

旧一般電気事業者各社の最大需要日及び最小予備率日の 需給バランス

(参考)

2016年度夏季の需給実績（全国9社）

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季			
							①7月 見通し(注4)	②8月 見通し(注4)	③ピーク需要日	③-②
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	178	178	273	95
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	12,837	12,661	12,962	12,187	▲ 775
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	12,465	12,321	12,639	11,883	▲ 756
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	217	86	111	96	38	▲ 58
うち緊急設置電源	-	87	289	272	85	77.4	78	77	77	▲ 0
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	209	153	154	191	37
水力(注1)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,228	1,321	1,233	1,176	▲ 57
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,231	2,138	2,061	1,866	▲ 195
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	1,140.6	749	768	1,616	848
地熱	30	30	30	27	28.1	27.6	28	28	25	▲ 3
太陽光	-	-	121	220	633	1,093.2	718	737	1,542	806
風力	-	-	14	24	38.3	19.8	4	3	48	45
融通	0	64	36	▲ 5	14	41	0	0	0	0
新電力への供給等	▲ 47	▲ 82	▲ 45	▲ 17	▲ 170	▲ 308	▲ 234	▲ 238	▲ 512	▲ 274
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,048	17,172	16,813	16,967	16,604	▲ 363
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,034)	(17,130)	(16,813)	(16,967)	(16,604)	(▲ 363)
需要想定 (①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,125	15,545	15,454	15,514	15,550	14,641	▲ 909
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	398	413	405	▲ 8
①経済影響等	-	-	-	▲ 39	▲ 224	▲ 641	▲ 993	▲ 993	▲ 1,117	▲ 124
②定着節電	-	-	-	▲ 1,667	▲ 1,746	▲ 1,827	▲ 1,612	▲ 1,612	▲ 1,849	▲ 237
③気温影響・その他(注3)	-	-	-	▲ 106	▲ 472	▲ 66	132	168	▲ 380	▲ 548
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	▲ 15	▲ 15	0	15
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	1,503 (9.7%)	1,719 (11.1%)	1,294 (8.3%)	1,414 (9.1%)	1,965 (13.4%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	6.7%	8.1%	5.4%	6.1%	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) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気象影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値に、熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映。(九州電力 5月13日公表)

2016年度夏季の需給実績（東3社）

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季			
							①7月 見通し(注4)	②8月 見通し(注4)	③ピーク需要日	③-②
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,085	5,703	5,466	5,681	5,604	▲ 77
うち常設されている火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,834	5,523	5,307	5,540	5,427	▲ 113
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	85	27	30	15	24	9
うち緊急設置電源	-	87	287	267	79	72	73	72	72	0
うち自家発電買取	48	164	169	95	85	81	56	55	81	26
水力(注1)	599	527	420	509	506	449	517	486	442	▲ 44
揚水	926	754	945	775	781	992	1,002	996	882	▲ 114
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	280	520.6	200	208	606	398
地熱	13	14	14	11	12.3	12.3	12	13	10	▲ 2
太陽光	-	-	33	68	239	494.7	186	194	566	372
風力	-	-	7	8	29.1	13.6	2	2	30	28
融通	0	65	0	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲33	▲112	▲147	▲139	▲141	▲216	▲75
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,540	7,518	7,047	7,230	7,317	87
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,540)	(7,518)	(7,047)	(7,230)	(7,317)	(87)
需要想定 (①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	6,799	6,797	6,614	6,650	6,293	▲ 357
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	0	398	413	405	▲ 8
①経済影響等	-	-	-	53	▲46	▲267	▲523	▲523	▲503	20
②定着節電	-	-	-	▲898	▲924	▲924	▲844	▲844	▲931	▲87
③気温影響・その他(注3)	-	-	-	▲303	▲293	▲74	▲81	▲45	▲335	▲290
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	0	▲15	▲15	0	15
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	741 (10.9%)	722 (10.6%)	433 (6.5%)	580 (8.7%)	1,024 (16.3%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	7.9%	7.6%	(3.5%)	(5.7%)	(13.3%)	-

(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) 気象影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(北海道電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月8日)	③-②		
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	429	395	371	358	407	382	▲25		
うち常設されて いる火力	357	398	367	407	375	355	337	387	360	▲26	苫小牧発電所1号機 停止(▲25万kW)	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	15	15	15	0		
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	1	6	6	7	1	当日の自家発電余剰購入増	
水力(注1)	79	93	83	70	60	64	68	64	85	+21	自流式水力の増	
揚水	25	29	30	30	30	80	61	55	60	+6	日々の運用状況による増	
地熱・太陽光・ 風力	1	1	7	4	27	49.8	1.4	1.9	17.8	+15.9		
地熱	1	1	2	0	0	0.0	0.7	1.3	0	▲1.3		
太陽光	-	-	0	3	16	40.7	0.0	0.0	15.2	+15.2	日射に恵まれたことによる増	
風力	-	-	5	2	11	9.1	0.7	0.6	2.6	+2	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等(注4)	▲14	▲1	14	12	▲2	▲9	▲13	▲13	▲45	▲32	卸電力取引所への送電増	
供給力 計	658	558	512	544	510	556	476	515	500	▲14		
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(510)	(556)	(476)	(515)	(500)	(▲14)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	506	485	483	450	459	447	413	428	405	▲23		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	398	413	405	▲8		
①経済影響等	-	-	2	3	3	▲4	▲37	▲37	▲39	▲2	GDP見通しの下方修正に伴う減	
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲43	▲49	▲42	▲42	▲56	▲14	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	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	18	▲15	▲7	▲6	▲14	1	▲6	▲	2010年度のH3発生日の最高気温(32.1℃)に対し、今夏の最大需要日の最高気温(30.4℃)が低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)	-	-	-	-	-	-	▲15	▲15	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	110 (24.5%)	63 (15.1%)	87 (20.2%)	95 (23.6%)			
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	21.5%	12.1%	17.2%	20.6%			

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月5日、2014年度:8月4日、2013年度:8月7日、2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(北海道電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月4日)	③-②		
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	429	395	371	358	407	338	▲69		
うち常設されて いる火力	357	398	367	407	375	355	337	387	316	▲71	苫小牧発電所1号機 停止(▲25kW)、伊達発電所1号機 停止 (▲21kW)、共同火力発電所3号機 停止(▲24)	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	15	15	15	0		
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	1	6	6	7	2	当日の自家発余剰購入増	
水力(注1)	79	93	83	70	60	64	68	64	92	+28	自流式水力の増	
揚水	25	29	30	30	30	80	61	55	60	+6	日々の運用状況による増	
地熱・太陽光・ 風力	1	1	7	4	27	49.8	1.4	1.9	23.8	+21.9		
地熱	1	1	2	0	0	0.0	0.7	1.3	0	▲1.3		
太陽光	-	-	0	3	16	40.7	0.0	0.0	17.2	+17.2	日射に恵まれたことによる増	
風力	-	-	5	2	11	9.1	0.7	0.6	6.6	+6.6	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等(注4)	▲14	▲1	14	12	▲2	▲9	▲13	▲13	▲64	▲50	卸電力取引所への送電増	
供給力 計	658	558	512	544	510	556	476	515	451	▲64		
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(510)	(556)	(476)	(515)	(451)	(▲64)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	506	485	483	450	459	447	413	428	389	▲39		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	398	413	389	▲24		
①経済影響等	-	-	2	3	3	▲4	▲37	▲37	▲39	▲2	GDP見通しの下方修正に伴う減	
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲43	▲49	▲42	▲42	▲56	▲14	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	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	18	▲15	▲7	▲6	▲14	1	▲22	▲23	2010年度のH3発生日の最高気温(32.1℃)に対し、今夏の最小予備率日の最高気温 (29.6℃)が低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)	-	-	-	-	-	-	▲15	▲15	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	110 (24.5%)	63 (15.1%)	87 (20.2%)	62 (15.8%)			
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	21.5%	12.1%	17.2%	12.8%			

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月5日、2014年度:8月4日、2013年度:8月7日、2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(東北電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月5日)	③-②		
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,384	1,283	1,351	1,359	+8		
うち常設されて いる火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,288	1,187	1,271	1,268	▲3	復水器性能低下(東新潟港2号(▲3万kW))	
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	27	30	15	24	10	定期点検差(東新潟港1号(10万kW))	
うち緊急設置電源	-	0	88	88	64	57	58	57	57	0		
うち自家発電買取	-	25	37	29	18	12	8	8	10	1	当日の自家発電購入増	
水力(注1)	185	120	134	154	171	161	166	156	134	▲22	出水状況による減	
揚水	69	25	71	25	71	65	71	71	71	0		
地熱・太陽光・ 風力	12	13	22	24	60	92.2	54.2	59.3	163.3	+104.0		
地熱	12	13	12	11	12	12.1	11.5	11.4	10.3	▲1.1	補修差(松川地熱)	
太陽光	-	-	8	9	31	76.1	41.5	46.9	132.7	+85.8	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	2	4.1	17.5	4.0	1.2	1.0	20.3	+19.3	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	162	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲113	▲111	▲123	▲123	▲177	▲54	卸電力取引への売電増等	
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514	1,550	+36		
融通前供給力 計	(1,658)	(1,141)	(1,468)	(1,502)	(1,586)	(1,591)	(1,452)	(1,514)	(1,550)	(+36)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,393	1,391	1,412	1,228	▲184		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	-	-	▲2	▲2	▲64	▲62	経済情勢の変化や離脱の進展などにより見通しを下回った	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	▲67	▲67	▲78	▲11	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)	-	-	-	-	-	-	▲97	▲76	▲187	▲111		
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	226 (16.7%)	198 (14.2%)	61 (4.3%)	102 (7.3%)	322 (26.2%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	11.2%	1.3%	4.3%	23.2%	-		

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:8月5日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(東北電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (9月27日)	③-②		
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,384	1,283	1,351		1,142	▲209	
うち常設されて いる火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,288	1,187	1,271		1,075	▲196	補修差等による減、需給安定による停止(新潟4号(25万kW)、東新潟2号(30万kW) 東新潟3-1系(61万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	27	30	15		0	▲15	補修差による減(東新潟港1号(35万kW))
うち緊急設置電源	-	0	88	88	64	57	58	57		59	2	
うち自家発電買取	-	25	37	29	18	12	8	8		8	0	
水力(注1)	185	120	134	154	171	161	166	156		131	▲25	出水状況による減
揚水	69	25	71	25	71	65	71	71		13	▲58	補修差による減(第二沼沢1・2号(46万kW))
地熱・太陽光・ 風力	12	13	22	24	60	92.2	54.2	59.3		10.9	▲48.4	
地熱	12	13	12	11	12	12.1	11.5	11.4		9.9	▲1.5	
太陽光	-	-	8	9	31	76.1	41.5	46.9		0.0	▲46.9	ピーク時間が18時であったことによる減
風力	-	-	2	4.1	17.5	4.0	1.2	1.0		1.0	0	
融通	0	162	0	0	0	0	0	0		0	0	
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲113	▲111	▲123	▲123		▲116	7	
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514		1,181	▲333	
融通前供給力 計	(1,658)	(1,141)	(1,468)	(1,502)	(1,586)	(1,591)	(1,452)	(1,514)		1,181	▲333	
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,393	1,391	1,412		1,018	▲394	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	-	-	▲2	▲2		▲64	▲62	経済情勢の変化や離脱の進展などにより見通しを下回った
②定着節電	-	-	-	-	-	-	▲67	▲67		▲78	▲11	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)	-	-	-	-	-	-	▲97	▲76		▲397	▲321	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	226 (16.7%)	198 (14.2%)	61 (4.3%)	102 (7.3%)		163 (16.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	11.2%	1.3%	4.3%		13.0%	-	

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:8月5日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(東京電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月9日)	③-②		
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	3,948	3,825	3,923	3,863	▲61		
うち常設されて いる火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,174	3,880	3,783	3,882	3,799	▲83	増出力運転の不実施、機器不具合による補修作業(富津1-6軸(17万kW))、補修停止(富津2-6軸(17万kW))等	
うち長期停止 火力の再稼働	—	85	83	0	55	0	0	0	0	0		
うち緊急設置電源	—	87	192	164	0	0	0	0	0	0		
うち自家発電買取	48	139	128	60	63	68	42	41	64	+23	自家発電購入増	
水力(注1)	335	314	203	285	275	224	283	266	223	▲43	貯水式:日々の運用状況による減、自流水:出水状況による増	
揚水	832	700	844	720	680	847	870	870	751	▲119	日々の運用状況による減	
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	378.6	144.1	147.0	424.7	+277.7		
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	—	—	—	—		
太陽光	—	—	24.8	55.8	191.8	377.9	144.0	146.8	417.6	+270.8	日射量に恵まれたことによる増	
風力	—	—	0.1	1.8	0.6	0.5	0.1	0.2	7.1	+6.9	風力発電実績	
融通	0	▲40	0	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	3	▲27	▲3	▲5	6	+11	新電力への送電減等	
供給力計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,371	5,119	5,201	5,267	+66		
融通前供給力計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,371)	(5,119)	(5,201)	(5,267)	(+66)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	4,957	4,810	4,810	4,660	▲150		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
①経済影響等	—	—	—	—	—	—	▲484	▲484	▲400	+84	新電力への離脱の影響など	
②定着節電	—	—	—	—	—	—	▲735	▲735	▲797	▲62	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:▲796)	
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	—	—	—	+30	+30	▲142	▲172	2015年度並み猛暑(H3発生日最高気温:36.0°C(当社エリア内加重平均値)を想定していたが、今夏のH3発生日の気温が、34.7度と想定を下回った影響など	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	464 (9.3%)	414 (8.3%)	309 (6.4%)	391 (8.1%)	607 (13.0%)	—		
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	5.3%	3.4%	5.1%	10.0%	—		

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月7日、2014年度:8月5日、2013年度:8月9日、2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(東京電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (7月11日)	③-②		
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	3,948	3,825	3,923		3,333	▲590	
うち常設されて いる火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,174	3,880	3,783	3,882		3,273	▲609	機器不具合による補修作業(東扇島2号機(100kW)、鹿島6号機(100kW)、富津1-6軸(17kW))、補修停止(富津2-5軸(17kW))、他社火力の停止、需給安定に伴う停止、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	—	85	83	0	55	0	0	0		0	0	
うち緊急設置電源	—	87	192	164	0	0	0	0		0	0	
うち自家発電買取	48	139	128	60	63	68	42	41		60	+19	自家発電購入増
水力(注1)	335	314	203	285	275	224	283	266		153	▲113	貯水式: 日々の運用状況による減
揚水	832	700	844	720	680	847	870	870		611	▲259	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	378.6	144.1	147.0		459.9	+312.9	
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	—	—		—	—	
太陽光	—	—	24.8	55.8	191.8	377.9	144.0	146.8		454.0	+307.2	日射量に恵まれたことによる増
風力	—	—	0.1	1.8	0.6	0.5	0.1	0.2		5.9	+5.7	風力発電実績
融通	0	▲40	0	0	0	0	0	0		0	0	
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	3	▲27	▲3	▲5		▲138	▲133	前日スポット等
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,371	5,119	5,201		4,419	▲782	
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,371)	(5,119)	(5,201)		(4,419)	(▲782)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	4,957	4,810	4,810		4,078	▲732	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—		—	—	
①経済影響等	—	—	—	—	—	—	▲484	▲484		▲400	+84	新電力への離脱の影響など
②定着節電	—	—	—	—	—	—	▲735	▲735		▲797	▲62	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: ▲796)
③気温影響・その他 (注4)	—	—	—	—	—	—	+30	+30		▲724	▲754	2015年度並み猛暑(H3発生日最高気温: 36.0℃(当社エリア内加重平均値)を想定していたが、今夏の最小予備率日の気温が、33.6度と想定を下回った影響など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—		—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	464 (9.3%)	414 (8.3%)	309 (6.4%)	391 (8.1%)		341 (8.4%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	5.3%	3.4%	5.1%		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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2015年度: 8月7日、2014年度: 8月5日、2013年度: 8月9日、2012年度: 8月30日、2011年度: 8月18日、2010年度: 7月23日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績（中西6社）

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季			
							①7月 見通し(注4)	②8月 見通し(注4)	③ピーク需要日	③-②
原子力	1,956	707	237	236	0	0	178	178.0	273.0	95.0
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,243	7,134	7,195	7281	6583	▲ 698
うち常設されている火力	6,745	6,854	7,066	7,022	6,976	6,942	7,014	7099	6456	▲ 643
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	132	59	81	81	14	▲ 67
うち緊急設置電源	-	0	2	5	6	5.4	5	5	5	▲ 0
うち自家発電買取	96	73	142	130	128	128	97	99	110	11
水力(注1)	768	853	848	778	818	779	804	747	734	▲ 13
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,054	1,239	1,136	1065	984	▲ 81
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	419	620	550	560	1010	450
地熱	17	16	16	16	15.8	15.3	16	16	15	▲ 1
太陽光	-	-	88	152	394	598.5	533	543	977	434
風力	-	-	6	16	9.2	6.2	2	1	18	17
融通	0	▲1	36	▲5	14	41	0	0	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	16	▲58	▲161	▲95	▲97	▲296	▲199
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,508	9,654	9,766	9737	9287	▲ 450
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,494)	(9,612)	(9,766)	(9,737)	(9,287)	(▲450)
需要想定 (①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,260	8,746	8,657	8,900	8,900	8,348	▲ 552
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
①経済影響等	-	-	-	▲92	▲178	▲374	▲470	▲470	▲614	▲144
②定着節電	-	-	-	▲769	▲822	▲903	▲768	▲768	▲918	▲150
③気温影響・その他(注3)	-	-	-	197	▲179	8	213	213	▲45	▲258
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	405 (4.4%)	762 (8.7%)	997 (11.5%)	866 (9.7%)	837 (9.4%)	941 (11.2%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	5.7%	8.5%	6.7%	6.4%	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) 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、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値に、熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映。(九州電力 5月13日公表)

2016年度夏季の需給実績(中部電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月8日)	③-②	
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,044	2,066	2,133	1,972	▲161	
うち常設されて いる火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,199	2,030	2,052	2,119	1,958	▲161	計画外停止:▲5万kW、需給安定に伴う停止(バランス停止):▲183万kW、定期点検差:+33万kW、増出力未実施他:▲6万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	14	14	14	-	
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	0	
水力(注1)	147	176	153	126	163	187	150	136	169	33	
揚水	411	399	382	386	326	378	341	343	328	▲15	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	22	56	116	206	158.8	162.8	318.9	156.1	
地熱	-	-	-	-	-	0	-	-	0	0	
太陽光	0	0	22	51	115	205	158.3	162.3	310.1	147.8	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	4	1	2	0.5	0.5	8.8	8.3	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲125	▲167	▲71	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	32	5	▲25	▲27	▲40	▲44	▲27	▲37	▲98	▲61	
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,647	2,701	2,689	2,739	2,690	▲49	
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,814)	(2,771)	(2,689)	(2,739)	(2,690)	(▲49)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,452	2,489	2,567	2,567	2,425	▲142	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲33	▲94	▲61	▲61	▲119	▲58	離脱の進展などによる減
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲155	▲175	▲147	▲147	▲140	7	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	▲66	79	▲69	49	66	66	▲25	▲91	H28計画の計画策定基準累積不伏指数(85.5)に対し、2016年度ピーク需要日の累積不伏指数(84.5)が低かったことによる需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	195 (8.0%)	212 (8.5%)	122 (4.8%)	172 (6.7%)	265 (11.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	5.0%	5.5%	1.8%	3.7%	8.0%	-	

(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、夏季最大電力発生日((2015年度:8月3日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

2016年度夏季の需給実績(中部電力) ②最小予備率日

(供給力内訳) ⁹⁾	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季					
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (7月12日)	③-②	備考(差分理由等)	
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,044	2,066	2,133		1,709	▲424	
うち常設されて いる火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,199	2,030	2,052	2,119		1,695	▲424	需給安定に伴う停止(バランス停止): ▲374万kW、定期点検差: ▲34万kW、増出力未実施 他: ▲16万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	14	14		14	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	0	
水力(注1)	147	176	153	126	163	187	150	136		169	33	
揚水	411	399	382	386	326	378	341	343		233	▲110	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	22	56	116	206	158.8	162.8		138.8	▲24.0	
地熱	-	-	-	-	-	0	-	-		0	0	
太陽光	0	0	22	51	115	205	158.3	162.3		136.6	▲25.7	日射量に恵まれなかったことによる減
風力	0	0	0	4	1	2	0.5	0.5		2.2	1.7	風力発電実績分
融通	0	0	▲56	▲125	▲167	▲71	0	0		0	0	
新電力への供給等(注4)	32	5	▲25	▲27	▲40	▲44	▲27	▲37		▲53	▲16	
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,647	2,701	2,689	2,739		2,198	▲541	
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,814)	(2,771)	(2,689)	(2,739)		(2,198)	(▲541)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,452	2,489	2,567	2,567		2,091	▲476	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲33	▲94	▲61	▲61		▲119	▲58	離脱の進展などによる減
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲155	▲175	▲147	▲147		▲140	7	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	▲66	79	▲69	49	66	66		▲359	▲425	H28計画の計画策定基準累積不快指数(85.5)に対し、2016年度最小予備率日の累積不快 指数(78.6)が低かったことによる需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	195 (8.0%)	212 (8.5%)	122 (4.8%)	172 (6.7%)		107 (5.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	5.0%	5.5%	1.8%	3.7%		2.1%	-	

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
 (注2) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2015年度:8月3日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:7月27日、2011年度:8月10日、2010年度:8月24日)における実績。
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
 (注4) 気象影響分の他、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分の他、の見込み差なども含まれる。

2016年度夏季の需給実績(関西電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月8日)	③-②		
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,057	2,041	2,057	1,866	▲192		
うち常設されて いる火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,914	1,918	1,935	1,778	▲156	需給安定に伴う停止等(赤穂2号機、海南1号機、御坊2号機)	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	45	0	▲45	需給安定に伴う停止(海南2号機)	
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	5	5	5	0		
うち自家発電買取	91	55	106	93	87	93	73	73	83	+10	当日の自家発電購入増	
水力(注1)	232	273	303	307	283	278	284	264	273	+9	出水状況による増	
揚水	447	465	356	345	351	448	367	367	367	▲1		
地熱・太陽光・ 風力	0	0	19	44	89	63	105.7	107.1	109.1	2.0		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	-	-	19	44	89	63	105.7	107.1	107.7	+0.6	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	0	1	0	0	0.0	0.0	1.4	+1.4	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	76	160	85	140	91	0	0	0	0		
新電力への供給等(注4)	74	41	17	89	9	▲33	▲19	▲19	▲32	▲14	卸電力取引所における取引量の差等	
供給力計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,843	2,904	2,778	2,778	2,582	▲195		
融通前供給力計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,703)	(2,813)	(2,778)	(2,778)	(2,582)	(▲195)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,667	2,556	2,567	2,567	2,375	▲192		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	▲68	▲120	▲230	▲230	▲258	▲28	離脱需要の拡大等	
②定着節電	-	-	-	-	▲371	▲430	▲362	▲362	▲482	▲120	お客さまの節電意識の高まりなどによる	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	11	11	64	64	20	▲44	2013年猛暑並(当日最高気温37.2℃、累積5日最高気温が37.0℃)の想定に対して、今夏の最大需要日(当日最高気温36.3℃、累積5日最高気温36.4℃)の気温が低かったことによる需要減等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	175 (6.6%)	348 (13.6%)	211 (8.2%)	211 (8.2%)	207 (8.7%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	3.6%	10.6%	5.2%	5.2%	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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月4日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。

(注3) 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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(関西電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (9月7日)	③-②		
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,057	2,041	2,057		1,717	▲340	
うち常設されて いる火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,914	1,918	1,935		1,633	▲302	需給安定に伴う停止(海南1号機、海南4号機、御坊2号機) 補修停止(姫路第二5号機、御坊1号機)
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	45		0	▲45	補修停止(海南2号機)
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	5	5		5	0	
うち自家発電買取	91	55	106	93	87	93	73	73		79	+7	当日の自家発電購入増
水力(注1)	232	273	303	307	283	278	284	264		236	▲28	出水状況による減
揚水	447	465	356	345	351	448	367	367		368	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	19	44	89	63	105.7	107.1		63.7	▲43.4	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
太陽光	-	-	19	44	89	63	105.7	107.1		62.3	▲44.8	日射量に恵まれなかったことによる減
風力	-	-	0	1	0	0	0.0	0.0		1.4	+1.4	風況に恵まれたことによる増
融通	0	76	160	85	140	91	0	0		0	0	
新電力への供給等(注4)	74	41	17	89	9	▲33	▲19	▲19		▲125	▲107	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,843	2,904	2,778	2,778		2,259	▲518	
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,703)	(2,813)	(2,778)	(2,778)		(2,259)	(▲518)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,667	2,556	2,567	2,567		2,157	▲410	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲68	▲120	▲230	▲230		▲258	▲28	離脱需要の拡大等
②定着節電	-	-	-	-	▲371	▲430	▲362	▲362		▲482	▲120	お客さまの節電意識の高まりなどによる
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	11	11	64	64		▲198	▲262	2013年猛暑並(当日最高気温37.2℃、累積5日最高気温が37.0℃)の想定に対して、今夏の 最小予備率日(当日最高気温34.7℃、累積5日最高気温34.1℃)の気温が低かったことによる 需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	175 (6.6%)	348 (13.6%)	211 (8.2%)	211 (8.2%)		102 (4.7%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	3.6%	10.6%	5.2%	5.2%		1.7%	-	

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月4日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。

(注3) 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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(北陸電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月25日)	③-②		
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	436	443	430	438	440	2		
うち常設されて いる火力	435	436	438	432	434	440	428	436	438	2	炭種変更等に伴う増	
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	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	1	2	3	3	3	2	0	0	
水力(注1)	152	159	133	146	149	115	149	137	119	▲18	貯水池運用変更による減	
揚水	11	11	11	11	11	11	11	10	10	0		
地熱・太陽光・ 風力	0	0	3	8	13	31	14	14	28	15		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	13	31	14	14	28	14	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲17	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲24	▲19	▲2	▲2	7	▲27	▲33	卸電力取引所等への送電増	
供給力 計	662	600	576	553	572	599	601	605	571	▲34		
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(573)	(589)	(599)	(601)	(605)	(571)	(▲34)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	573	533	526	526	518	526	545	545	516	▲29		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲4	▲3	▲2	▲2	0	2		
②定着節電	-	-	-	-	▲30	▲30	▲25	▲25	▲30	▲5		
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	▲21	▲15	▲1	▲1	▲27	▲26	2010年並みの猛暑(36.3℃)に比べ、今夏の最大需要日の気温(34.2℃)が低かったことによる需要減	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	54 (10.4%)	73 (13.9%)	56 (10.3%)	60 (11.1%)	56 (10.8%)	▲5 (▲0.3%)		
要解消ギャップ 3%控除予備 率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	7.4%	10.9%	7.3%	8.1%	7.8%	▲0.3%		

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月7日、2014年度:8月1日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(北陸電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月4日)	③-②	
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	436	443	430	438	372	▲66	
うち常設されて いる火力	435	436	438	432	434	440	428	436	370	▲66	クラゲ襲来に伴う制約等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電 源	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	0	2	2	1	2	3	3	3	2	0	
水力(注1)	152	159	133	146	149	115	149	137	118	▲19	貯水池運用変更による減
揚水	11	11	11	11	11	11	11	10	10	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	3	8	13	31	14	14	30	16	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	13	31	14	14	30	16	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	0	
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲17	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲78	▲7	▲1	▲24	▲19	▲2	▲2	7	▲16	▲23	卸電力取引所等への送電増
供給力 計	662	600	576	553	572	599	601	605	514	▲92	
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(573)	(589)	(599)	(601)	(605)	(514)	(▲92)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	573	533	526	526	518	526	545	545	484	▲61	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	-	▲4	▲3	▲2	▲2	0	2	
②定着節電	-	-	-	-	▲30	▲30	▲25	▲25	▲30	▲5	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	▲21	▲15	▲1	▲1	▲60	▲59	2010年並みの猛暑(36.3℃)に比べ、今夏の最小予備率日の気温(31.9℃)が低かったことによる需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	54 (10.4%)	73 (13.9%)	56 (10.3%)	60 (11.1%)	30 (6.2%)	▲30 (▲4.9%)	
要解消ギャップ 3%控除予備 率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	7.4%	10.9%	7.3%	8.1%	3.2%	▲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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2015年度:8月7日、2014年度:8月1日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
 (注4) 気象影響分その他、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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(中国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月25日)	③-②		
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	991	1,007	1,007	895	▲112		
うち常設されて いる火力	1,034	986	1,071	1,005	968	982	1,001	998	886	▲112	計画外停止および需給安定に伴う停止等	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち自家発電買取	5	3	7	16	10	9	6	9	9	0		
水力(注1)	56	51	55	52	45	32	51	47	31	▲16	自流水水力の減	
揚水	124	148	159	153	129	147	139	137	108	▲29	需要カーブ差等による減	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	23	18	44	109	76	77	148	71		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	20	18	44	108	76	77	147	70	日射量に恵まれたことによる増	
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.6	0.3	0.2	1.1	0.9	風況に恵まれたことによる増	
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲8	▲35	0	0	0	0		
新電力への供給等(注4)	32	▲9	▲14	▲15	▲28	▲50	▲10	▲10	▲21	▲11		
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,160	1,194	1,263	1,259	1,161	▲97		
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,168)	(1,229)	(1,263)	(1,259)	(1,161)	(▲97)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,061	1,075	1,114	1,114	1,042	▲72		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	-	-	▲44	▲44	▲74	▲30	想定していたIIPの伸び率の差異(2010→2016年度:+1.2%→▲1.8%)や離脱実績が想定を上回ったことなどによる。	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	▲47	▲47	▲51	▲4	お客様の節電・省エネ意識が高まったことなどによる。	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	-	4	4	▲34	▲38	2010年猛暑並み(最高気温36.0℃、前3日最高気温平均35.7℃)を想定していたが、今夏最大電力発生日の最高気温が35.1℃(▲0.9℃)となったことや、前3日最高気温平均が34.5℃(▲1.2℃)となったことなどによる。	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	99 (9.3%)	119 (11.1%)	149 (13.4%)	145 (13.0%)	120 (11.5%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	6.3%	8.1%	10.4%	10.0%	8.5%	-		

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(中国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③最小予備率日 (9月6日)	③-②		
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	773	1,007	1,007	758	▲249		
うち常設されて いる火力	1,034	986	1,071	1,005	968	763	1,001	998	749	▲249	需給安定に伴う停止等	
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
うち自家発電買取	5	3	7	16	10	10	6	9	9	0		
水力(注1)	56	51	55	52	45	44	51	47	39	▲8	自流式水力の減	
揚水	124	148	159	153	129	111	139	137	108	▲29	需要カーブ差等による減	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	23	18	44	74	76	77	140	63		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	20	18	44	73	76	77	139	62	日射量に恵まれたことによる増	
風力	0	0	3	0.3	0.2	1.3	0.3	0.2	0.3	0.1		
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲8	0	0	0	0	0		
新電力への供給等(注4)	32	▲9	▲14	▲15	▲28	▲41	▲10	▲10	▲35	▲25		
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,160	961	1,263	1,259	1,011	▲248		
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,168)	(961)	(1,263)	(1,259)	(1,011)	(▲248)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,061	908	1,114	1,114	947	▲167		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	-	-	-	▲44	▲44	▲74	▲30	想定していたIIPの伸び率の差異(2010→2016年度:+1.2%→▲1.8%)や離脱実績が想定を上回ったことなどによる。	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	▲47	▲47	▲51	▲4	お客さまの節電・省エネ意識が高まったことなどによる。	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	-	4	4	▲129	▲133	2010年猛暑並み(最高気温36.0℃、前3日最高気温平均35.7℃)を想定していたが、今夏最少予備率日の最高気温が32.6℃(▲3.4℃)となったことや、前3日最高気温平均が30.0℃(▲5.7℃)となったことなどによる。	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	99 (9.3%)	53 (5.8%)	149 (13.4%)	145 (13.0%)	64 (6.8%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	6.3%	2.8%	10.4%	10.0%	3.8%	-		

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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4月の電力需給検証小委における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(四国電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月22日)	③-②	
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	90	90	伊方3号機再稼働
火力	448	449	489	478	437	419	429	425	387	▲38	
うち常設されて いる火力	448	436	451	445	418	406	405	401	378	▲22	計画外停止(他社発電所(19万kW))ほか
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	0	22	22	0	▲22	長期計画停止(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	0	13	16	11	18	13	3	3	9	6	当日の自家発電購入増
水力(注1)	64	69	68	48	58	58	62	59	50	▲9	出水状況による減など
揚水	52	52	52	52	48	52	48	48	48	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	7.3	17.2	41.1	40.0	54.1	55.3	101.9	46.6	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	39.9	54.1	55.3	100.6	45.3	実績増
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.1	0.0	0.0	1.3	1.3	実績増
融通	0	▲4	0	▲5	0	▲5	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲67	▲64	▲13	▲13	▲11	▲11	▲12	▲13	▲52	▲39	淡路島への融通減、市場取引実績分等
供給力 計	702	615	603	577	572	553	581	574	624	50	
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(572)	(558)	(581)	(574)	(624)	(50)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	597	544	526	549	526	511	543	543	535	▲8	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	▲6	▲10	▲13	▲25	▲21	▲21	▲30	▲9	離脱需要の想定実績差等
②定着節電	-	-	▲45	▲39	▲42	▲44	▲39	▲39	▲46	▲7	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)	-	-	▲20	2	▲16	▲17	6	6	14	8	2010年度猛暑並(当日最高気温35.0℃、前5日最高気温平均35.3℃)の想定に対し、当日最高気温+1.0℃、前5日最高気温平均が▲0.1℃となったことによる需要増等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	42 (8.2%)	38 (6.9%)	31 (5.8%)	90 (16.8%)	58 (10.9%)	
要解消ギャップ 3%控除予備 率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	5.2%	3.9%	2.8%	-	-	

(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、夏季最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月7日、2013年度夏季:8月22日、2014年度:7月25日、2015年度:8月7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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(四国電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月9日)	③-②		
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	478	437	419	429	425	413	▲13		
うち常設されて いる火力	448	436	451	445	418	406	405	401	379	▲22	計画外停止(他社発電所(19万kW))ほか	
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	0	22	22	22	0		
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	13	16	11	18	13	3	3	12	9	当日の自家発電購入増	
水力(注1)	64	69	68	48	58	58	62	59	51	▲8	出水状況による減など	
揚水	52	52	52	52	48	52	48	48	48	0		
地熱・太陽光・ 風力	0	0	7.3	17.2	41.1	40.0	54.1	55.3	54.1	▲1.2		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	39.9	54.1	55.3	53.2	▲2.1	ピーク時間が17時だったことによる減	
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.1	0.0	0.0	0.9	0.9	実績増	
融通	0	▲4	0	▲5	0	▲5	0	0	0	0		
新電力への供給等	▲67	▲64	▲13	▲13	▲11	▲11	▲12	▲13	▲13	0		
供給力 計	702	615	603	577	572	553	581	574	553	▲22		
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(572)	(558)	(581)	(574)	(553)	(▲22)		
需要想定 (①、②、③ 加味)	597	544	526	549	526	511	543	543	513	▲30		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	▲6	▲10	▲13	▲25	▲21	▲21	▲30	▲9	離脱需要の想定実績差等	
②定着節電	-	-	▲45	▲39	▲42	▲44	▲39	▲39	▲46	▲7	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)	-	-	▲20	2	▲16	▲17	6	6	▲8	▲14	2010年度猛暑並(当日最高気温35.0℃、前5日最高気温平均35.3℃)の想定に対し、当日最高気温+0.4℃、前5日最高気温平均が▲0.7℃となったことによる需要減等	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	42 (8.2%)	38 (6.9%)	31 (5.8%)	39 (7.7%)	8 (1.5%)		
要解消ギャップ 3%控除予備 率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	5.2%	3.9%	2.8%	-	-		

(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、夏季最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月7日、2013年度夏季:8月22日、2014年度:7月25日、2015年度:8月7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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(九州電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月22日)	③-②	
原子力	478	176	0	0	0	0	178	178	183	+5	川内原子力の定格熱出力一定運転による増
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,180	1,222	1,221	1,023	▲198	待機停止による減、火力増出力の減など
うち常設されて いる火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,123	1,170	1,210	1,210	1,018	▲192	
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	—	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4	0	▲0.4	
うち自家発電買 取	0	0	11	9	11	10	12	11	7	▲4	
水力(注1)	117	125	136	99	120	109	108	104	92	▲12	出水の減
揚水	170	230	165	202	209	203	230	160	123	▲37	月平均供給力と当日供給力の差による減
地熱・太陽光・ 風力	17	16	36	41	116	171	141	144	303	+159	
地熱	17	16	16	16	16	15	15.5	15.5	14.6	▲0.9	
太陽光	—	—	20	20	94	152	124.5	127.4	283.4	+156	好天及び時点差(想定:17時、実績:16時)による出力増
風力	—	—	0.2	5.1	6	3	0.9	0.7	5.2	+4.5	風況による増
融通	0	0	46	120	66	61	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲2	▲2	10	6	31	▲21	▲25	▲25	▲66	▲41	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,714	1,703	1,854	1,782	1,659	▲127	
融通前供給力 計	(1,895)	(1,671)	(1,580)	(1,584)	(1,648)	(1,642)	(1,854)	(1,782)	(1,659)	(▲127)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,522	1,500	1,564	1,564	1,455	▲109	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	+4	▲3	▲28	▲80	▲112	▲112	▲133	▲21	離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	▲189	▲185	▲172	▲169	▲148	▲148	▲169	▲21	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
③気温影響・その他 (注4)	—	—	▲44	+72	▲28	▲1	+74	+74	+7	▲67	当日の最高気温が見通しに比べ低めに推移したことによる減
④随時調整契約											
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	193 (12.7%)	203 (13.5%)	290 (18.5%)	218 (13.9%)	203 (14.0%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備 率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	9.7%	10.5%	15.5%	10.9%	11.0%	—	

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:7月25日、2013年度:8月20日、2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5)平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値に、熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映。(九州電力 5月13日公表)

2016年度夏季の需給実績(九州電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (8月25日)	③-②	備考(差分理由等)
原子力	478	176	0	0	0	0	178	178	183	+5	川内原子力の定格熱出力一定運転による増
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,180	1,222	1,221	1,018	▲203	待機停止による減、火力増出力の減など
うち常設されて いる火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,123	1,170	1,210	1,210	1,011	▲199	
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	—	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4	0	▲0.4	
うち自家発電買 取	0	0	11	9	11	10	12	11	7	▲4	
水力(注1)	117	125	136	99	120	109	108	104	94	▲10	出水の減
揚水	170	230	165	202	209	203	230	160	123	▲37	月平均供給力と当日供給力の差による減
地熱・太陽光・ 風力	17	16	36	41	116	171	141	144	182	+38	
地熱	17	16	16	16	16	15	15.5	15.5	14.8	▲0.7	
太陽光	—	—	20	20	94	152	124.5	127.4	164.7	+37.3	好天による出力増
風力	—	—	0.2	5.1	6	3	0.9	0.7	2.3	+1.6	風況による増
融通	0	0	46	120	66	61	0	0	0	0	
新電力への供給等(注4)	▲2	▲2	10	6	31	▲21	▲25	▲25	▲29	▲4	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,714	1,703	1,854	1,782	1,571	▲214	
融通前供給力 計	(1,895)	(1,671)	(1,580)	(1,584)	(1,648)	(1,642)	(1,854)	(1,782)	(1,571)	(▲214)	
需要想定 (①、②、③ 加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,522	1,500	1,564	1,564	1,430	▲134	
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	+4	▲3	▲28	▲80	▲112	▲112	▲133	▲21	離脱影響などによる減
②定着節電	—	—	▲189	▲185	▲172	▲169	▲148	▲148	▲169	▲21	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
③気温影響・その他 (注4)	—	—	▲44	+72	▲28	▲1	+74	+74	▲18	▲92	当日の最高気温が見通しに比べ低めに推移したことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加 味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	193 (12.7%)	203 (13.5%)	290 (18.5%)	218 (13.9%)	141 (9.9%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備 率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	9.7%	10.5%	15.5%	10.9%	6.9%	—	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2015年度:8月6日、2014年度:7月25日、2013年度:8月20日、2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

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

(注5) 平成28年4月の電力需給検証小委員会における見込み値に、熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映。(九州電力 5月13日公表)

2016年度夏季の需給実績(沖縄電力) ①最大需要日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (7月4日)	③-②		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	194	220	220	179	183	199	208	216	199	▲17		
うち常設されて いる火力	194	220	220	179	183	199	208	216	199	▲17		定期点検差:▲6万kW、需給安定に伴う運用停止:▲6万kW、計画外停止:▲4万kW、炭種による出力制限:▲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	-	-	0.4	1.7	17.1	19.6	6.4	7.6	15.6	8.0		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	19.5	6.4	7.6	15.5	7.9		7.9日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	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	194	220	220	181	200	219	215	224	215	▲9		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需要想定 (①、②、③ 加味)	148	144	148	153	150	151	154	154	155	1		
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	-	0	0	1	▲1	▲1	1	2		2 家庭用における需要増
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	5	2	2	7	7	6	▲1		▲1 発生日の最高気温(33.6℃)が猛暑見込み(34.0℃)より低かった事などによる需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	68 (45.1%)	61 (39.8%)	70 (45.7%)	60 (38.4%)			
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3%	42.1%	36.8%	42.7%	35.4%			

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:7月2日、2014年度:8月28日、2013年度:8月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2016年度夏季の需給実績(沖縄電力) ②最小予備率日

(供給力内訳)	2010年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2011年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2012年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2013年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2014年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2015年度 夏季実績 (ピーク需要 日)	2016年度夏季				備考(差分理由等)	
							①7月 見通し(注5)	②8月 見通し(注5)	③ピーク需要日 (7月28日)	③-②		
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
火力	194	220	220	179	183	199	208	216	196	▲20		
うち常設されて いる火力	194	220	220	179	183	199	208	216	196	▲20	定期点検差: ▲11万kW、需給安定に伴う運用停止: ▲5万kW、計画外停止: ▲4万kW、炭種による出力制限: ▲1万kW、見通し(猛暑見込み)と実績の気温差に伴う出力制限差: +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	-	-	0.4	1.7	17.1	19.6	6.4	7.6	8.6	1.0		
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	19.5	6.4	7.6	8.5	0.9	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	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	194	220	220	181	200	219	215	224	205	▲19		
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需要想定 (①、②、③ 加味)	148	144	148	153	150	151	154	154	149	▲5		
需要想定 (①、②、③、④ 加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	-	0	0	1	▲1	▲1	▲2	▲1	発生時間帯が17時であった事などによる影響	
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	-	5	2	2	7	7	3	▲4	発生日の最高気温(33.3℃)が猛暑見込み(34.0℃)より低かった事などによる需要減	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	68 (45.1%)	61 (39.8%)	70 (45.7%)	55 (37.0%)			
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3%	42.1%	36.8%	42.7%	34.0%			

(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、夏季最大電力発生日(2015年度:7月2日、2014年度:8月28日、2013年度:8月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6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4月の電力需給検証小委員会における見込み値。