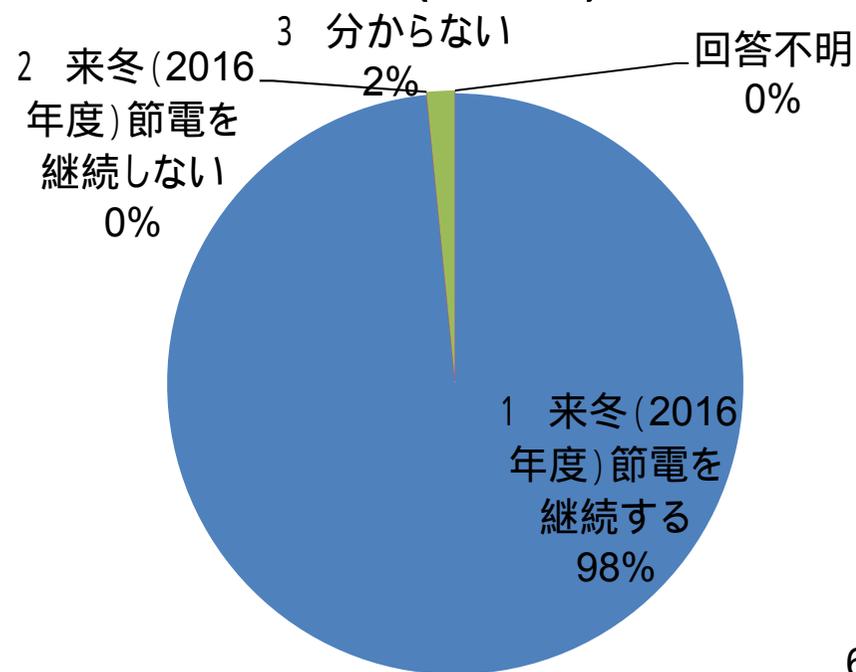
北海道 (n=211)



関西 (n=291)



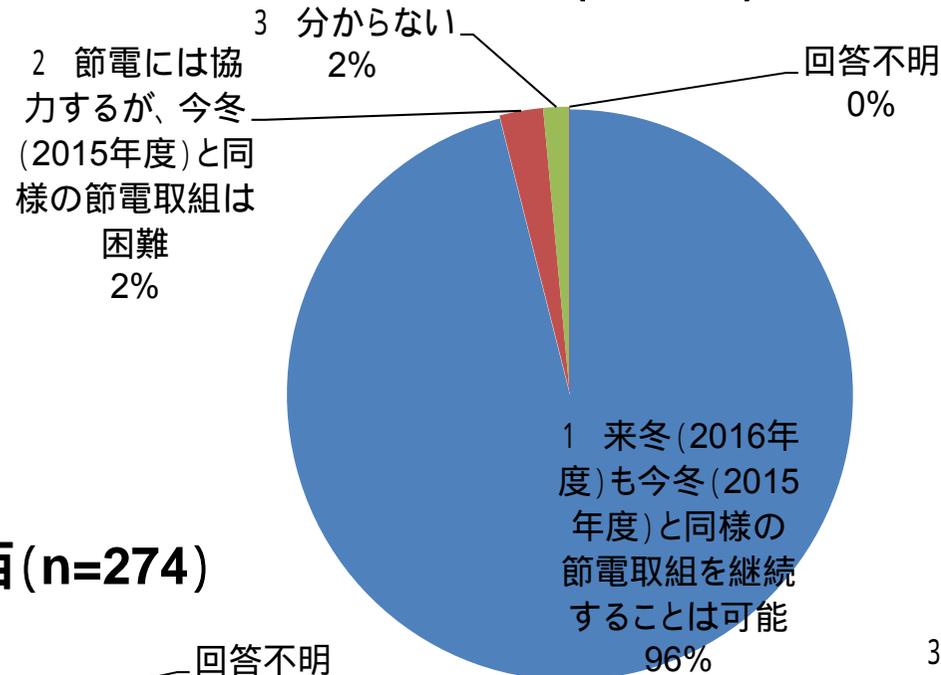
九州 (n=316)



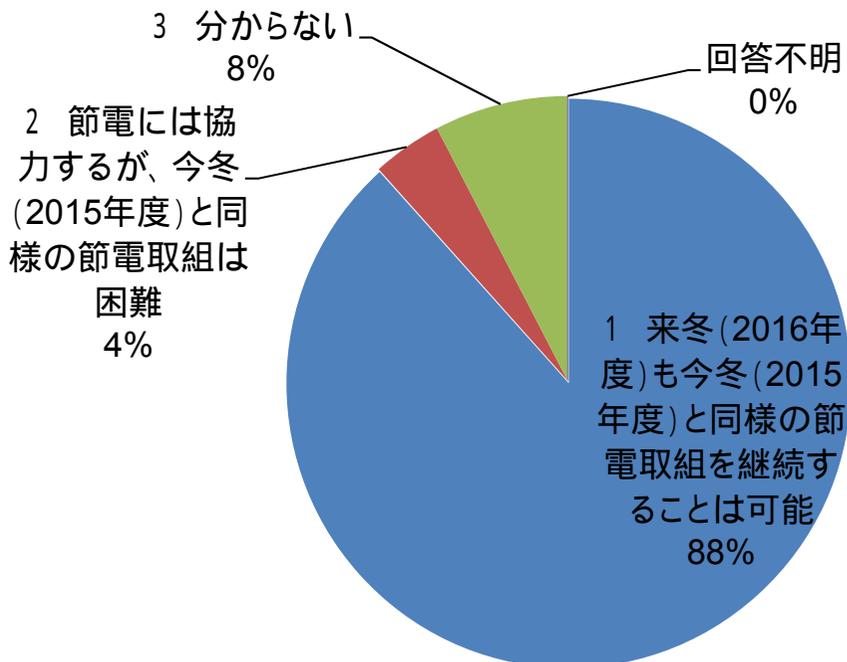
7. 2016年度冬季も節電を行う場合における、2015年度冬季と同様の節電取組可能性

6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

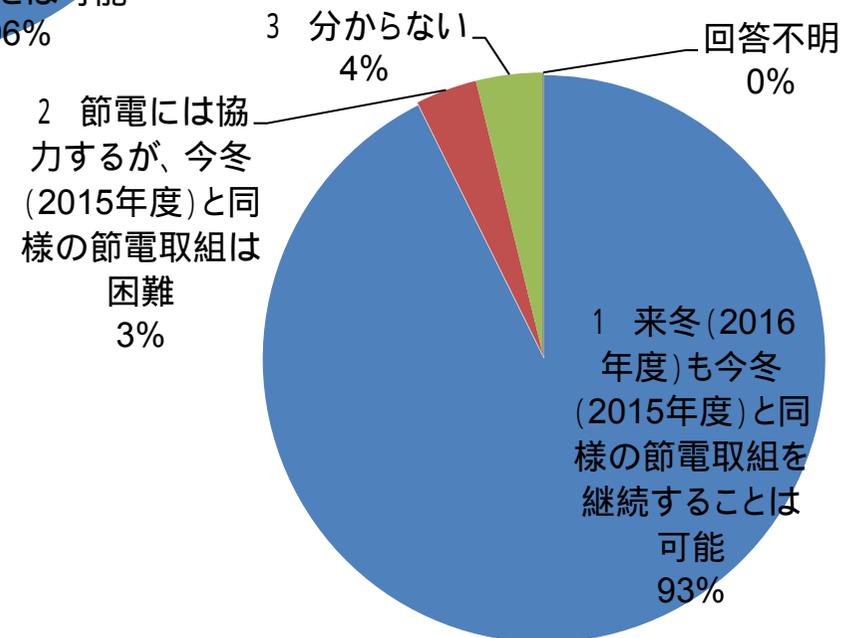
北海道 (n=201)



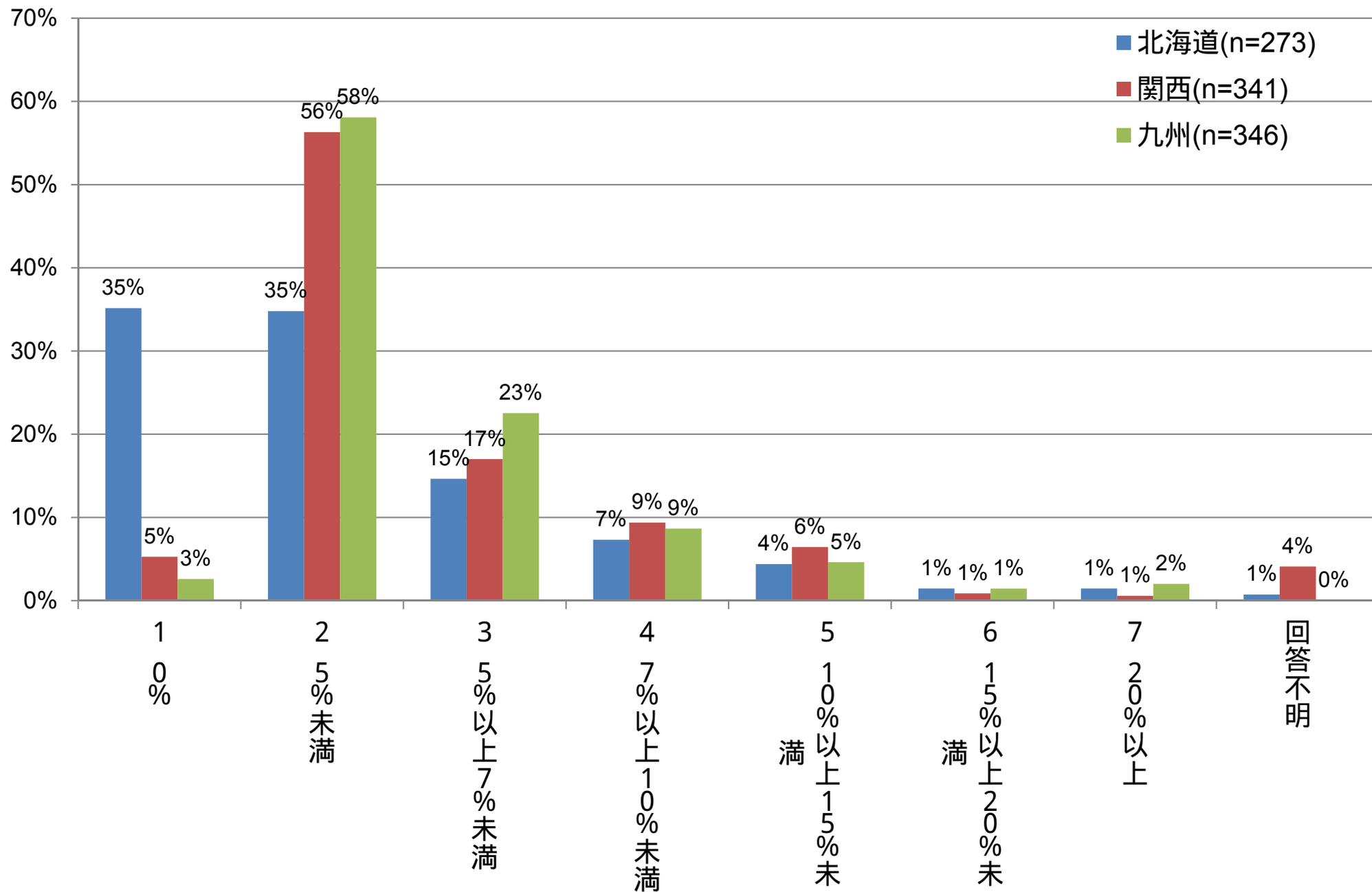
関西 (n=274)



九州 (n=311)

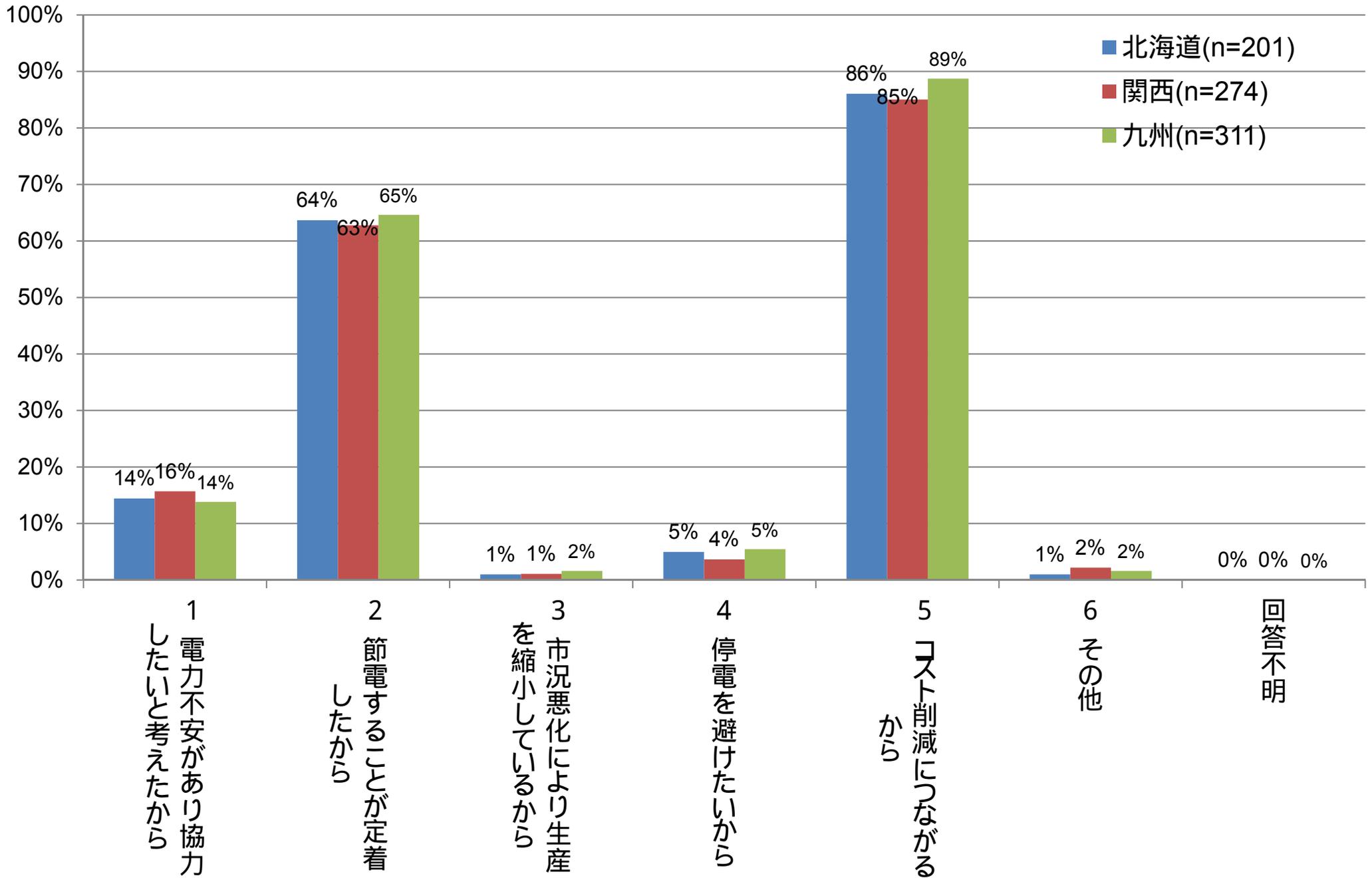


8. 無理がないと思われる節電目標(対2010年度(震災前)比)



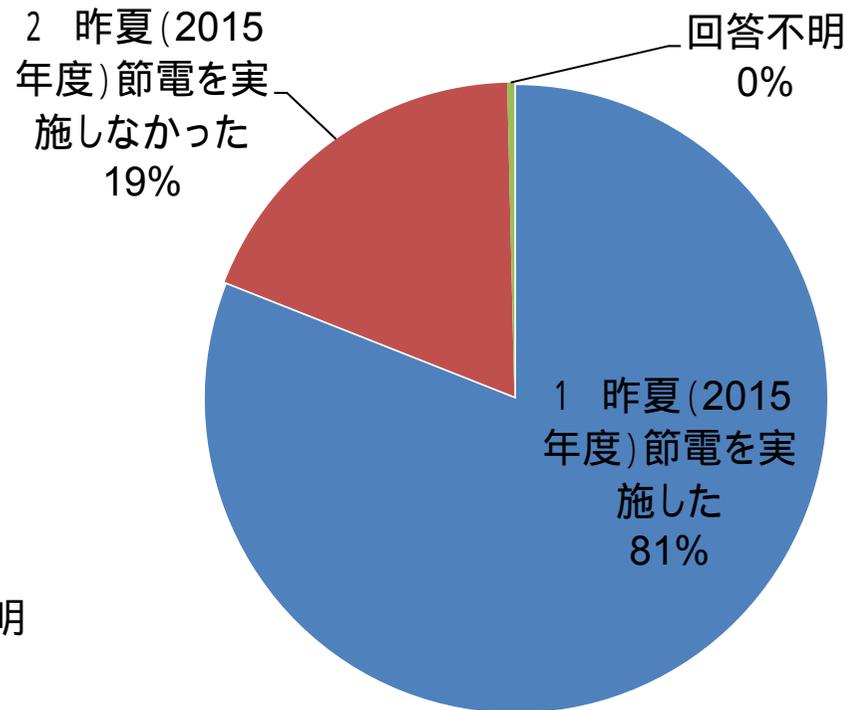
9. 節電を継続する理由(複数回答可)

6. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

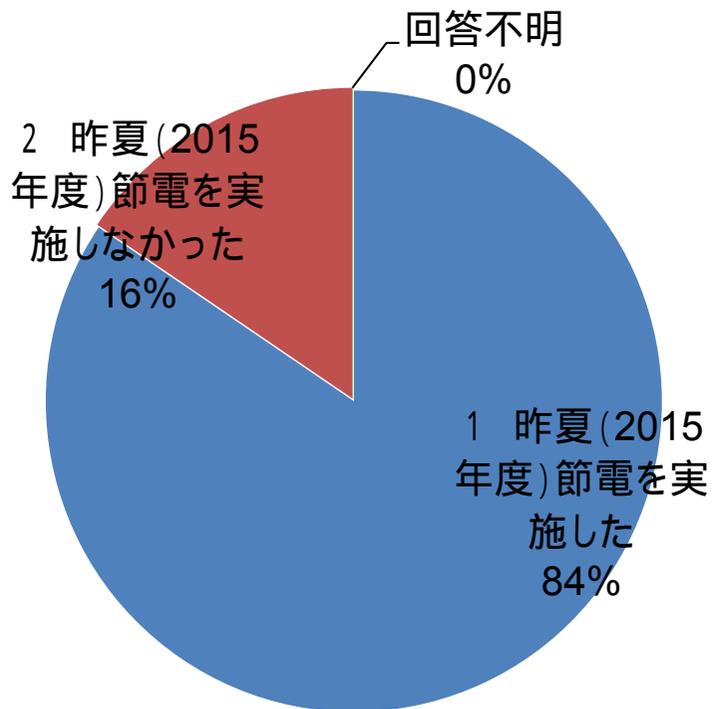


10. 2015年度夏季の節電の実施の有無

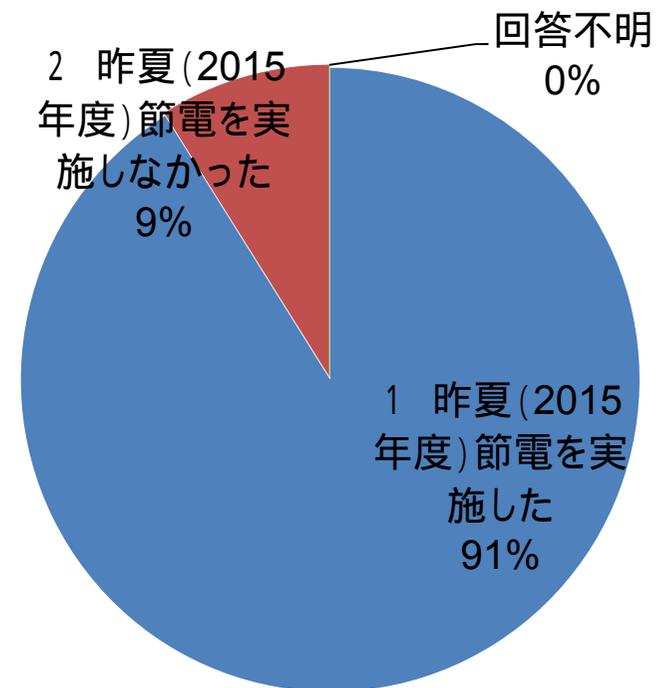
北海道 (n=273)



関西 (n=341)



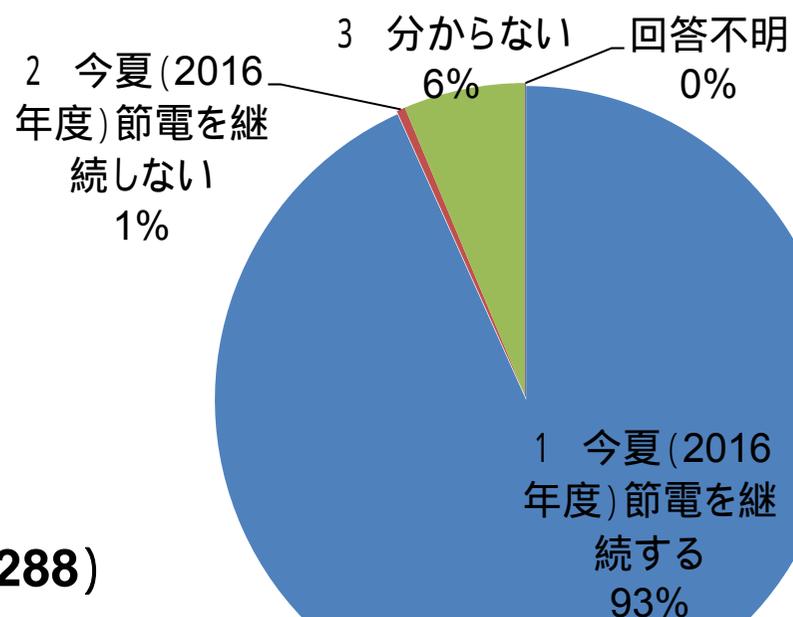
九州 (n=346)



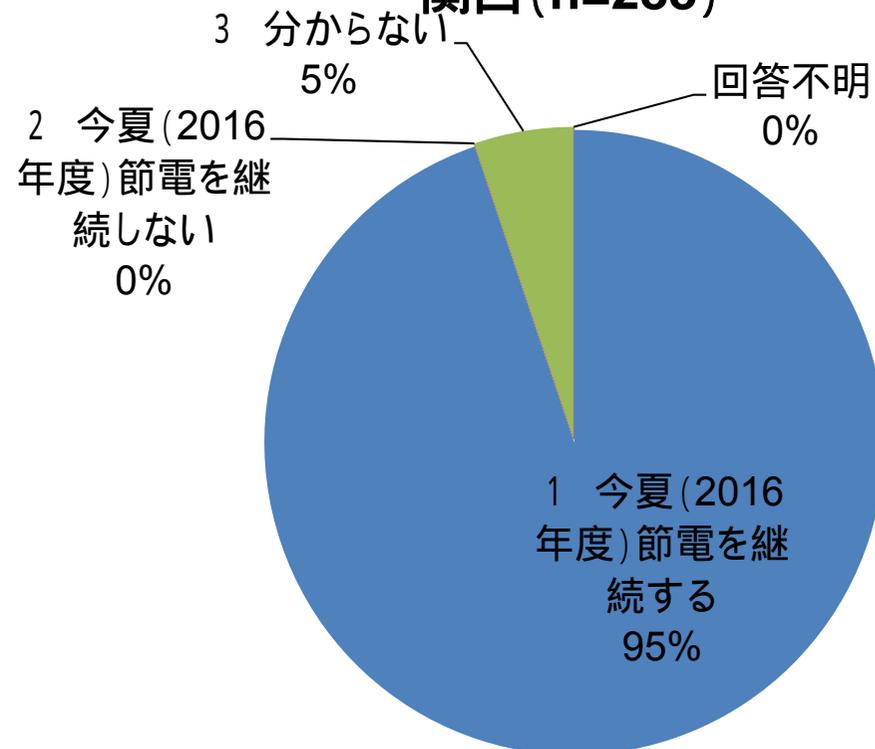
11. 2016年度夏季の節電の継続

10. で「節電を実施した」と回答した企業のみ

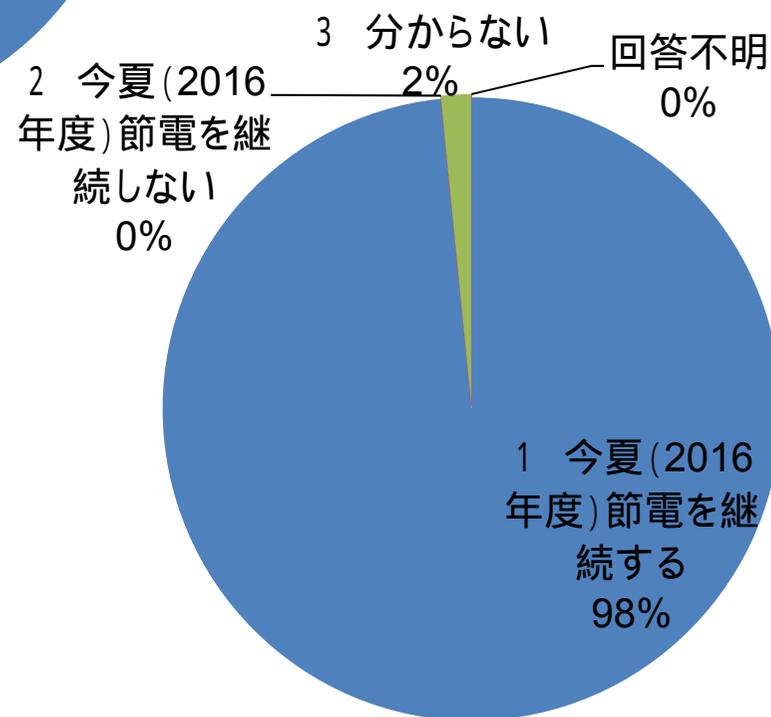
北海道 (n=221)



関西 (n=288)



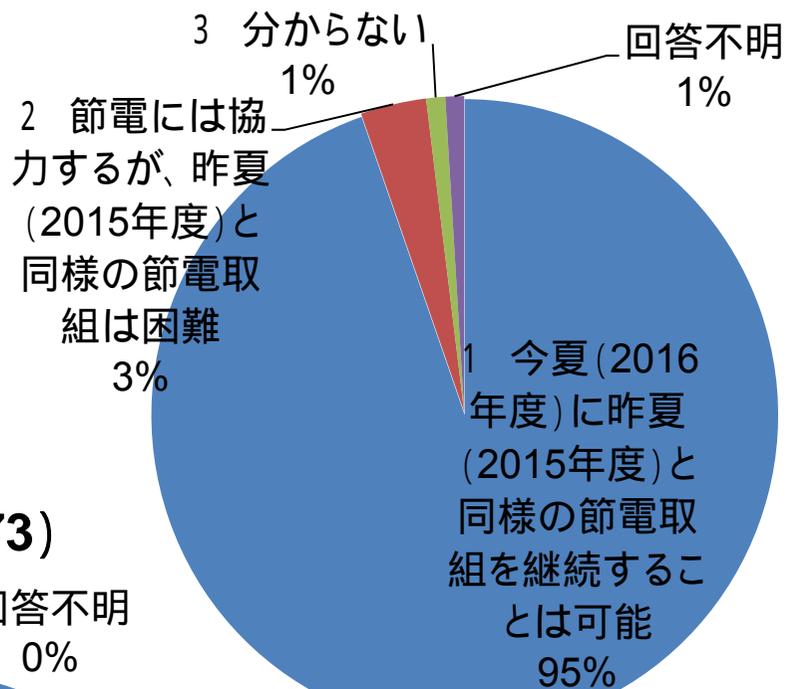
九州 (n=315)



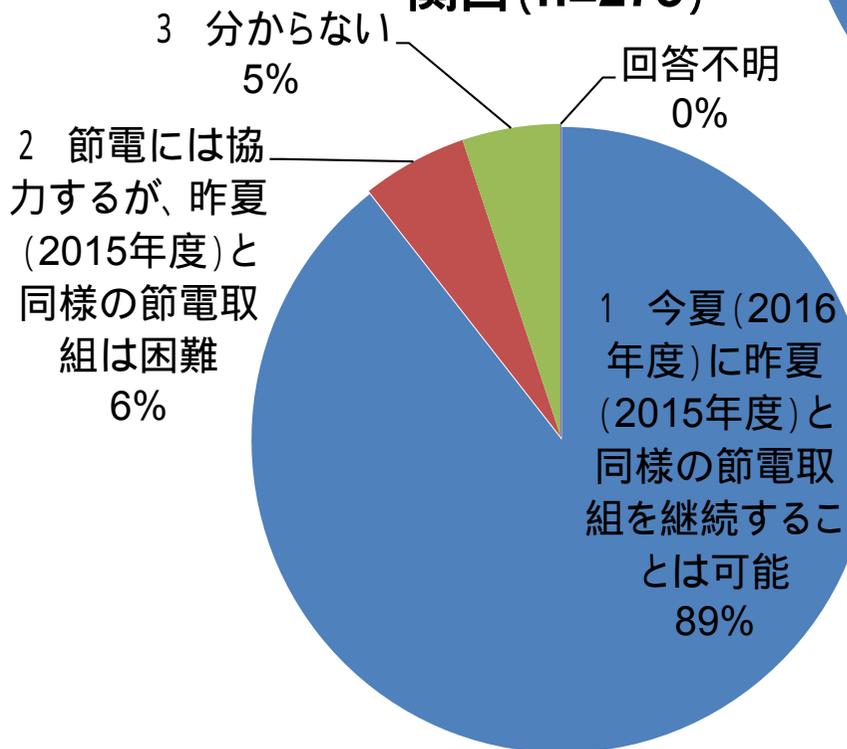
12. 2016年度夏季に節電を継続する場合における2015年度夏季と同様の節電取組可能性

11. で「節電を継続する」と回答した企業のみ

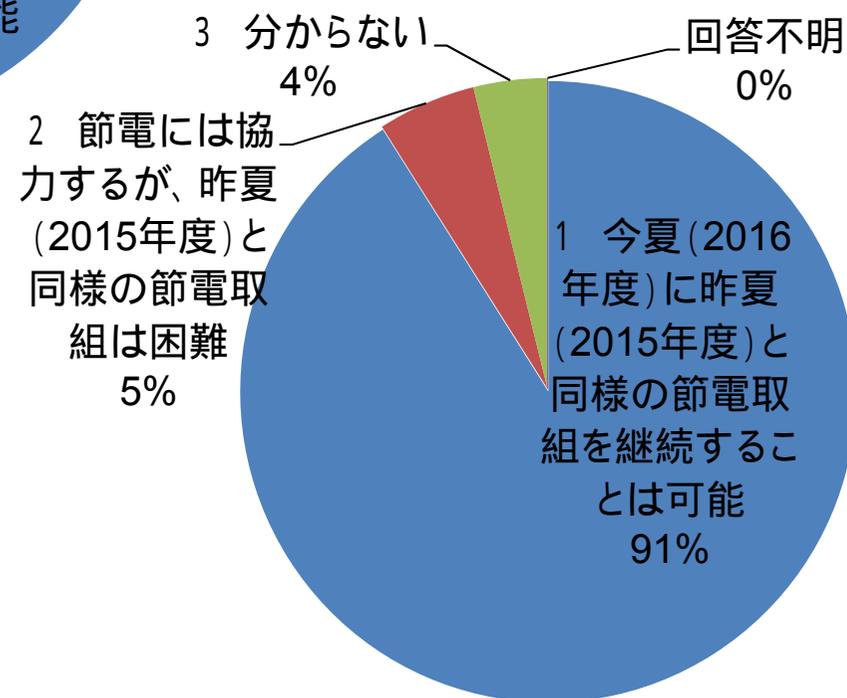
北海道 (n=206)



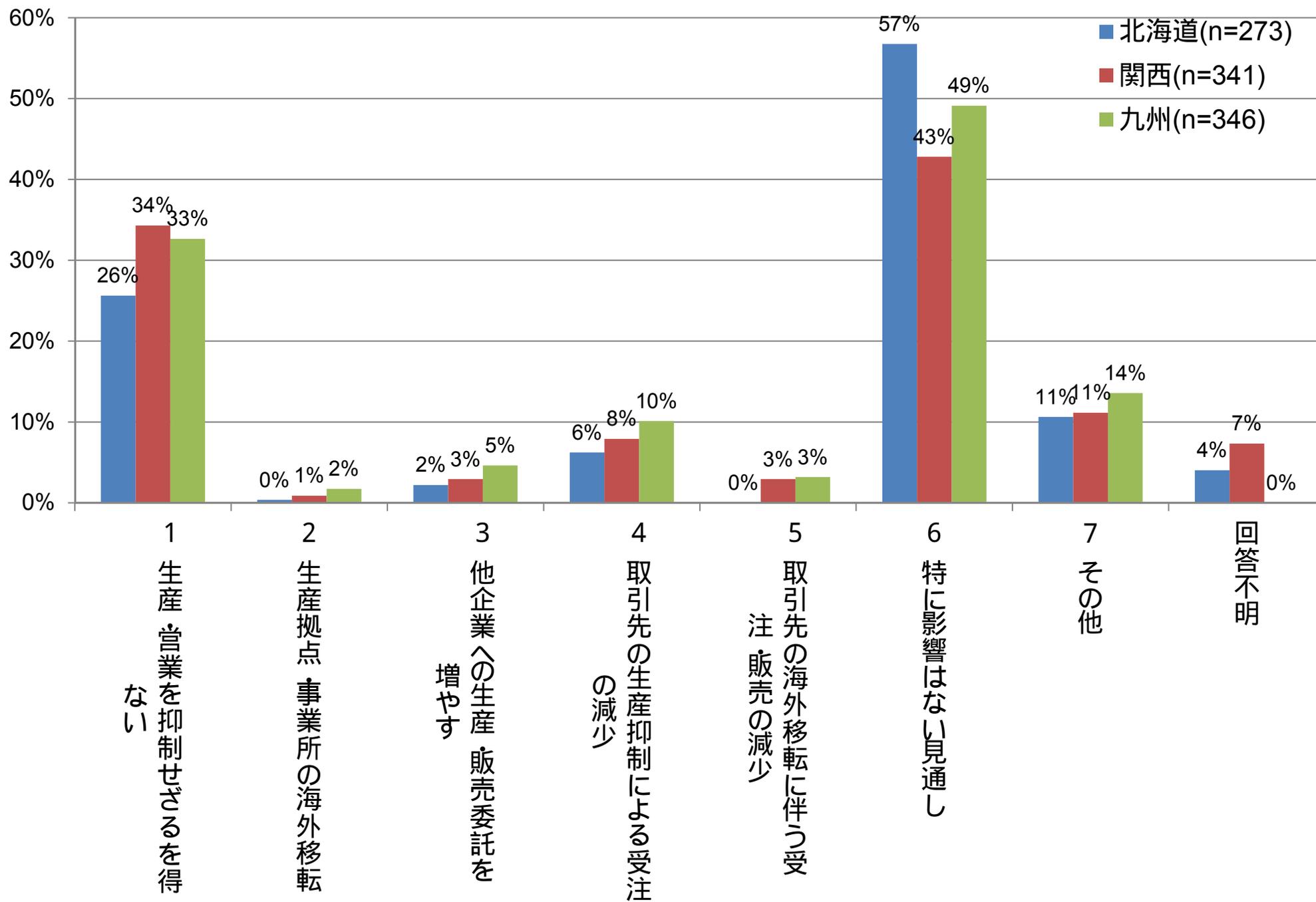
関西 (n=273)



九州 (n=310)



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

家庭の結果概要

< 2015年度冬季の節電に関するアンケート結果概要 >

約6割の家庭需要家が「2015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、照明に関するものが最も多く、次いでテレビ、待機電力、エアコンに関するものとなっている。

約9割以上の家庭需要家は、「2016年度冬季も節電を継続する」と回答。

- ・他方、2015年度冬季同様の節電は困難との声が**約3%**みられる。

「無理がないと思われる節電目標」は15%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5%程度)と回答。

2016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13%程度見られた。

< 参考: 2015年度冬季の家庭の需要減少 >

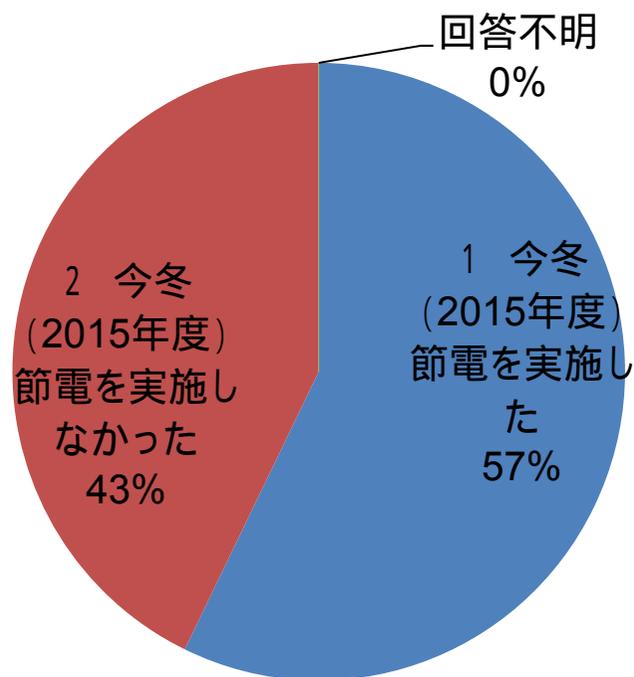
単位(万kW)

	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	8% (21)	11% (84)	4% (20)

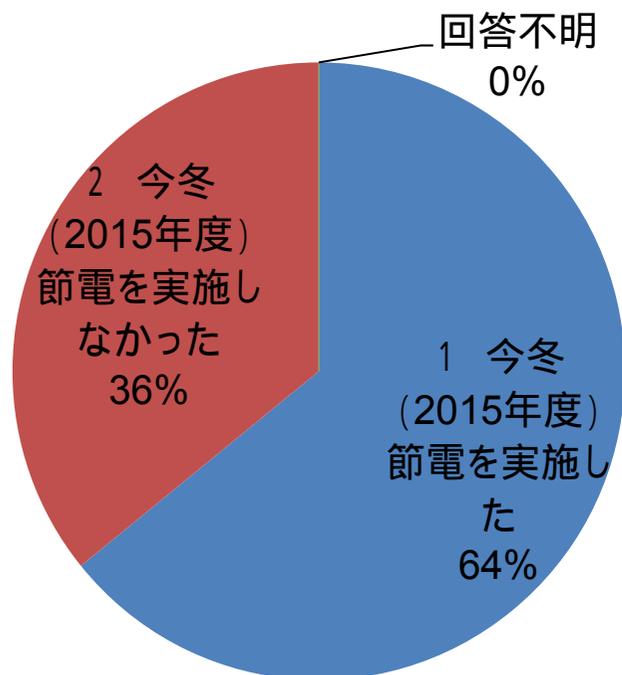
12月1日(火)から2月29日(月)までの平日(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2015年度冬季の各日の需要値(理論値)を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

1. 2015年度冬季の節電の実施の有無

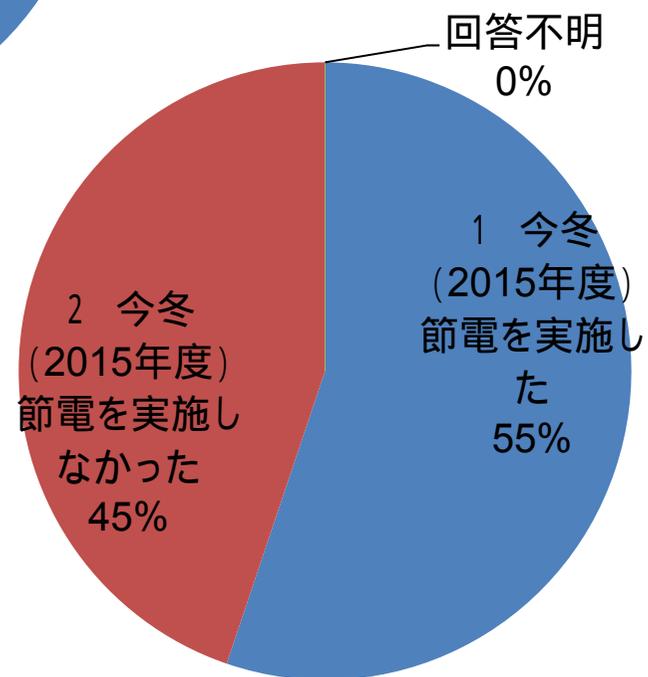
北海道(n=1000)



関西(n=1071)

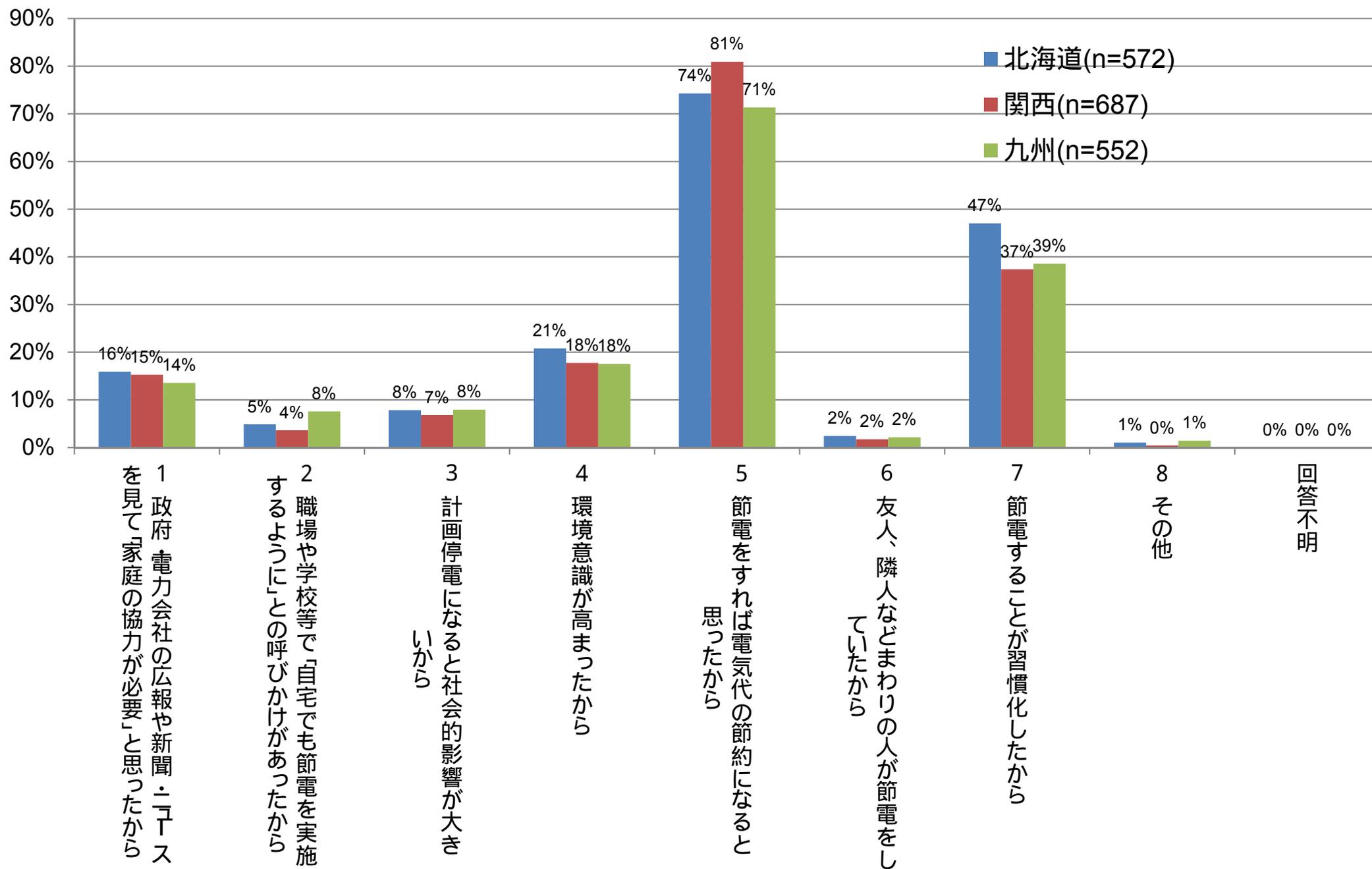


九州(n=1000)



2. 節電を実施した理由(複数回答可)

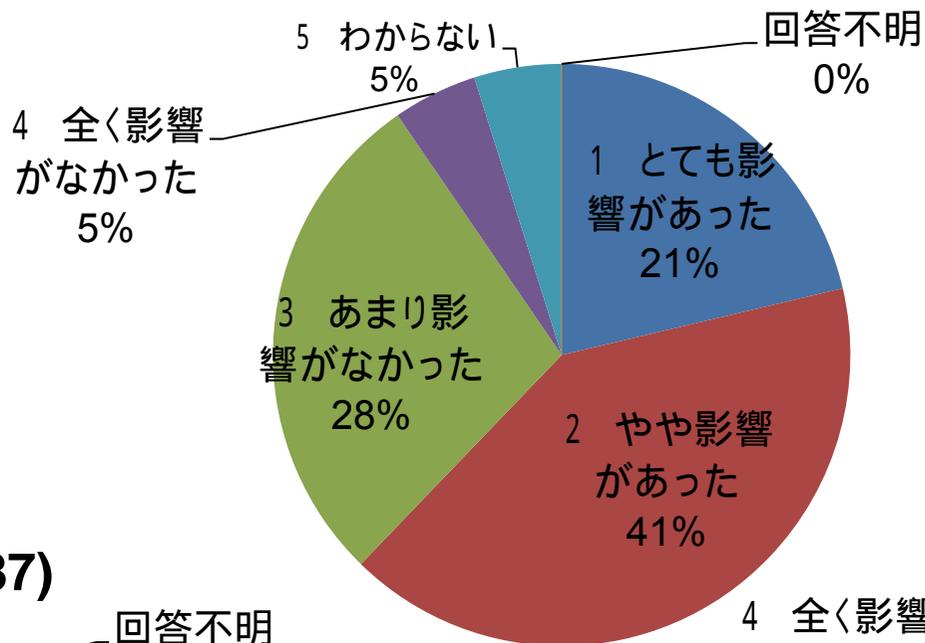
1. で「節電を実施した」と回答した者のみ



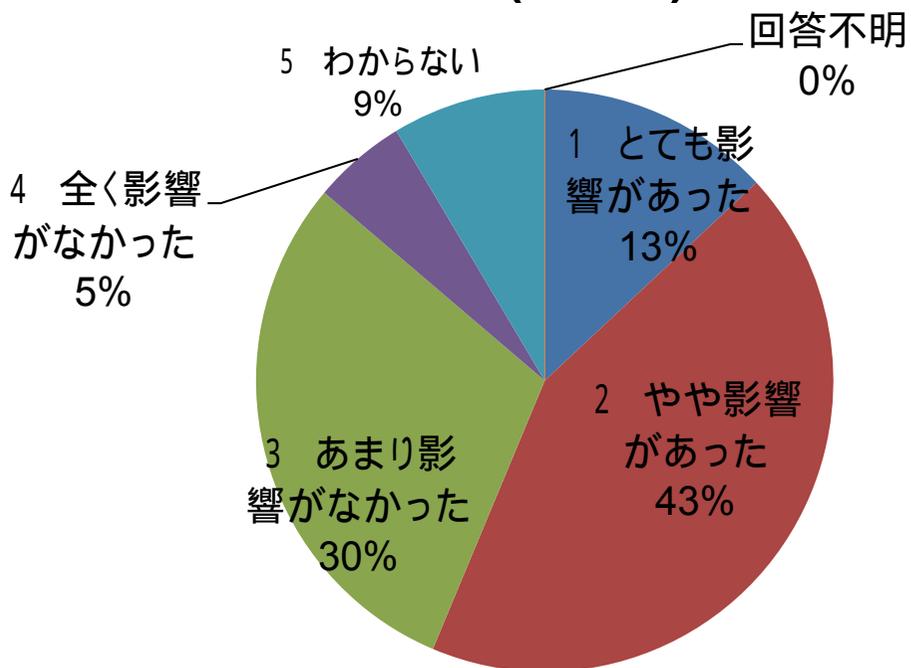
3. 電気料金価格の変化による節電取組への影響

1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

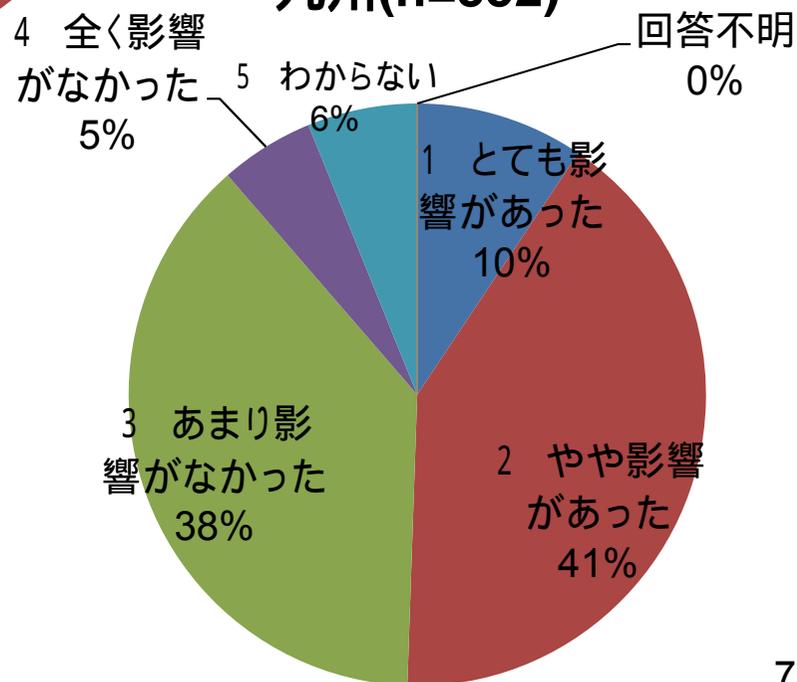
北海道(n=572)



関西(n=687)

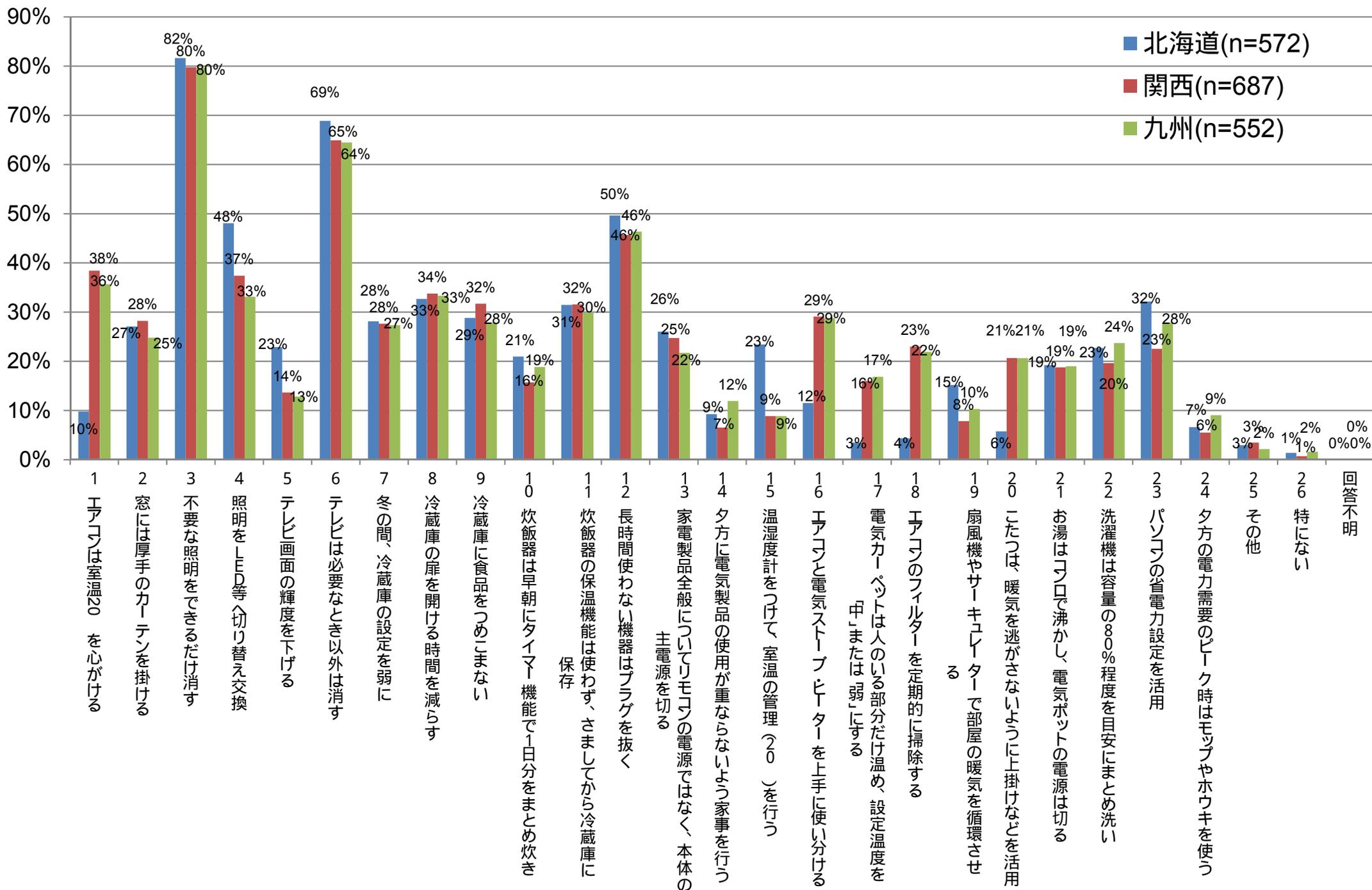


九州(n=552)

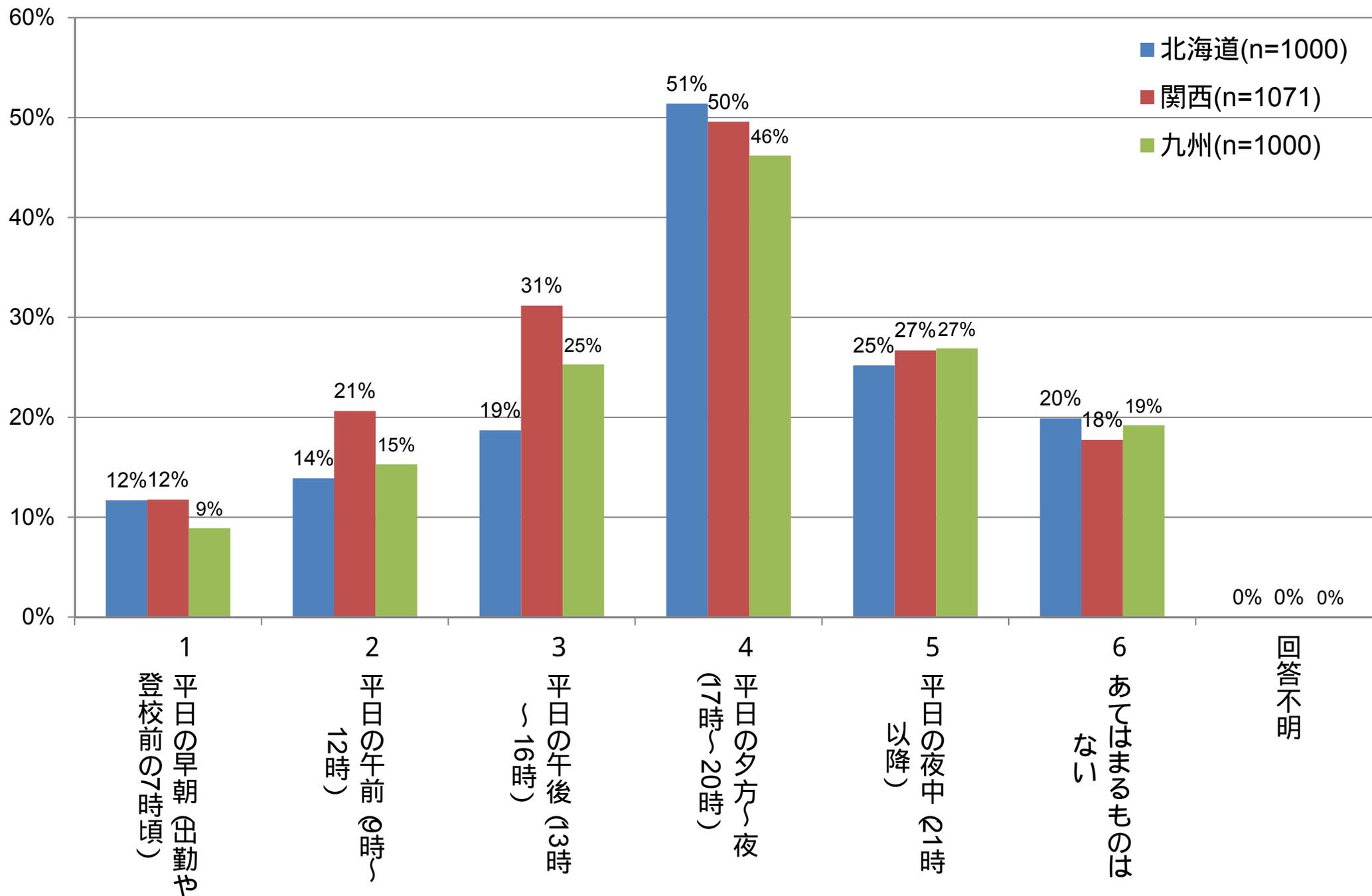


4. 実施した節電内容(複数回答可)

1. で「節電を実施した」と回答した者のみ



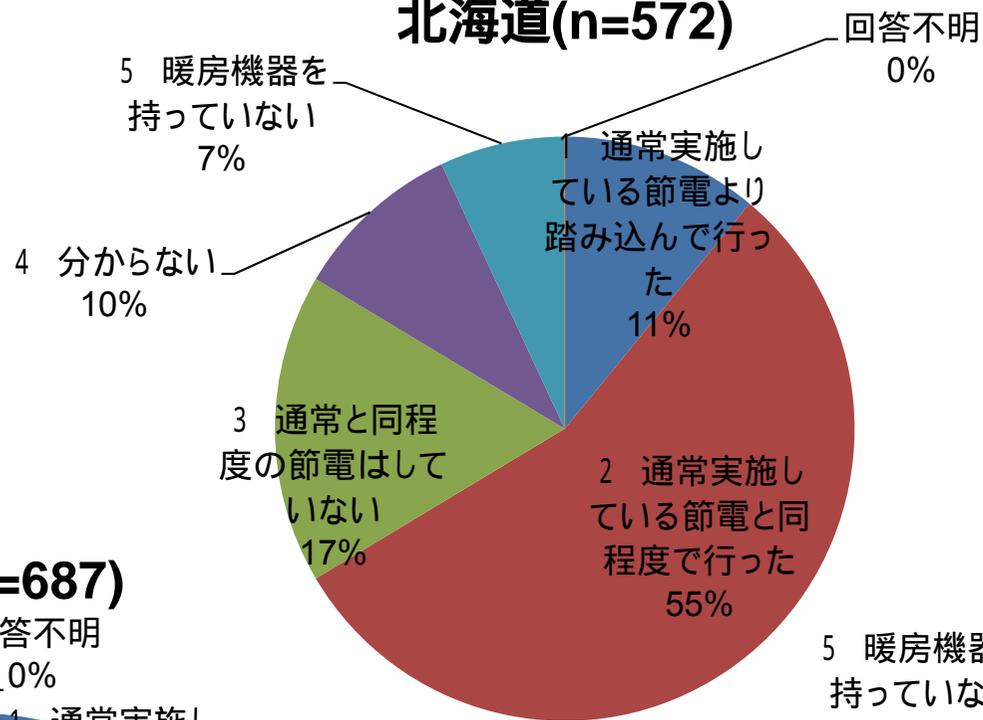
5. 特に家庭の節電が必要と思う時間帯(複数回答可)



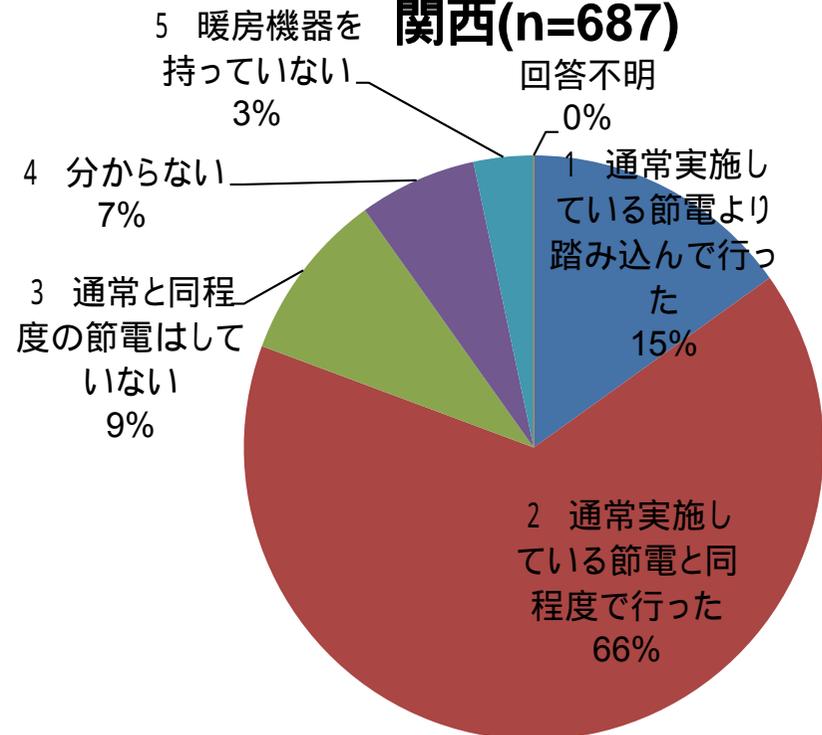
6. 特に寒さが厳しい日の朝、夕方ピーク時間帯におけるエアコン等の節電

1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

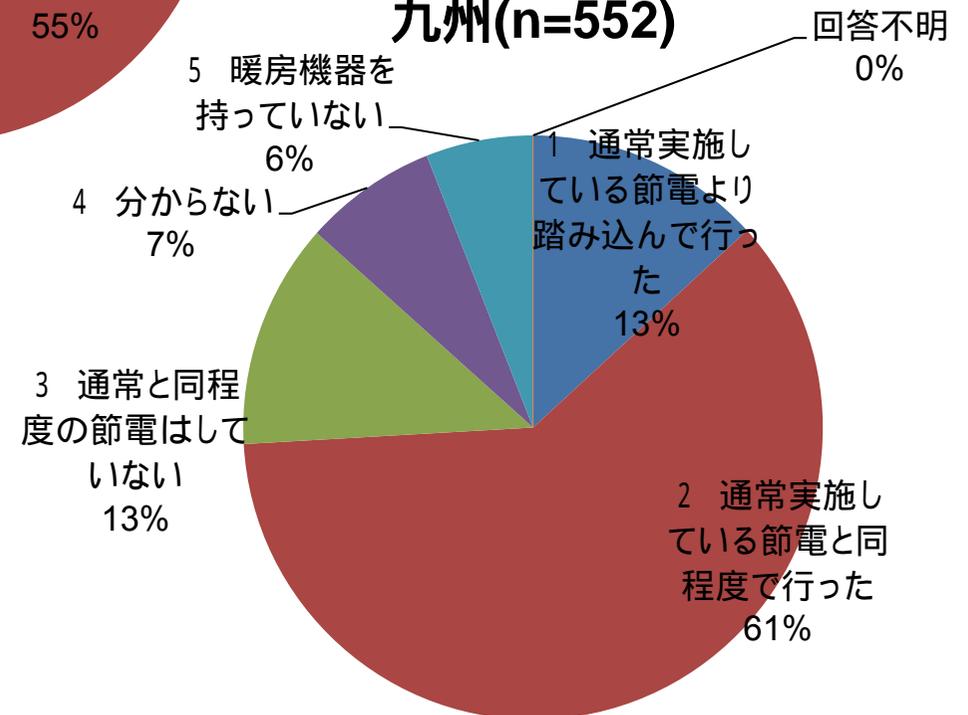
北海道(n=572)



関西(n=687)



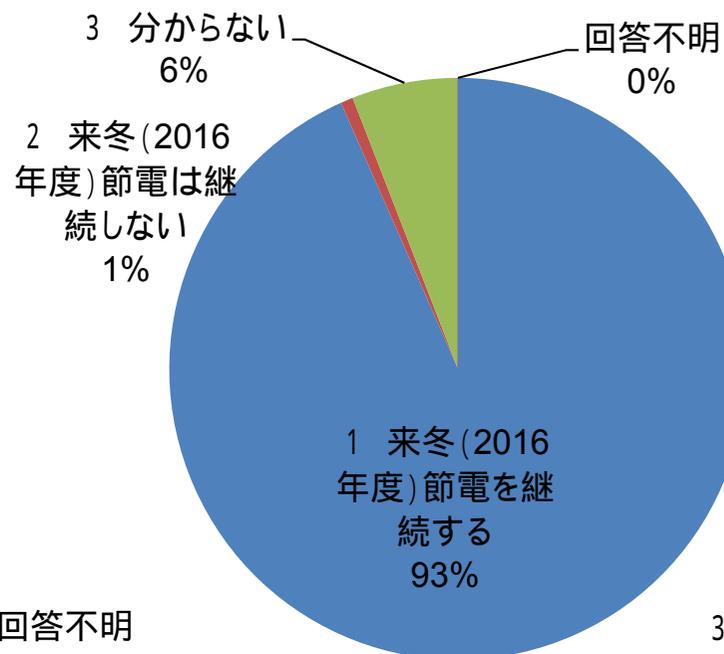
九州(n=552)



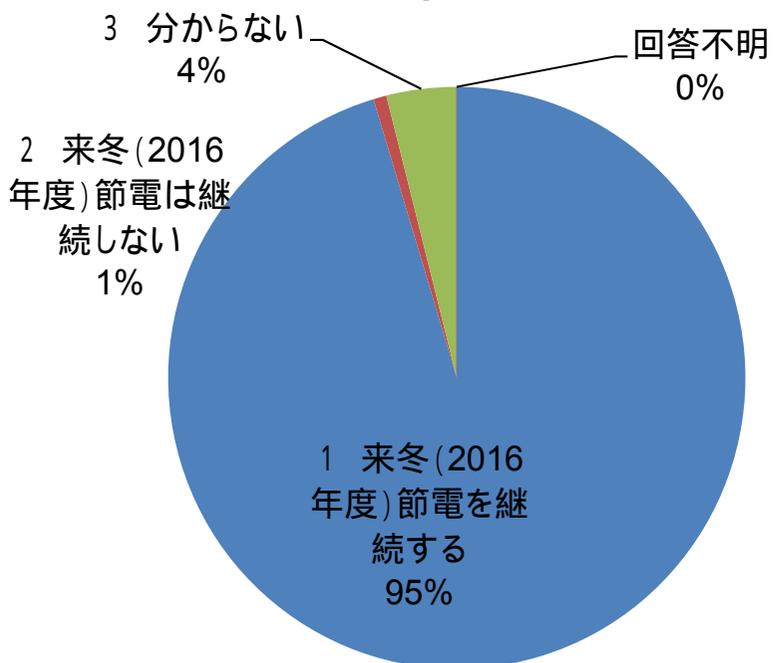
7. 2016年度冬季の節電の継続

1. で「節電を実施した」と回答した者のみ

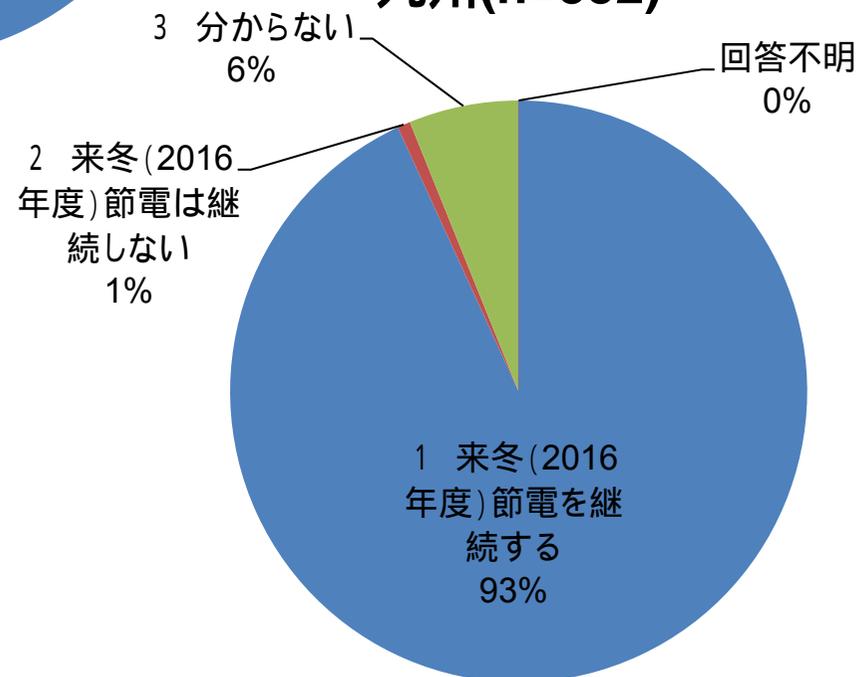
北海道(n=572)



関西(n=687)

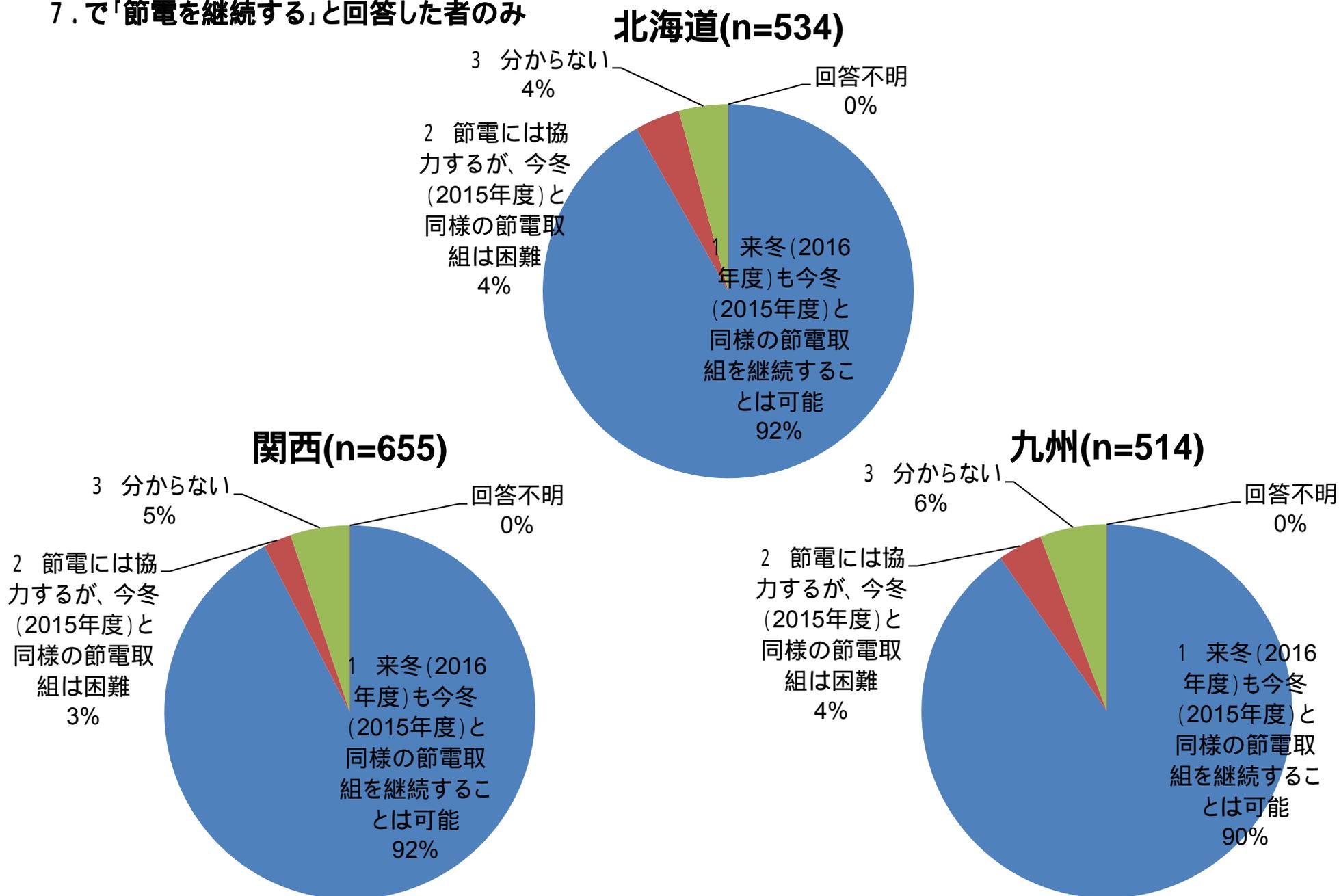


九州(n=552)

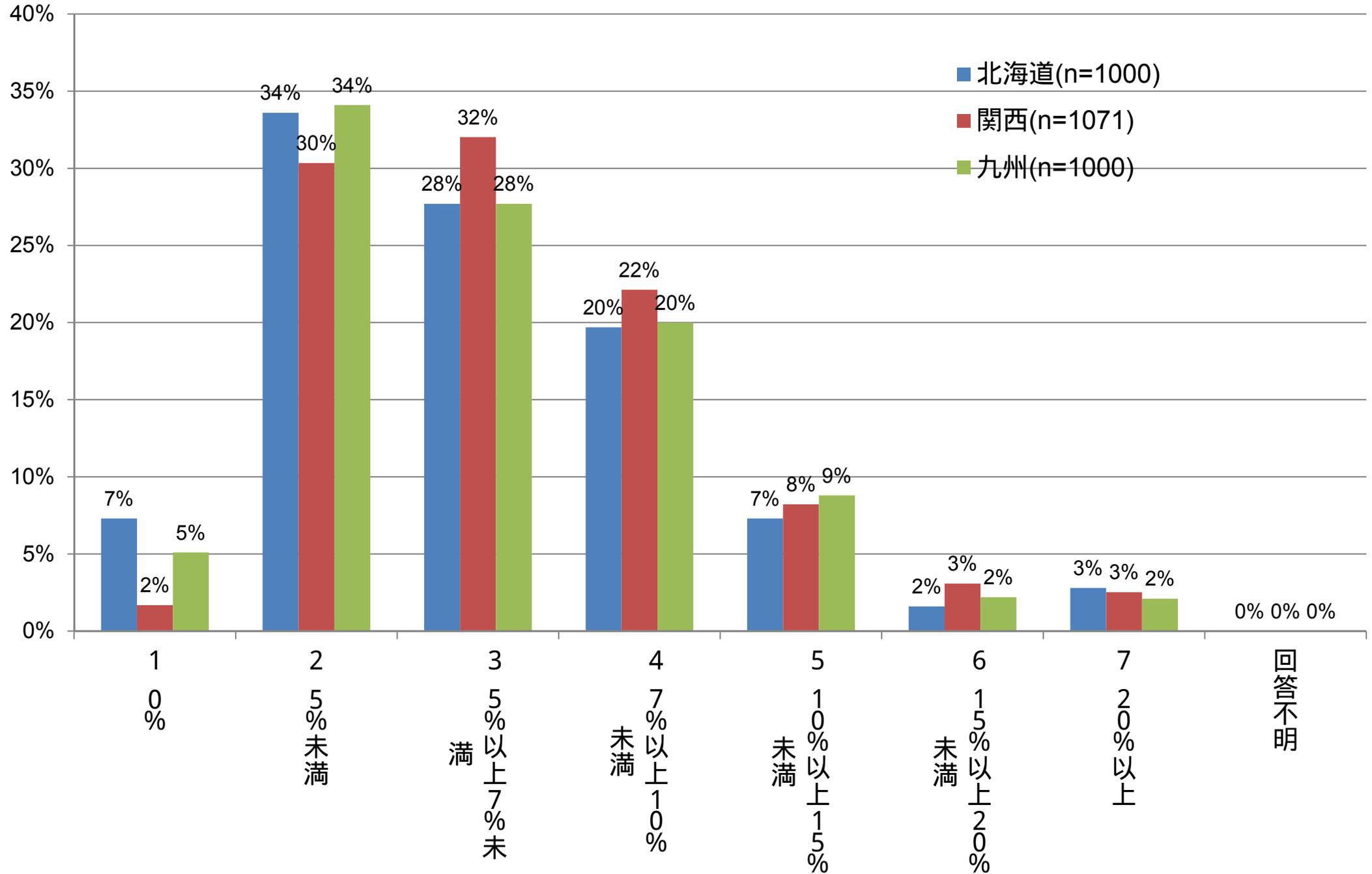


8. 2016年度冬季も節電を行う場合における、2015年度冬季と同様の節電取組可能性

7. で「節電を継続する」と回答した者のみ

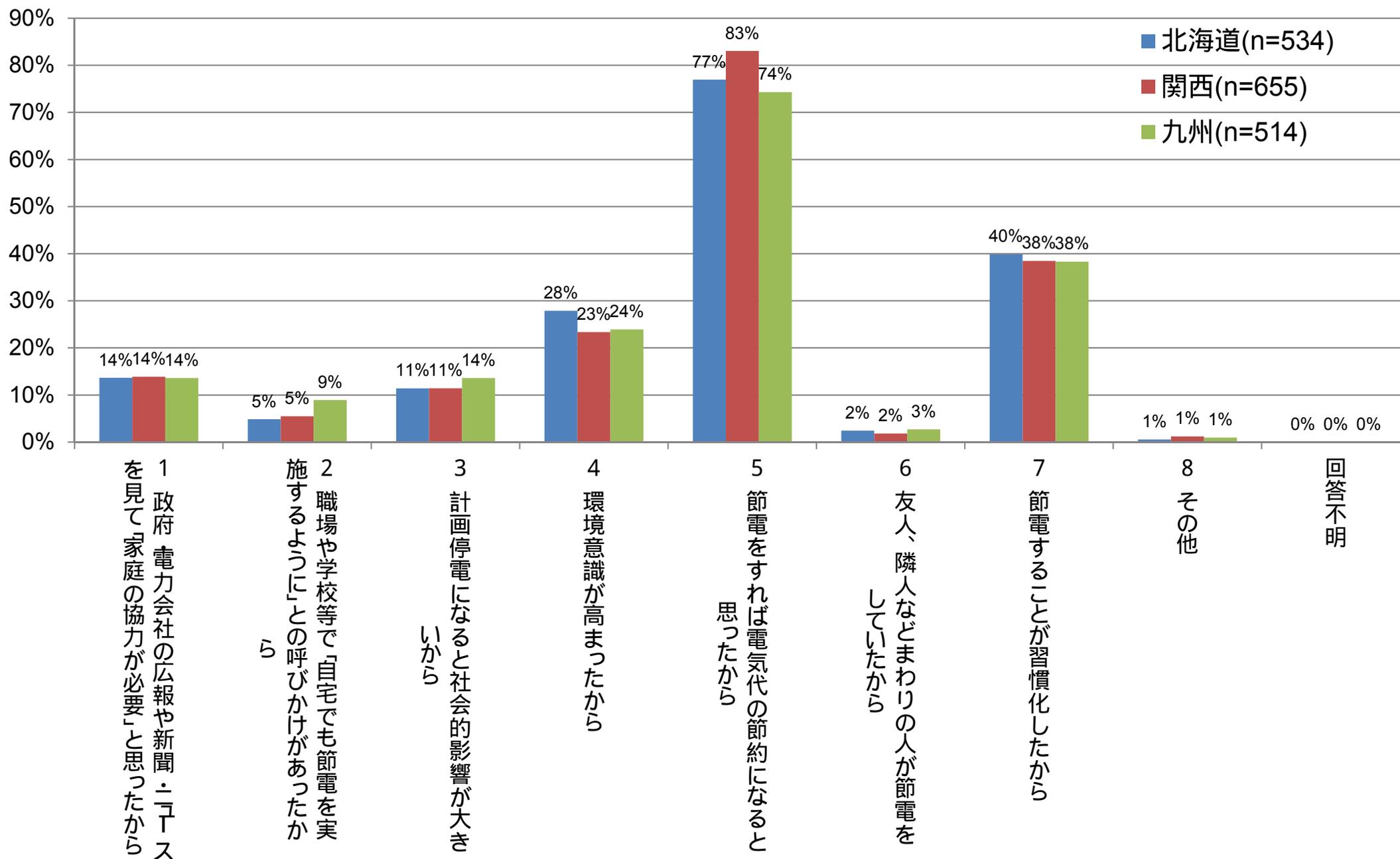


9. 無理がないと思われる節電幅(対2010年度(震災前)比)



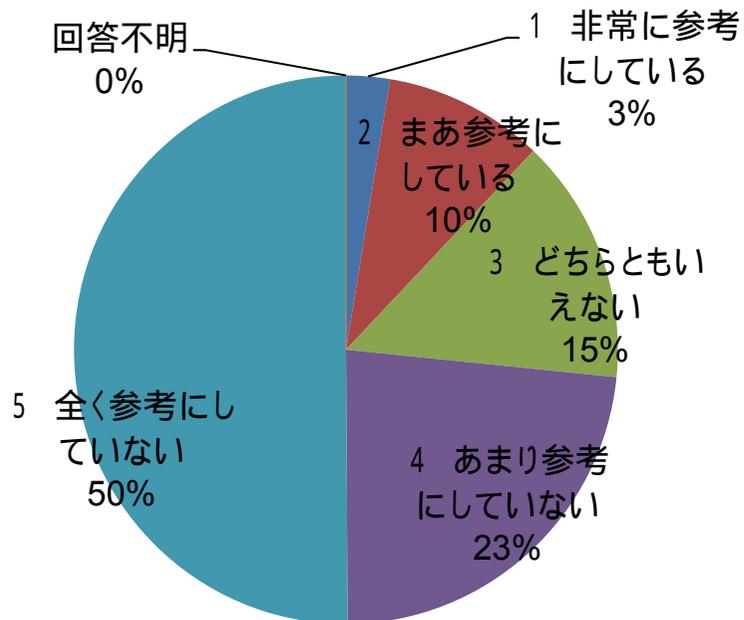
10. 節電を実施する理由(複数回答可)

7. で「節電を継続する」と回答した者のみ

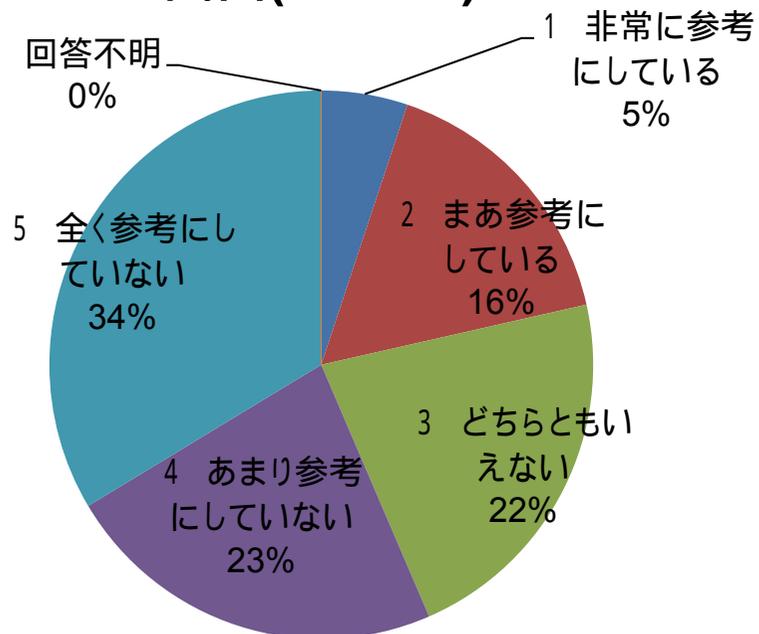


11. でんき予報の活用

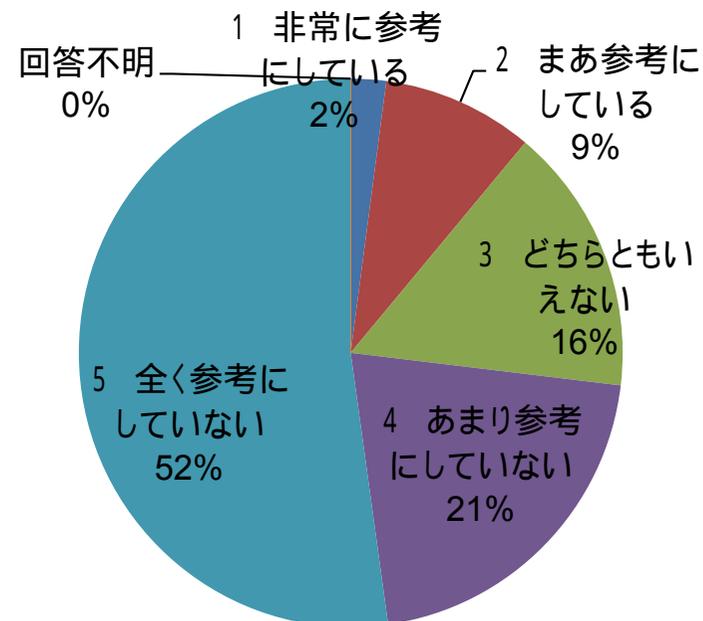
北海道(n=1000)



関西(n=1071)

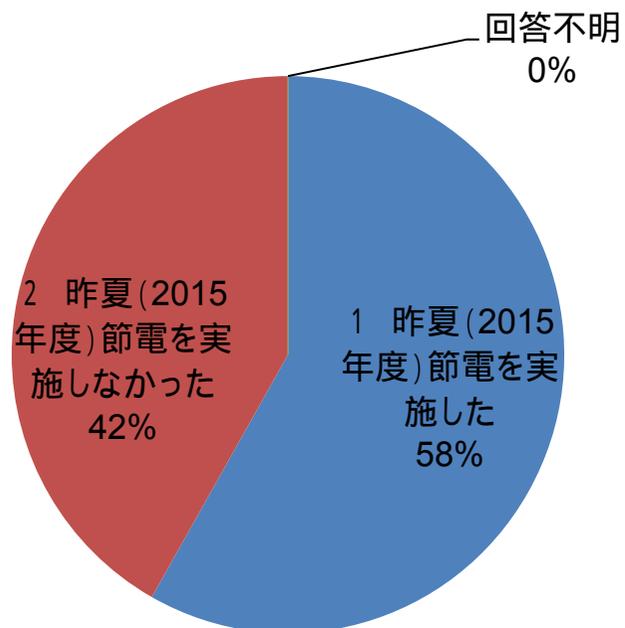


九州(n=1000)

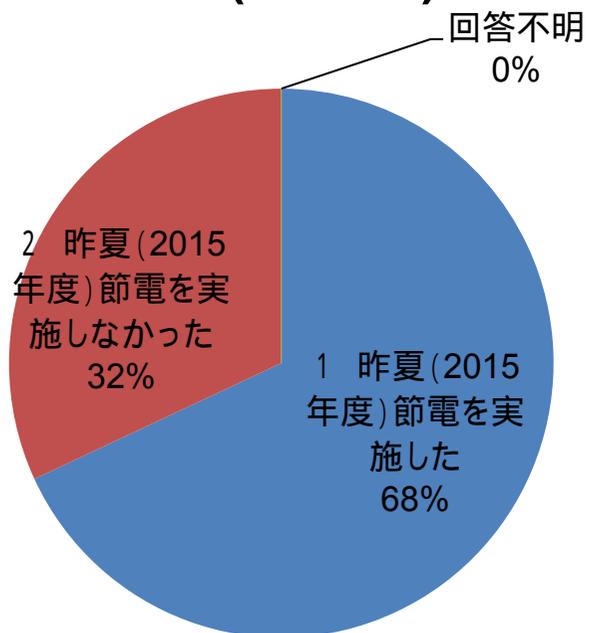


12. 2015年度夏季の節電の実施の有無

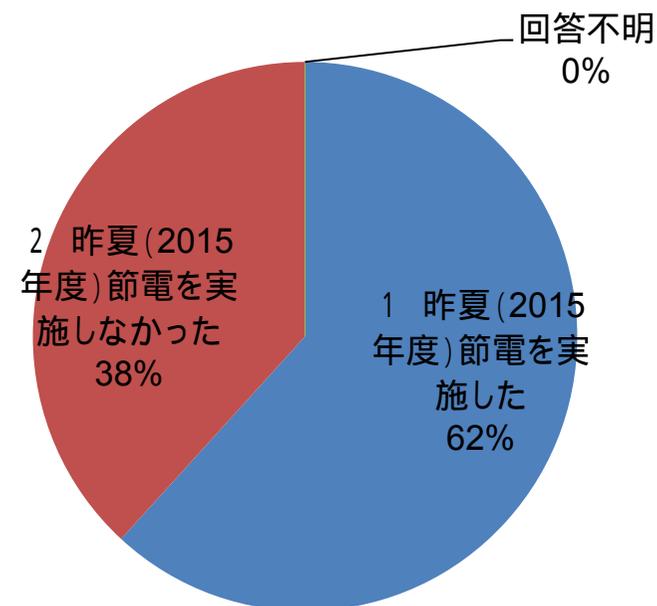
北海道(n=1000)



関西(n=1071)



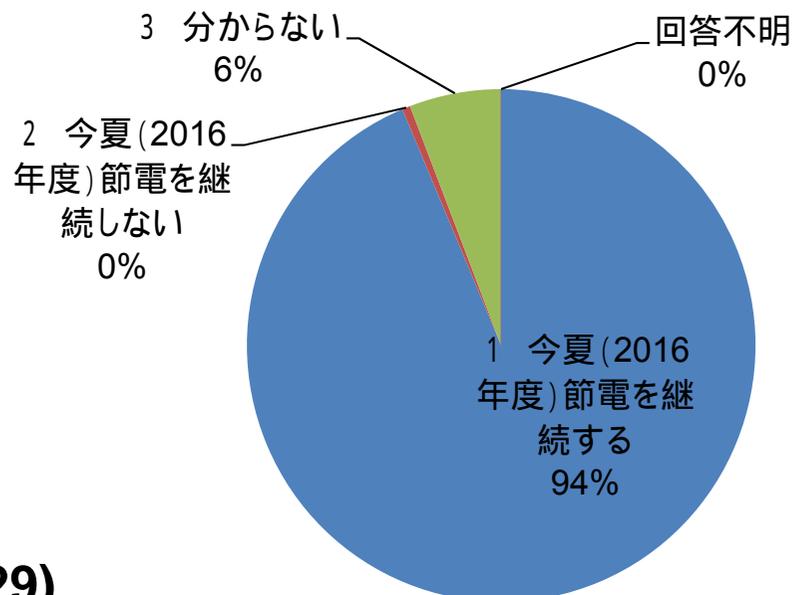
九州(n=1000)



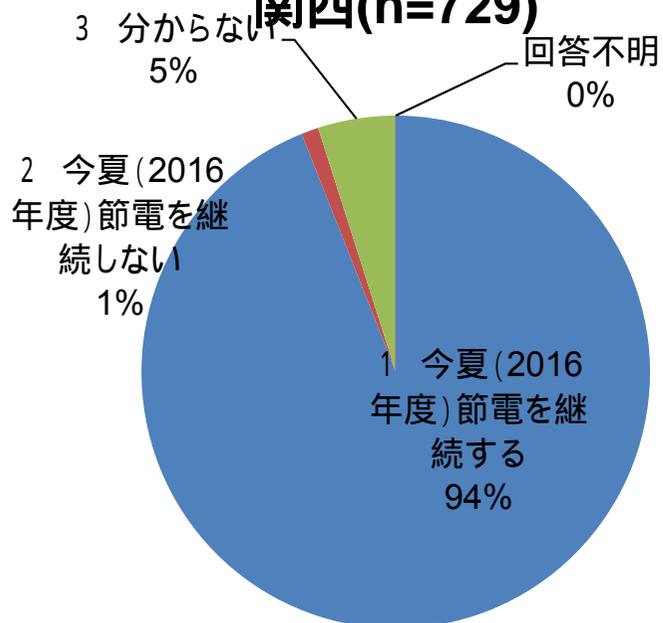
13. 2016年度夏季の節電の継続

12. で「節電を実施した」と回答した者のみ

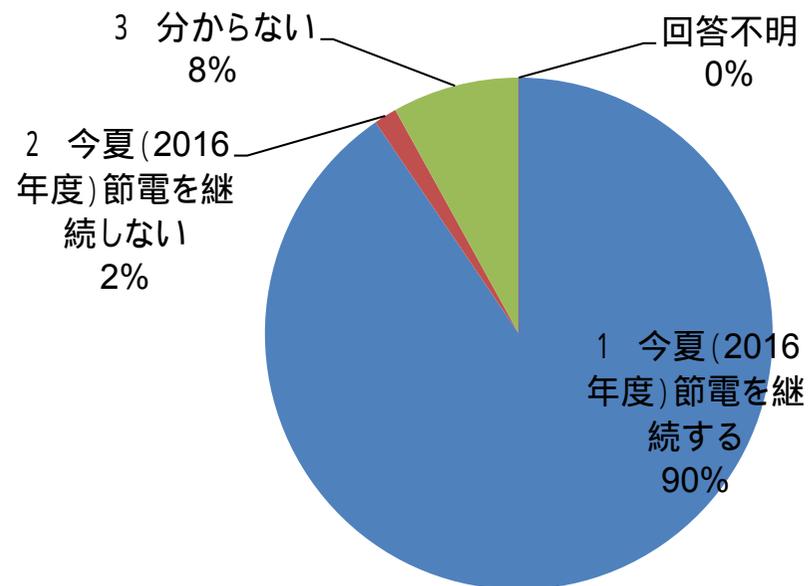
北海道(n=582)



関西(n=729)



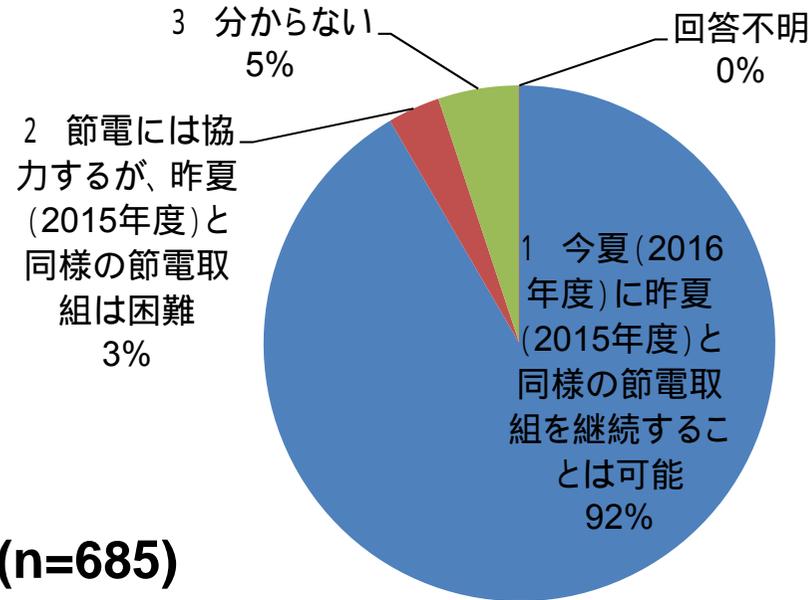
九州(n=618)



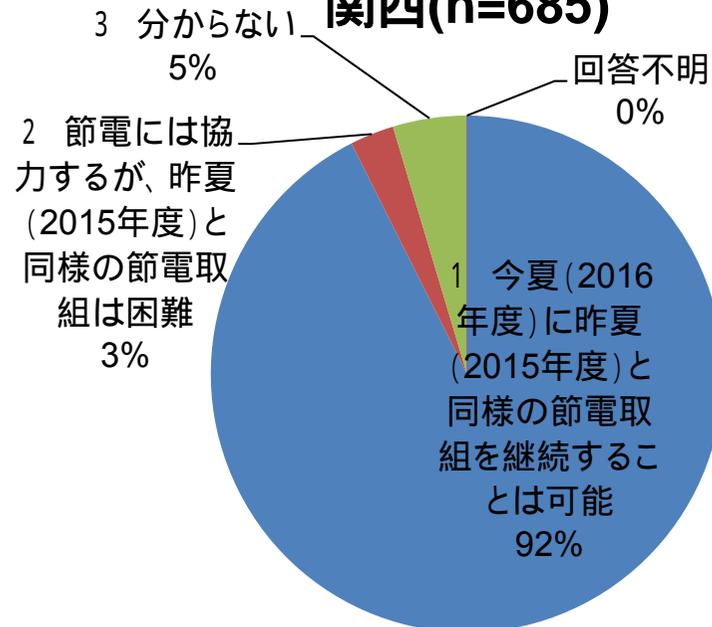
14. 2016年度夏季に節電を継続する場合における2015年度夏季と同様の節電取組可能性

13. で「節電を継続する」と回答した者のみ

北海道(n=545)



関西(n=685)



九州(n=559)

