

需要想定・供給力について③

2023年2月15日（水）

第35回 料金制度専門会合

事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日御議論いただきたい点について

- これまで、東北・北陸・中国・四国・沖縄の各事業者の「需要想定・供給力」について、第30回・第33回料金制度専門会合で御議論いただいた。
- 今回は、新たに値上げ申請を行った北海道電力株式会社（以下「北海道電力」という。）及び東京電力エナジーパートナー株式会社（以下「東京電力EP」という。）の「需要想定・供給力」について、事務局において事業者への資料確認・ヒアリング等を実施した。
- 本日は、その内容について事務局よりお示しするとともに、事業者からも説明を行う。
- その上で、専門委員による審査チームや事務局における審査において、さらに検討を深めていくべき論点があるか、御議論いただきたい。

1. 「需要想定・供給力」の位置づけ

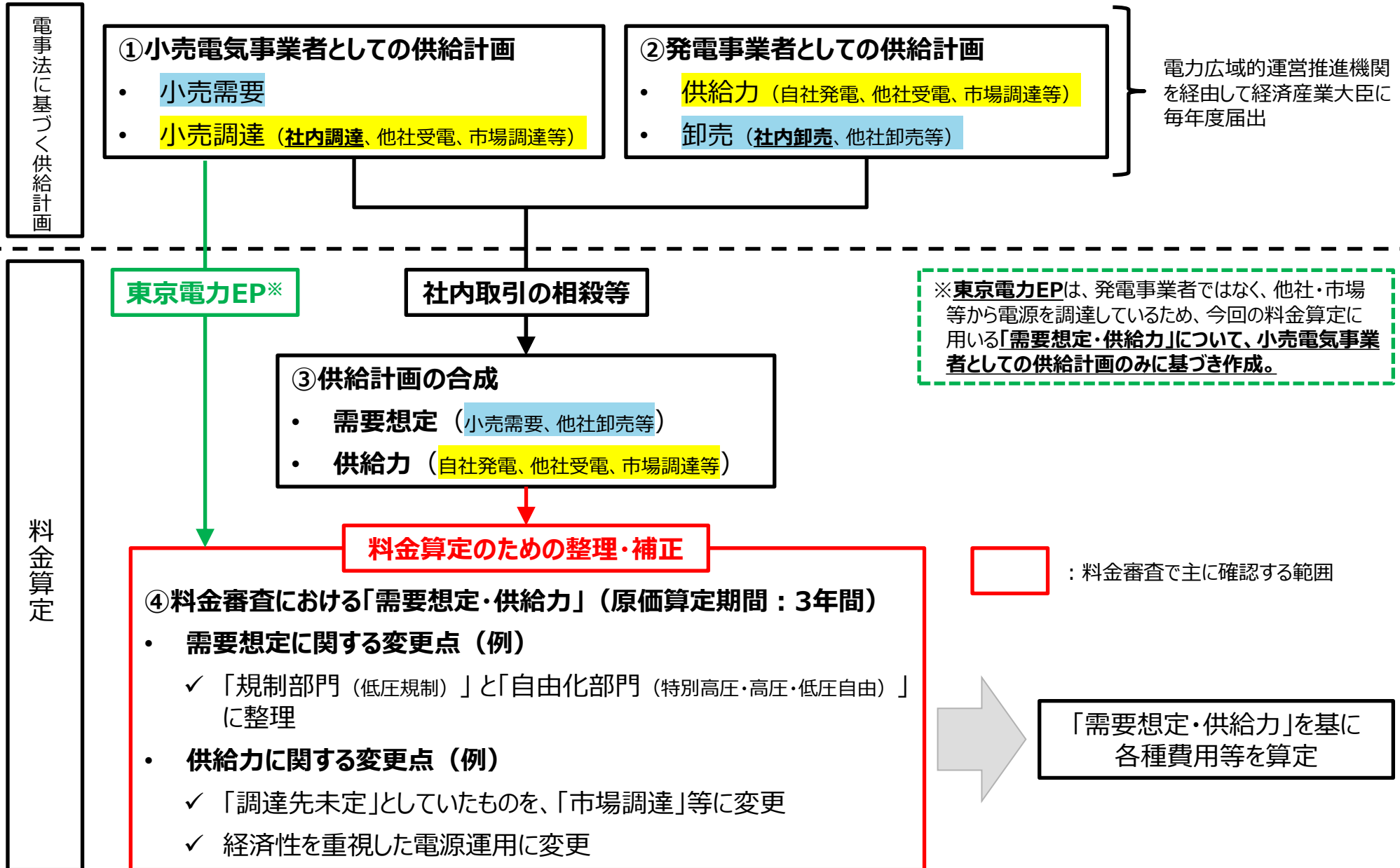
2. 各事業者の需要想定

3. 各事業者の供給力

料金審査における「需要想定・供給力」の位置づけ

- 「需要想定」については、電気事業法第29条第1項の規定に基づいて、電気事業者が電力広域的運営推進機関を經由して経済産業大臣に届け出る「供給計画」等を基に、原価算定期間における規制部門（低圧規制）の電力需要（特定需要）と自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）の電力需要（非特定需要）をそれぞれ算定することとなっている。
- また、「供給力」についても、「供給計画」等を基に、上記の需要想定に対応する形で策定される。
- なお、料金算定における「需要想定・供給力」は「供給計画」をベースとするが、規制料金の算定のために集計区分を整理することや、「供給計画」では未定となっている項目に一定の仮定を織り込んで補正することなどが行われる場合がある。そのため、「供給計画」と料金算定で用いる「需要想定・供給力」は、必ずしも一致しない（※詳細は次ページを参照）。

【参考】「需要想定・供給力」の策定イメージ (※事業者によって詳細な策定方法は異なることに留意)



【参考】参照条文

電気事業法（昭和39年法律第170号）（抜粋）

第四款 供給計画

第二十九条 電気事業者は、経済産業省令で定めるところにより、毎年度、当該年度以降経済産業省令で定める期間における電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画（以下「供給計画」という。）を作成し、当該年度の開始前に（中略）、推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

2 （略）

3 電気事業者は、供給計画を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

4～6 （略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）（抜粋）

（需要等の算定）

第九条 事業者は、送配電非関連需要（当該事業者が小売供給を行う場合の需要をいう。以下この款において同じ。）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。）を合成した需要をいう。以下この款において同じ。）及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

一 最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）

二 四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）

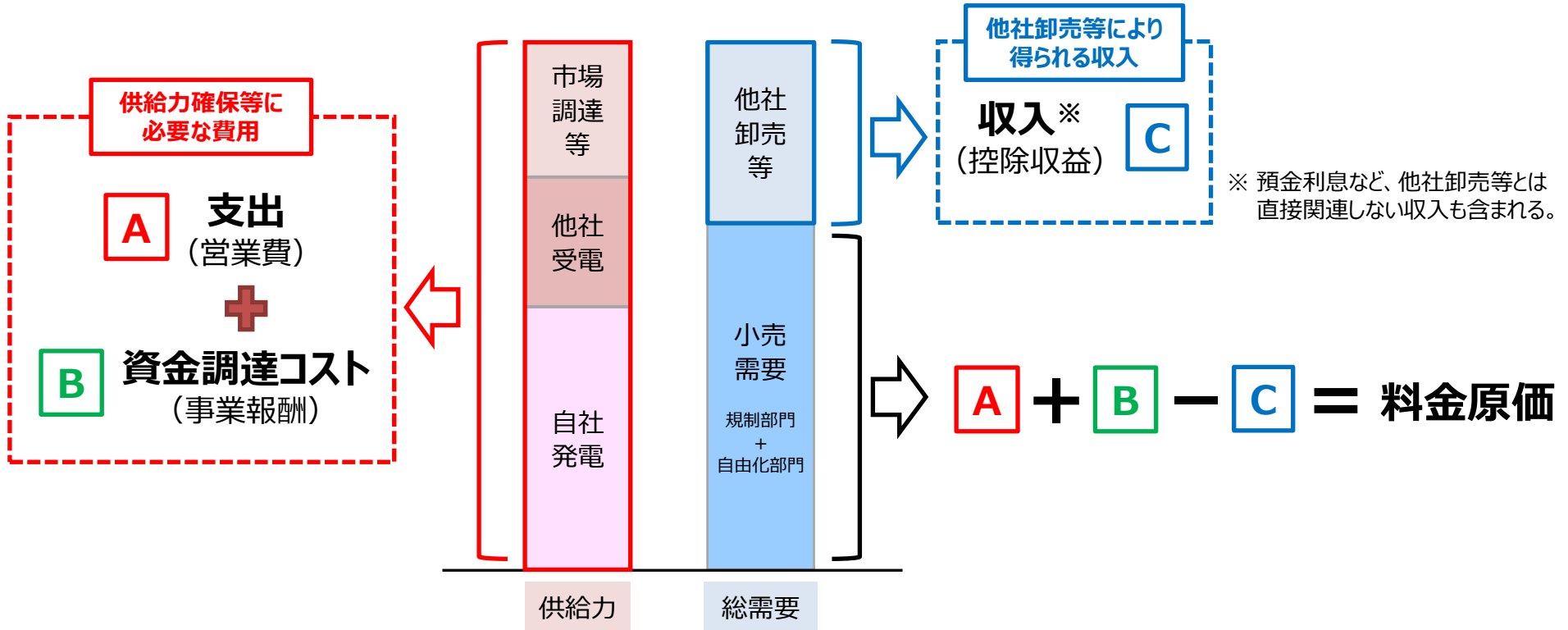
三 十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）

四 その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。以下同じ。）を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）

五 月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

2～6 （略）

【参考】「需要想定・供給力」と料金原価の関係（イメージ）



みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）（抜粋）

（認可料金の原価等の算定）

第二条 改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款で設定する料金を算定しようとするみなし小売電気事業者（以下「事業者」という。）は、四月一日（中略）を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間（以下「原価算定期間」という。）を定め、当該原価算定期間において電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」という。）を算定しなければならない。

2 四月一日を始期とする原価算定期間を定めた場合にあつては、前項で定める原価等は、事業年度ごとに次条の規定により算定される営業費及び第四条の規定により算定される事業報酬の合計額から第五条の規定により算定される控除収益の額を控除して得た額（以下「期間原価等」という。）を合計した額とする。

3 （略）

「需要想定・供給力」及び「供給計画」に係る主な論点

- 各事業者が今回の料金算定に用いた「供給計画」は、以下のとおり。
 - 北陸・沖縄：2022年3月に経済産業大臣に届け出たもの
 - 東北・中国・四国：2022年11月に経済産業大臣に届け出たもの
 - 北海道・東京：2023年3月までに経済産業大臣に届け出る見込みのもの（※）

（※）現在、電力広域的運営推進機関などが確認中であり、今後、変更される可能性が有る。
- これらの「供給計画」と、今回申請における「需要想定・供給力」に係る主な論点は以下のとおり。
 - 需要種別の需要（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の算定根拠は何か。特に、低圧自由と低圧規制の配分は、どのような根拠に基づいているか。
 - 需要について、節電効果、「自社から他社への離脱」の影響（離脱影響）、「他社から自社に戻る需要」（戻り需要）などをどのように織り込んでいるか。
 - 料金算定における「需要想定・供給力」は、「供給計画」と異なる前提を用いているか。仮に、異なる前提を用いている場合は、その内容・理由は合理的か。

「需要想定・供給力」のまとめ（北海道・東京）

- 北海道電力・東京電力EPが、申請原価及び現行原価で織り込んでいる需要電力量・供給電力量・最大電力（いずれも送電端）は、以下のとおり。

事業者	需要電力量※1（億kWh）						供給電力量※2（億kWh）						最大電力※3（万kW）	
	申請原価分		現行原価分		差引		申請原価分		現行原価分		差引		夏季	冬季
	総需要	小売需要	総需要	小売需要	総需要	小売需要	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電		
北海道電力	272	248	342	339	▲ 70	▲ 91	272	199	342	270	▲ 70	▲ 71	327	395
東京電力EP	2,323	1,982	2,917	2,917	▲ 594	▲ 935	2,323	0	2,917	2,458	▲ 594	▲ 2,458	3,739	3,541

※1：需要電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、小売需要については、原価算定期間の各年度の全需要種（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の合計の平均値。

※2：供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。

※3：最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

【参考】「需要想定・供給力」のまとめ（5事業者）

- 各事業者が、申請原価及び現行原価で織り込んでいる需要電力量・供給電力量・最大電力（いずれも送電端）は、以下のとおり。

事業者	需要電力量※1（億kWh）						供給電力量※2（億kWh）						最大電力※3（万kW）	
	申請原価分		現行原価分		差引		申請原価分		現行原価分		差引		夏季	冬季
	総需要	小売需要	総需要	小売需要	総需要	小売需要	供給力	自社発電	供給力	自社発電	供給力	自社発電		
東北電力	911	726	927	843	▲16	▲117	911	643	927	657	▲16	▲14	1,155	1,193
北陸電力	365	272	350	302	15	▲30	365	271	350	290	15	▲19	474	462
中国電力	496	493	668	667	▲172	▲174	496	360	668	466	▲172	▲105	841	810
四国電力	237	237	293	293	▲56	▲56	237	196	293	218	▲56	▲22	433	399
沖縄電力	69	63	72	72	▲3	▲9	69	50	72	56	▲3	▲6	120	80

※1：需要電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、小売需要については、原価算定期間の各年度の全需要種（特別高圧・高圧・低圧自由・低圧規制）の合計の平均値。

※2：供給電力量は、全て送電端であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間の平均値。また、自社発電については、原価算定期間の各年度の平均値。

※3：最大電力は、各季の最大3日の小売需要の平均値（送電端）。

1. 「需要想定・供給力」の位置づけ

2. 各事業者の需要想定

3. 各事業者の供給力

各事業者の「需要想定」の考え方（北海道・東京）

- 北海道電力・東京電力EPによれば、今回申請に係る「需要想定」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る需要想定（小売需要）（億kWh）						小売需要に関する 供給計画からの変更点※	
	送電端			使用端				
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度		
北海道 電力	全体	254	248	242	240	234	228	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.3億kWh）
	うち、低圧全体	109	107	104	101	99	96	
	うち、低圧規制	49	44	39	45	41	35	
東京電力 EP	全体	1,987	1,973	1,987	1,906	1,893	1,907	<ul style="list-style-type: none"> 変更無し
	うち、低圧全体	695	681	674	647	634	628	
	うち、低圧規制	367	344	322	342	321	301	

※カッコ内は「需要想定」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。
 ※供給計画については「2023年度供給計画（本年3月提出予定）」による。

【参考】各事業者の「需要想定」の考え方（5事業者）

- 各事業者によれば、今回申請に係る「需要想定」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る需要想定（小売需要）（億kWh）							小売需要に関する 供給計画からの変更点※
	送電端			使用端				
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度		
東北電力	全体	728	725	725	689	687	687	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.7億kWh）
	うち、低圧全体	236	226	217	217	207	199	
	うち、低圧規制	111	96	82	102	88	76	
北陸電力	全体	275	271	270	263	259	259	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧・高圧における戻り需要と離脱影響がバランスすると見込んでおり、結果的に変化無し
	うち、低圧全体	95	93	92	87	86	85	
	うち、低圧規制	21	18	15	20	16	14	
中国電力	全体	498	493	490	472	468	465	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲3億kWh）
	うち、低圧全体	179	174	169	164	160	156	
	うち、低圧規制	48	41	35	44	38	32	
四国電力	全体	239	236	235	227	224	222	<ul style="list-style-type: none"> 変更無し
	うち、低圧全体	90	88	86	83	81	79	
	うち、低圧規制	27	23	20	25	22	19	
沖縄電力	全体	63	63	63	61	60	60	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画には、建設工事用・事業用電力を含むため除外（▲0.1億kWh）
	うち、低圧全体	28	28	28	27	27	27	
	うち、低圧規制	15	14	12	15	13	12	

※カッコ内は「需要想定」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

【参考】「供給計画」における電力需要の算定方法等（北海道・東京）

- 北海道電力・東京電力EPによれば、電力需要の算定方法や、各種要因の織り込み・想定は、以下のとおり。

事業者	電力需要の主な算定方法 (上段：低圧、下段：特別高圧・高圧) ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延口数・延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ 	2022年度の実績と同程度の節電が継続するとして、原単位の織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	LRや他社からの戻りを考慮し、離脱影響に織込	競争環境が燃料価格高騰以前の状態に戻るとして、追加的な離脱影響は織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延契約電力（実績傾向、需要家聞取り）×原単位（実績傾向） 				
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 口数・契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）－自社自由への移行（実績傾向）＋戻り需要（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ 	実績傾向を考慮し、原単位の織込	【低圧】 実績傾向を考慮し、離脱口数と原単位から電力量を想定	【低圧】 販売活動に伴う契約獲得想定のみを織込	【低圧】 値上げ直後の競争進展を考慮し、離脱と戻りへの一時的な影響を織込
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 契約電力（実績傾向）×稼働時間（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）＋戻り需要（実績傾向）：業務用・産業用別、電圧別に算定 ➢ 需要家聞取りの結果も考慮 		【特別高圧・高圧】 実績傾向と至近の契約更改情報で想定	【特別高圧・高圧】 LRに関する公表情報や、需要家からの戻りの打診等を踏まえて想定	【特別高圧・高圧】 至近の契約状況等を考慮し、離脱への影響は僅少となるものとして織込

【参考】「供給計画」における電力需要の算定方法等（5事業者）

- 各事業者によれば、電力需要の算定方法や、各種要因の織り込み・想定は、以下のとおり。

事業者	電力需要の主な算定方法 (上段：低圧、下段：特別高圧・高圧) ※カッコ内は主たる算定根拠	電力需要に影響を与える要因の織り込み・想定			
		節電効果	離脱影響	戻り需要	値上げ影響
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延口数・延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：メニュー別に算定 ⇒規制部門と自由部門とでそれぞれ積上げ 	2022年度の実績節電率と同程度の節電が継続するとして、原単位の織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	外部アンケートや深夜機器割引廃止時の反響から、2023年4～9月について離脱影響に織込
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向）：電圧別に算定 ➢ 特高については需要家聞取りの結果も考慮 				
北陸電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延口数・延契約電力（実績傾向、世帯数）×原単位（実績傾向）：低圧合計と自由部門（メニュー別）を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門合計で分割 	実績傾向を考慮し、原単位の織込	実績傾向を考慮し、延口数・延契約電力に織込	【低圧】実績傾向を考慮し、離脱影響に織込	【低圧】想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延契約電力（実績傾向）×原単位（実績傾向） ➢ 産業用については、IIPとの相関により電力量を推定し、離脱影響を反映。 				
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 1か月あたり電灯計口数、契約電力（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向） －離脱影響－節電影響：全体と自由部門を算定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割 	機器別節電率と節電参加需要家数（推定）から算定	実績傾向から電力量を算定	LRや事業撤退する他社に離脱した需要家の戻りで推定	想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ エリア需要（実績傾向、KP3、IIP）－離脱影響－節電影響 				
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 契約口数（エリア人口、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響：全体を算定 ⇒別途、実績傾向から算定したメニュー別想定値をもとに規制部門と自由部門に分割 	実績傾向を考慮し、原単位の織込	実績傾向を考慮し、離脱口数と原単位から電力量を算定	原価算定期間を通じての合理的な想定が困難なため織込まず	競争環境への影響は認識していないため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ エリア需要（実績傾向、IIP、需要家聞取り）－離脱影響 				
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 延口数・延契約電力（人口見通し、実績傾向）×原単位（実績傾向）－離脱影響（実績傾向）：用途別に想定 ⇒規制部門＝低圧全体－自由部門で分割 	実績傾向を考慮し、原単位または電力量に織込	実績傾向から電力量を算定	離脱影響に織込	想定困難なため織込まず
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ エリア需要（実績傾向、需要家聞取り）－離脱影響（実績傾向） ⇒規制部門＝高圧全体－自由部門で分割 				

【参考】需要家数の推計方法（北海道・東京）（※家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
北海道電力 (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> 離脱影響：2021～22年度上期（月次） 自由料金への移行影響：2022年度上期（月次） 	小売全面自由化以降7年間の観測した上で、 <ul style="list-style-type: none"> 離脱影響については、新電力の参入状況の変化等を踏まえて、2021年度以降を採用。 自由料金への移行影響については、至近の動向を踏まえて、2022年度上期を採用。
東京電力EP (従量電灯B)	<ul style="list-style-type: none"> 離脱：2019～21年度（月次） 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料・市場価格の高騰により競争環境が特異的であった2022年度を除外した上で、至近3カ年度を採用。 ※自社の自由メニューへの移行については、足下実績等を参考とした各販売活動に伴う契約獲得の予測値に基づく。

【参考】需要家数の推計方法（5事業者）（※家庭向け料金メニュー等の場合）

事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
東北電力 <small>（従量電灯A・B）</small>	<ul style="list-style-type: none"> 離脱影響：2022年7月分（月次） メニュー変更等：2021年度下期（月次） 	<ul style="list-style-type: none"> 離脱影響については、2022年4月以降、新電力の新規参入や撤退により競合プレーヤーの変化があったため、計画策定時点における至近の2022年7月実績を採用。 メニュー変更等については、至近の動向を踏まえて2021年度下期を採用。
北陸電力 <small>（従量電灯A・B相当）</small>	<ul style="list-style-type: none"> 離脱影響：2017～21年度（年次） 離脱以外の影響：2017～19年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> 基本的な考え方として、短期的に生じる不規則な変動影響を極力取り除き、かつ、至近の傾向を反映させるため、至近5年間と設定。 離脱以外の影響については、世帯数の実績傾向が国勢調査の実施年度（2020年度）の前後で異なるため、2020・21年度は除外。
中国電力 <small>（従A+従B+低圧自由）</small>	<ul style="list-style-type: none"> 2013～22年度（月次） 	<ul style="list-style-type: none"> 長期的な傾向を反映させる観点から、観測期間10年間を採用。
四国電力 <small>（家庭用その他（低圧））</small>	<ul style="list-style-type: none"> 2014～21年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じ5～10年間で検討したうえで、決定係数が高い観測期間を採用。
沖縄電力 <small>（従量電灯等）</small>	<ul style="list-style-type: none"> 2017～21年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）を参考に観測期間を5～14年間で想定した上で、決定係数が高く、電力量想定（需要数×原単位）の水準が実績傾向に近い5年間を採用。

【参考】原単位（1口当たり電力量）の推計方法（北海道・東京）

（※家庭向け料金メニュー等の場合）

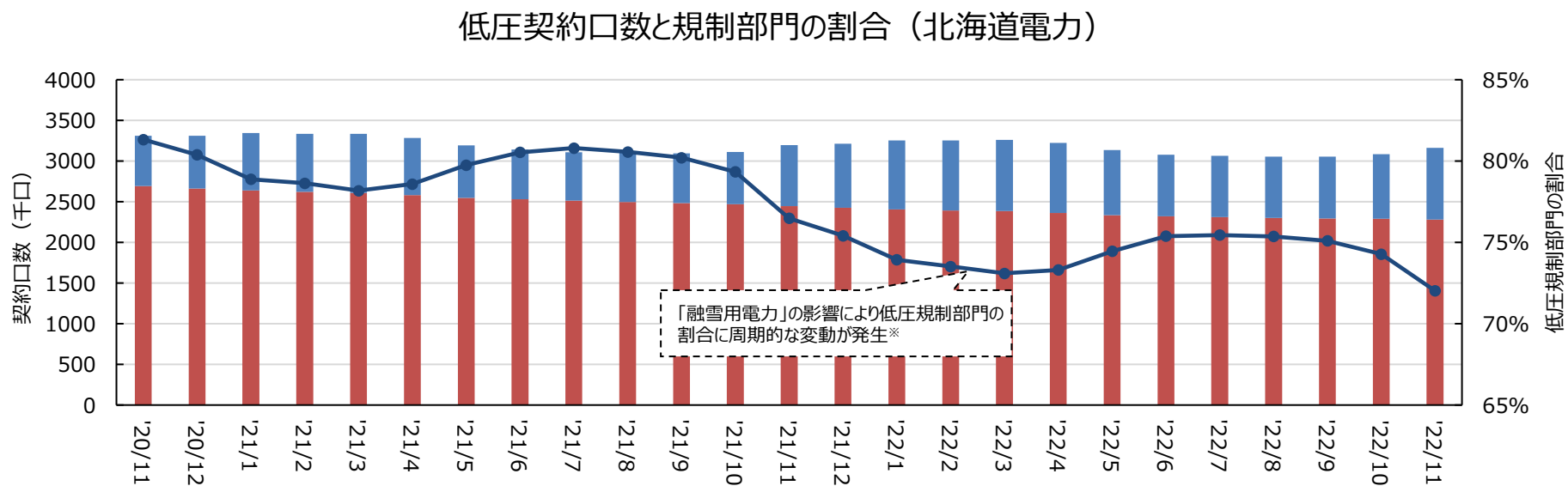
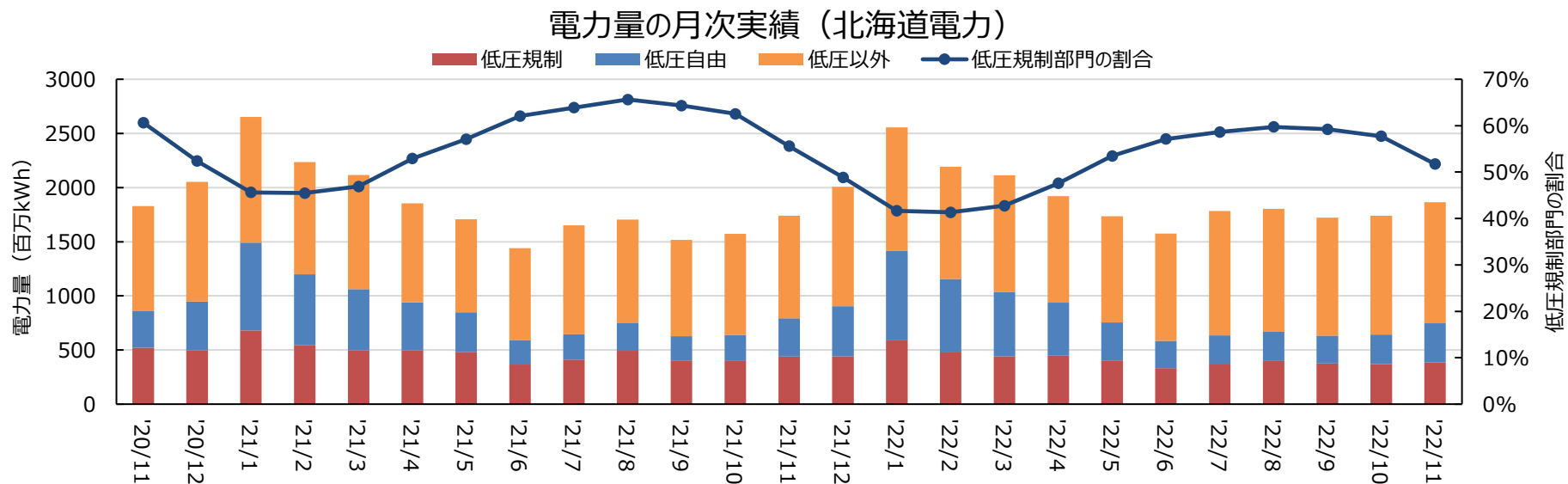
事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
北海道電力 (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none">2017～22年度（年次）	<ul style="list-style-type: none">北海道胆振東部地震（2018年9月）後の節電・省エネの定着を踏まえた期間とするため、比較対象の前年度である2017年度以降に設定。
東京電力EP (従量電灯B)	<ul style="list-style-type: none">2016～22年度（月次）	<ul style="list-style-type: none">低圧自由化以降の離脱や自社自由メニューへの移行に伴う、減少傾向を捉えるため、2016年度以降を観測期間に設定。なお、2020年度以降の緊急事態宣言等に伴う一時的な影響（巣ごもり需要）については、スマートメータデータの分析により排除。

【参考】原単位（1口当たり電力量）の推計方法（5事業者）

（※家庭向け料金メニュー等の場合）

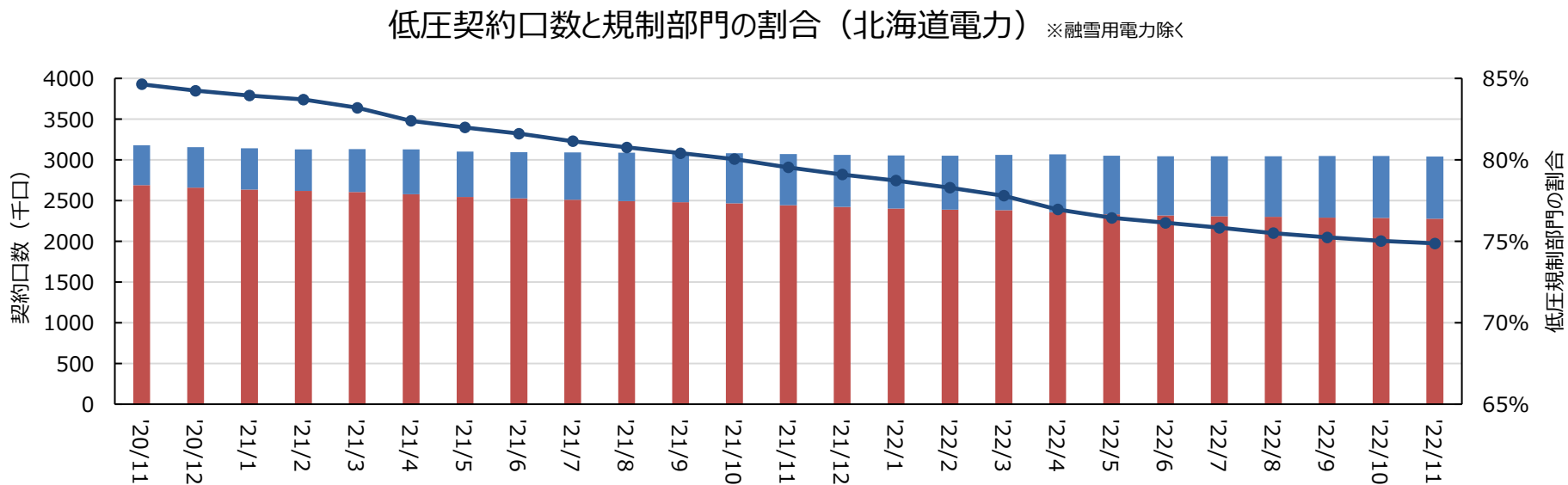
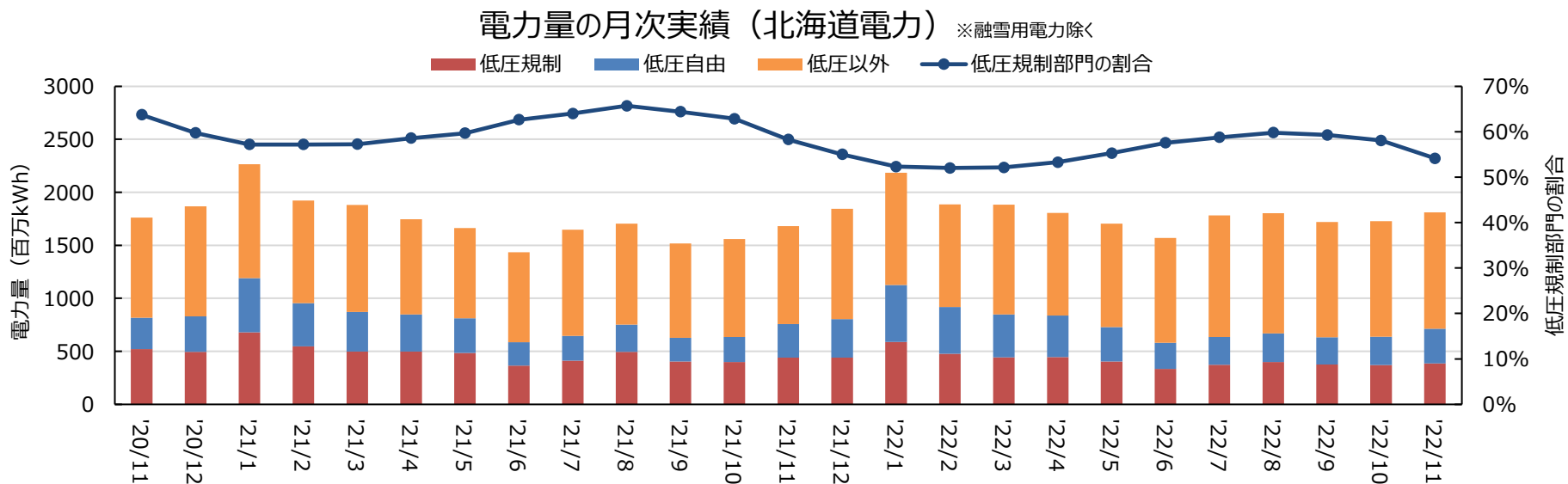
事業者	推計方法	
	観測期間	観測期間の設定理由
東北電力 (従量電灯A・B)	<ul style="list-style-type: none"> 2018～22年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> コロナ前後を観測期間とすることで、コロナ前の趨勢を取り込むとともにコロナによる原単位上昇（在宅率の増加影響等）を反映させるため、5年の観測期間とした。
北陸電力 (従量電灯A・B相当)	<ul style="list-style-type: none"> 2015～21年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> 基本的な考え方として、短期的に生じる不規則な変動影響を極力取り除き、かつ、至近の傾向を反映させるため、至近5年間に設定。 ※2022年度の推計にあたっては、コロナ禍以降の実績傾向を想定に反映するため、直近2年間を設定。 ※2023年度以降の減少の鈍化傾向の推計については、コロナ影響を除外するため、コロナ禍前の至近5か年（2015～19年度）を採用。
中国電力 (電灯計)	<ul style="list-style-type: none"> 2016～22年度（月次） 	<ul style="list-style-type: none"> 震災後の節電・省エネ進展に伴う大きな減少傾向が2016年度頃から緩やかになったことから、2016～2022年度を設定。 ※2017年度については、定性的・統計的に見て外れ値と判断されるため除外。
四国電力 (家庭用その他（低圧）)	<ul style="list-style-type: none"> 2014～21年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じ5～10年間の中で検討した上で、決定係数が高い観測期間を採用。
沖縄電力 (従量電灯等)	<ul style="list-style-type: none"> 2022/23年度想定：2016～21年度（年次） 2024/25年度想定：2008～21年度（年次） 	<ul style="list-style-type: none"> OCCTO需要想定要領（送配電事業者向け）に準じて決定係数が高い観測期間を採用。

直近の需要実績の推移【北海道電力】



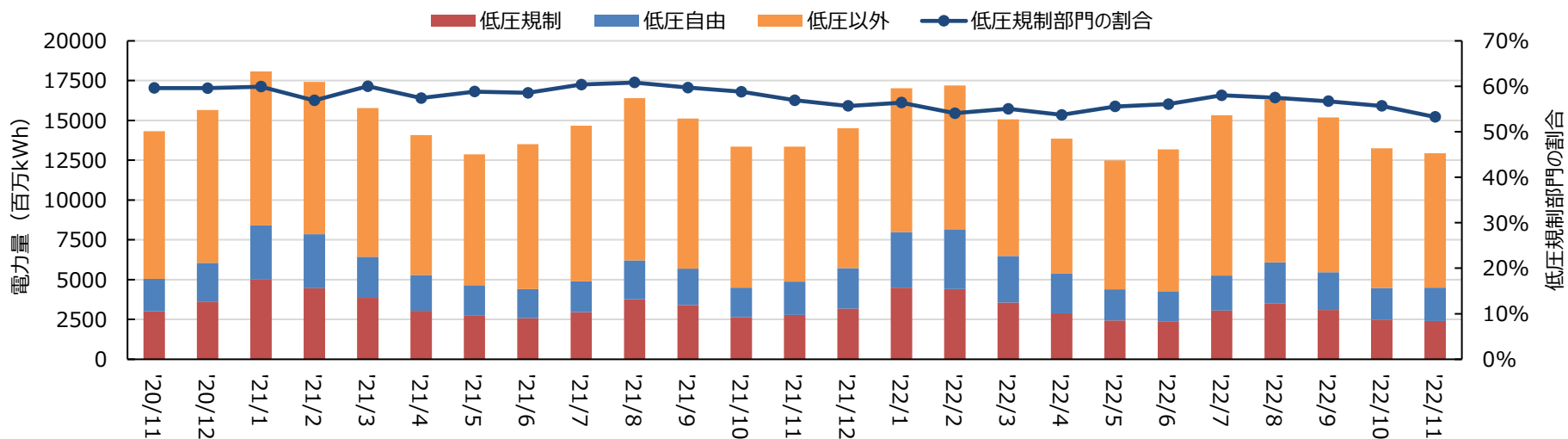
※ 低圧自由メニューの「融雪用電力」は使用量発生時（冬季）に口数計上されるため、周期的に夏期における低圧自由部門の口数減少が発生。

【参考】直近の需要実績の推移【北海道電力】（※融雪用電力除く）

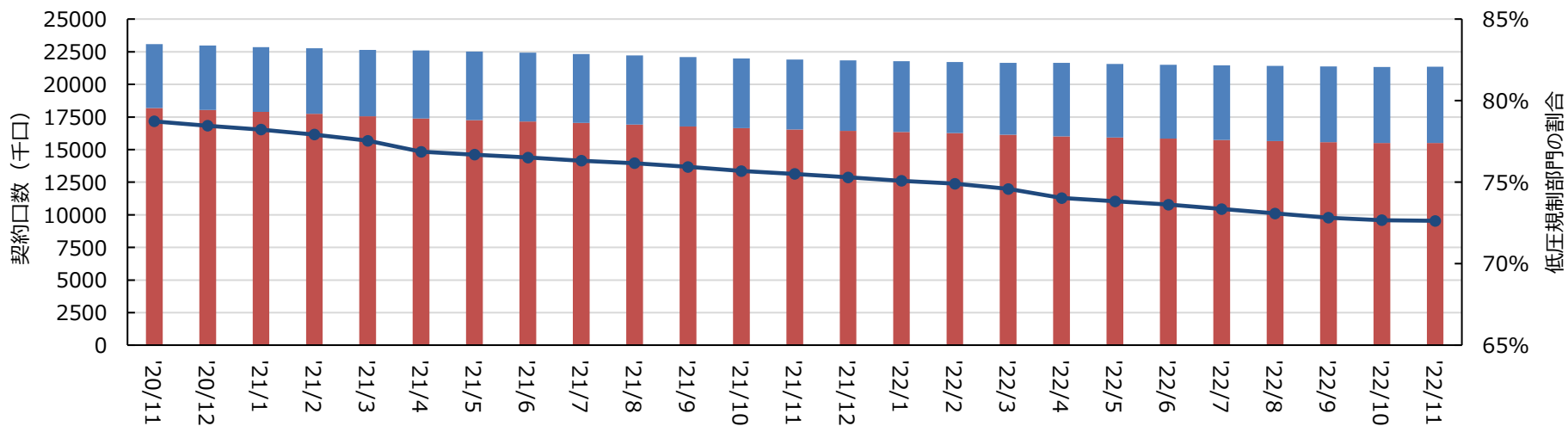


直近の需要実績の推移【東京電力EP】

電力量の月次実績（東京電力EP）

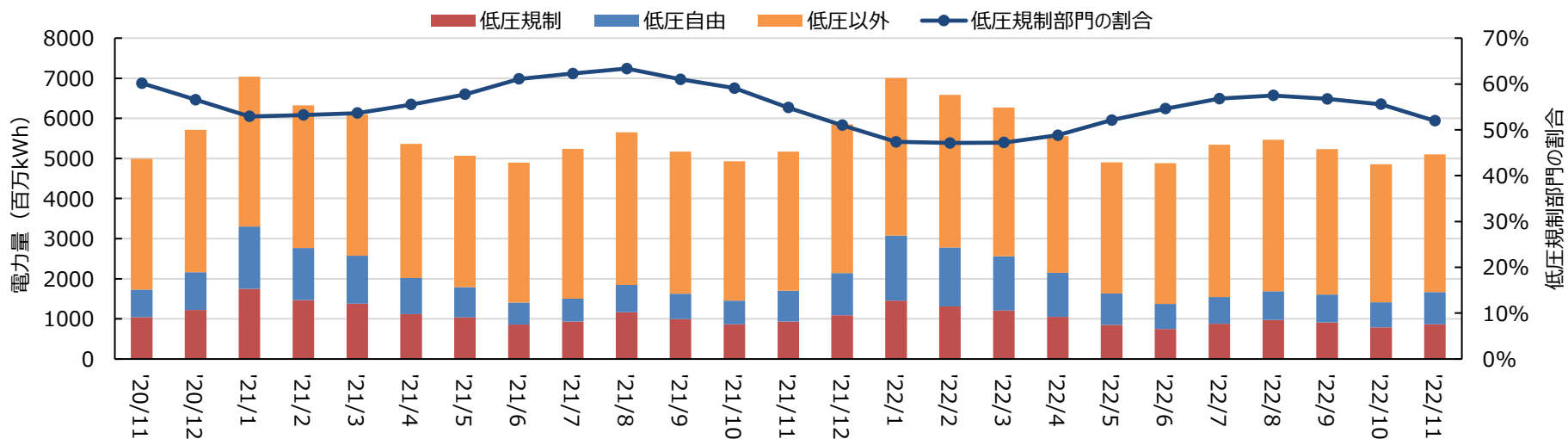


低圧契約口数と規制部門の割合（東京電力EP）

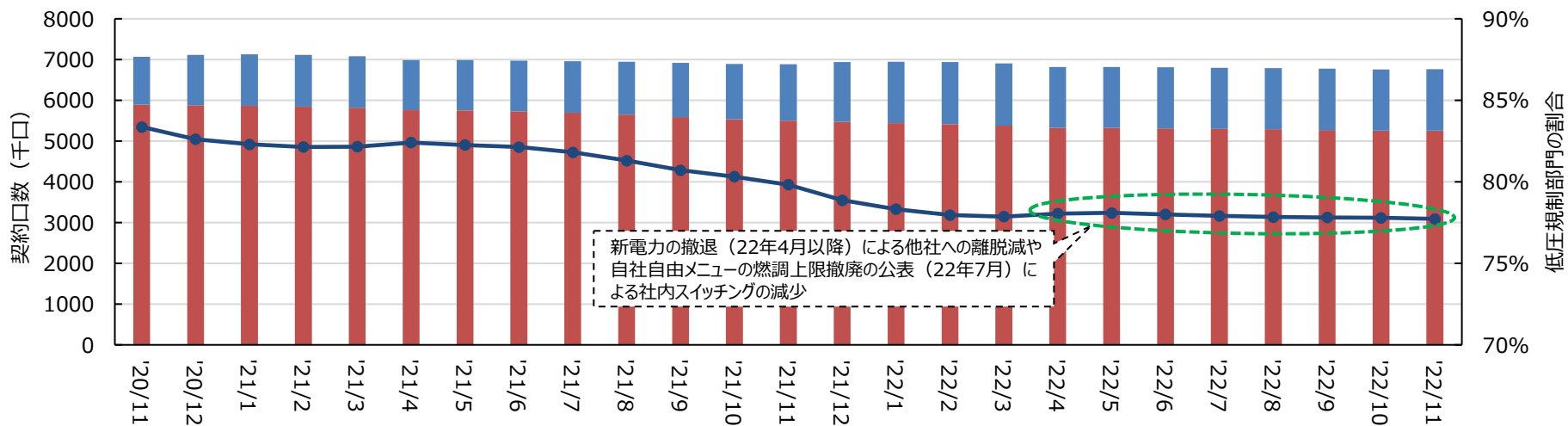


直近の需要実績の推移【東北電力】

電力量の月次実績（東北電力）

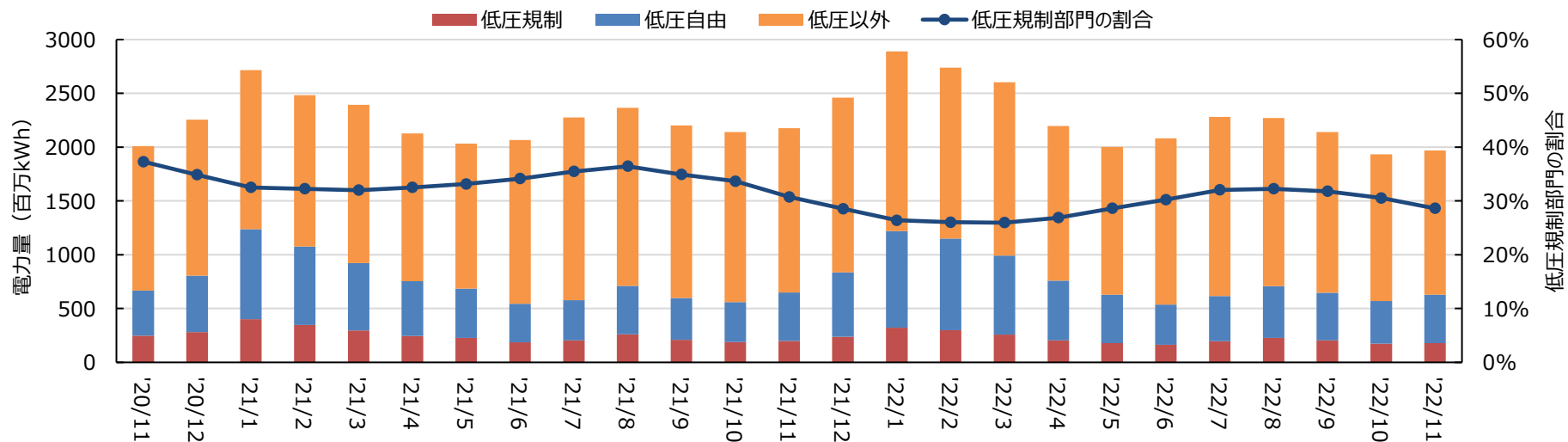


低圧契約口数と規制部門の割合（東北電力）

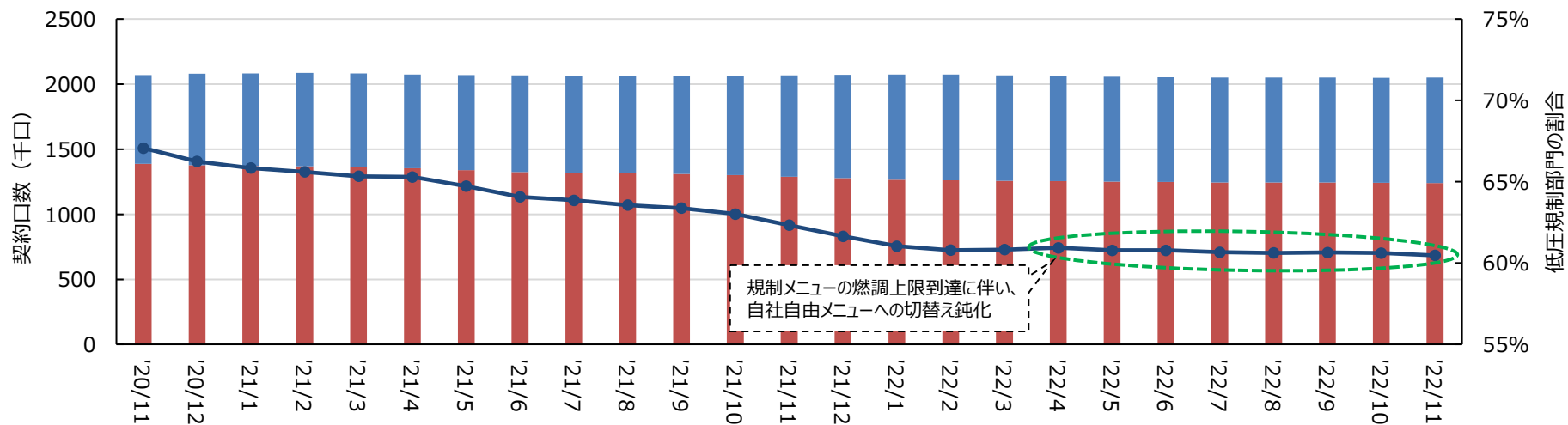


直近の需要実績の推移【北陸電力】

電力量の月次実績（北陸電力）

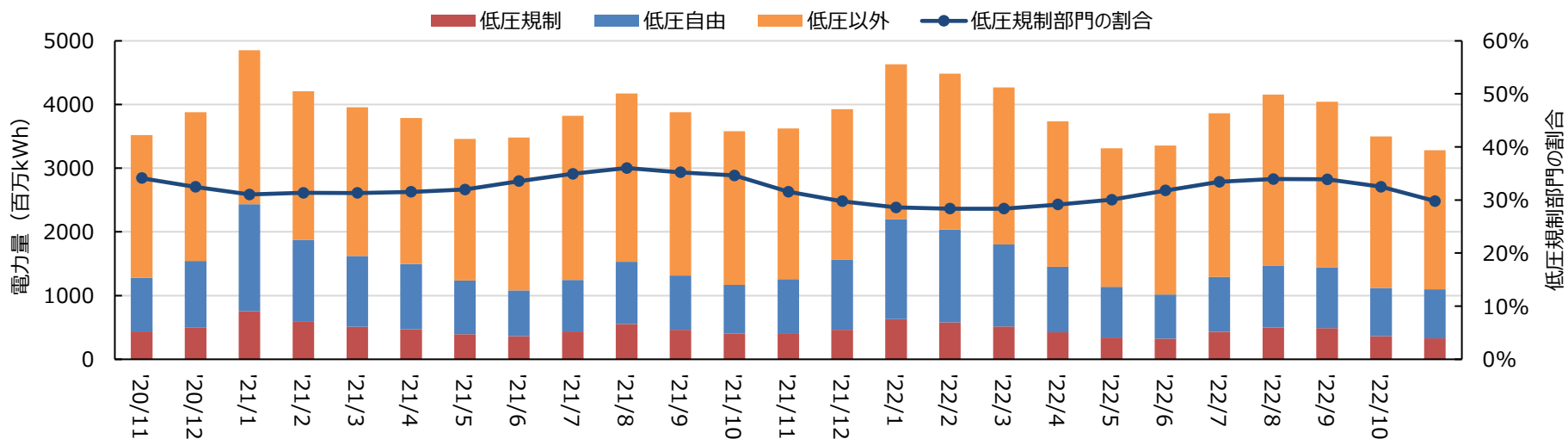


低圧契約口数と規制部門の割合（北陸電力）

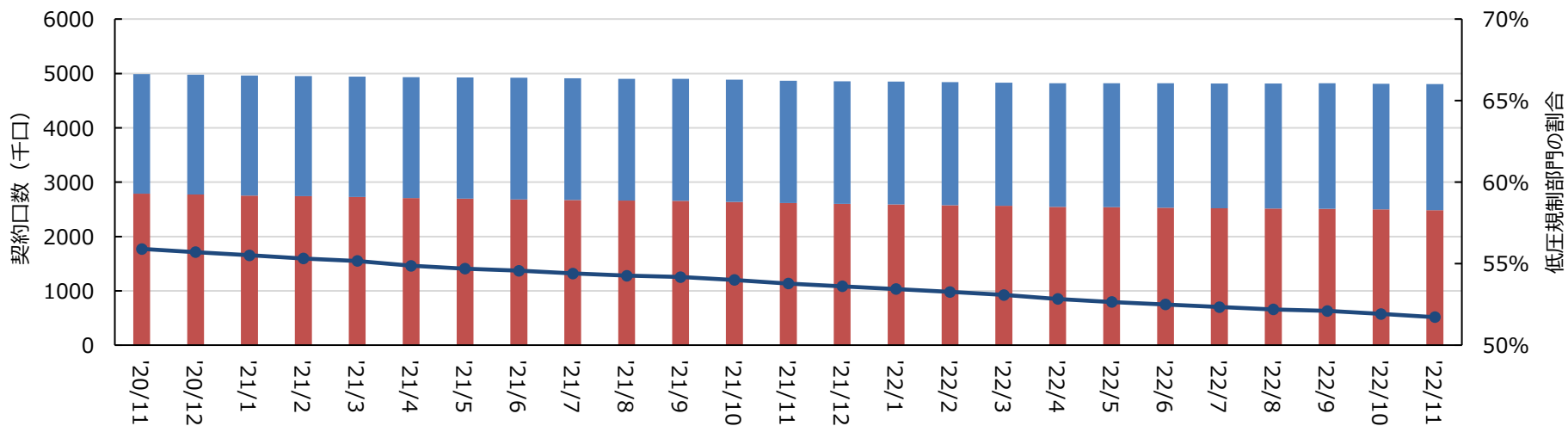


直近の需要実績の推移【中国電力】

電力量の月次実績（中国電力）

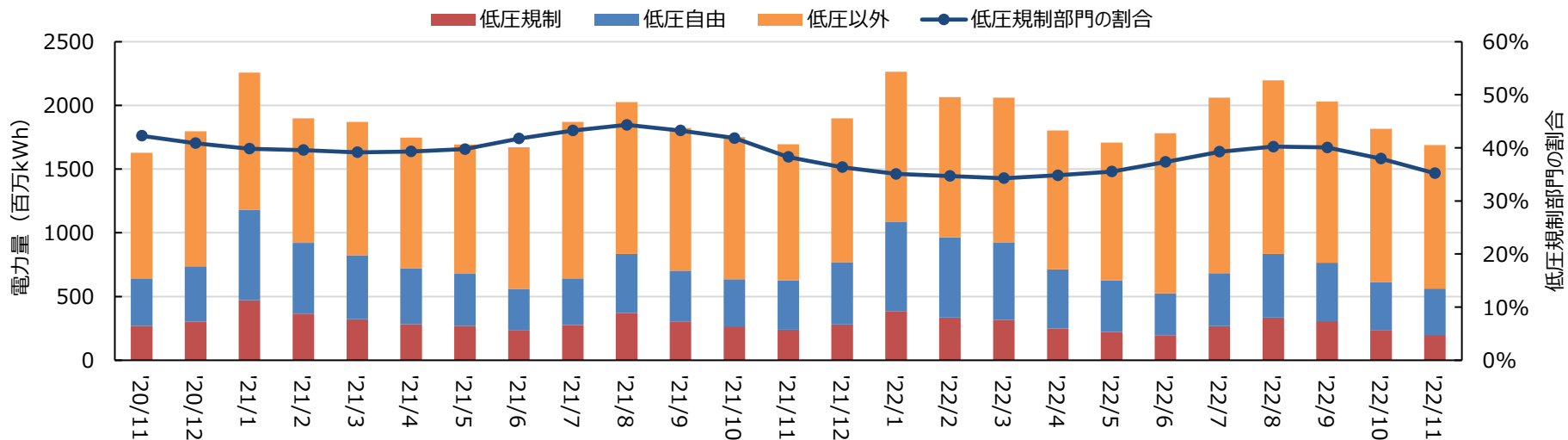


低圧契約口数と規制部門の割合（中国電力）

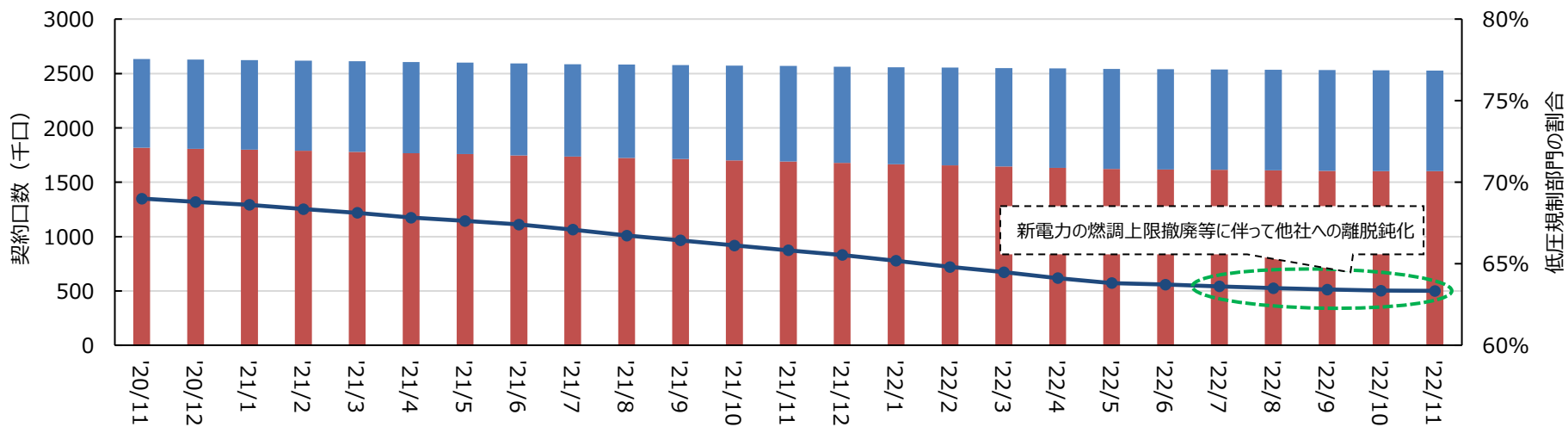


直近の需要実績の推移【四国電力】

電力量の月次実績（四国電力）

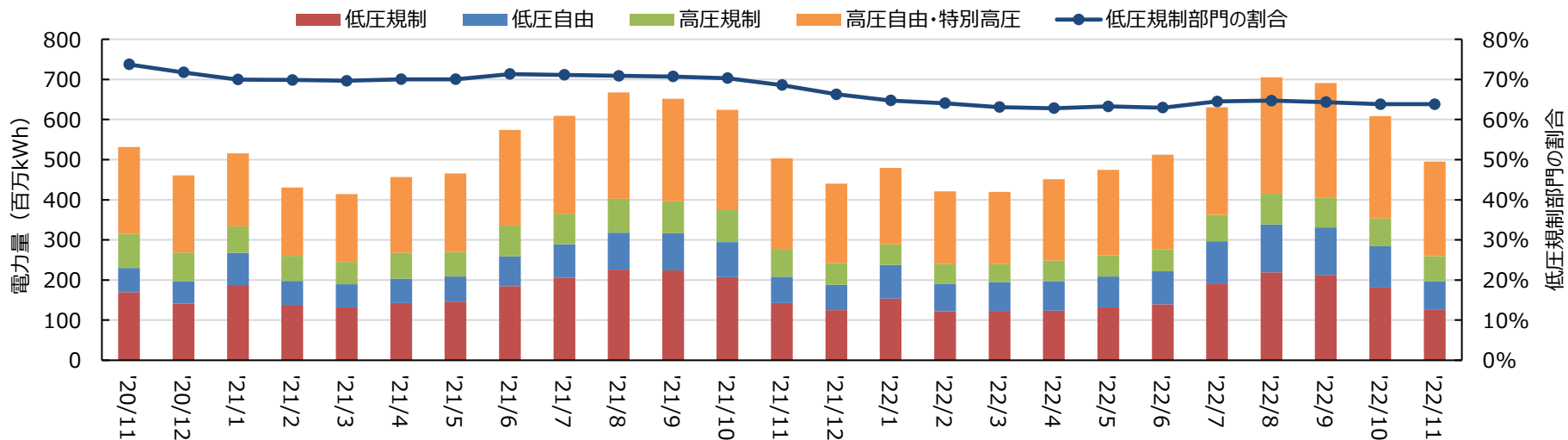


低圧契約口数と規制部門の割合（四国電力）

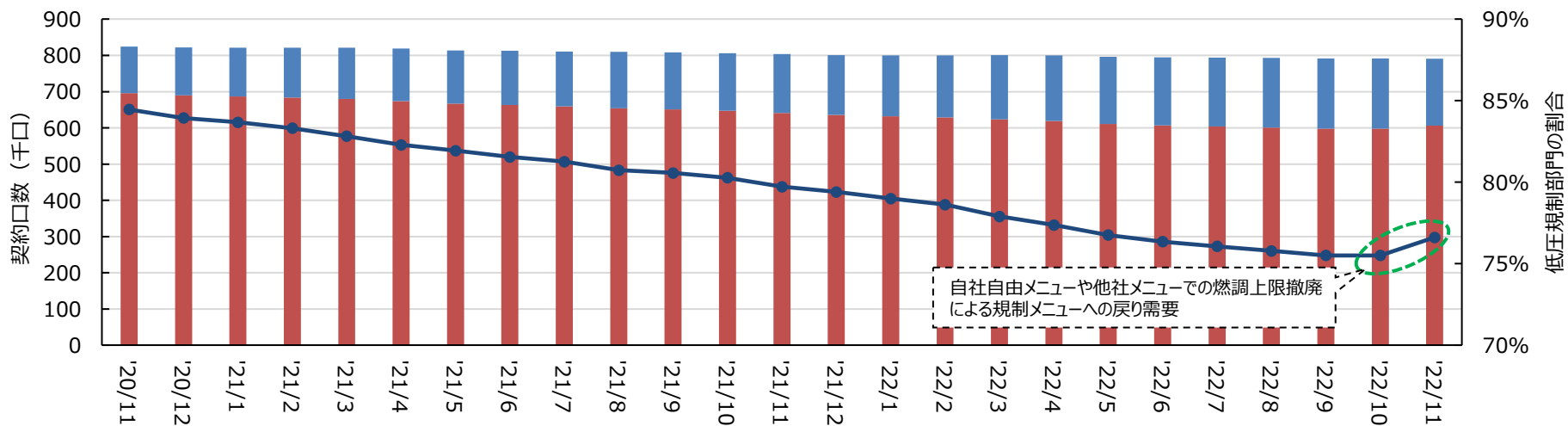


直近の需要実績の推移【沖縄電力】

電力量の月次実績（沖縄電力）



低圧契約口数と規制部門の割合（沖縄電力）



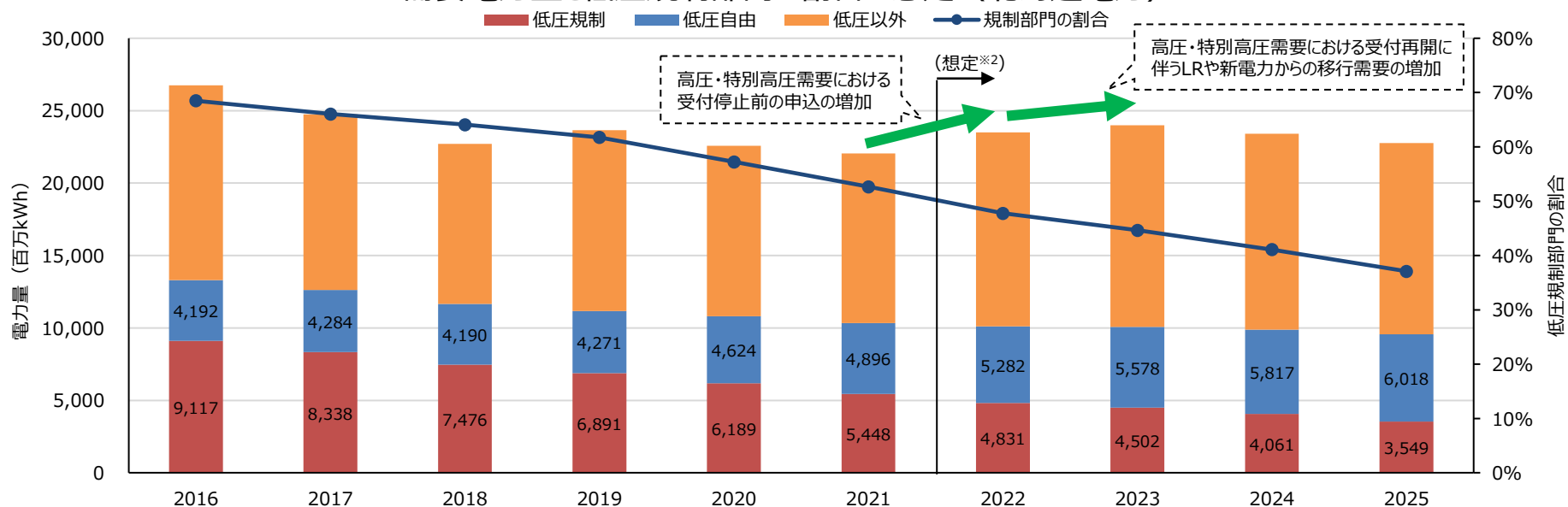
需要想定の数値の詳細【北海道電力】（1）

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）	13,309	12,622	11,666	11,162	10,813	10,344	10,113	10,080	9,878	9,567
うち規制部門（百万kWh）	9,117	8,338	7,476	6,891	6,189	5,448	4,831	4,502	4,061	3,549
対前年度変動（%）	-	▲ 8.5	▲ 10.3	▲ 7.8	▲ 10.2	▲ 12.0	▲ 11.3	▲ 6.8	▲ 9.8	▲ 12.6
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 6.0	▲ 5.6	▲ 5.4	▲ 7.0	▲ 5.5	▲ 2.5	▲ 1.3	▲ 3.0
	自社自由への移行	-	▲ 1.1	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.0	▲ 4.9	▲ 5.7	▲ 4.3	▲ 4.7
	気温・うるう影響	-	▲ 0.2	▲ 1.1	1.3	0.1	▲ 0.6	0.8	▲ 0.1	▲ 0.2
	節電効果等	-	0.0	▲ 1.9	▲ 0.9	0.0	▲ 0.2	▲ 1.5	▲ 1.5	▲ 0.1
	その他※1	-	▲ 1.2	0.1	▲ 1.1	▲ 1.3	▲ 0.8	▲ 2.4	0.4	▲ 1.8

注．電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分は除く。

※1 省エネ影響や需要構成の変化等に伴う原単位の変動を含む。

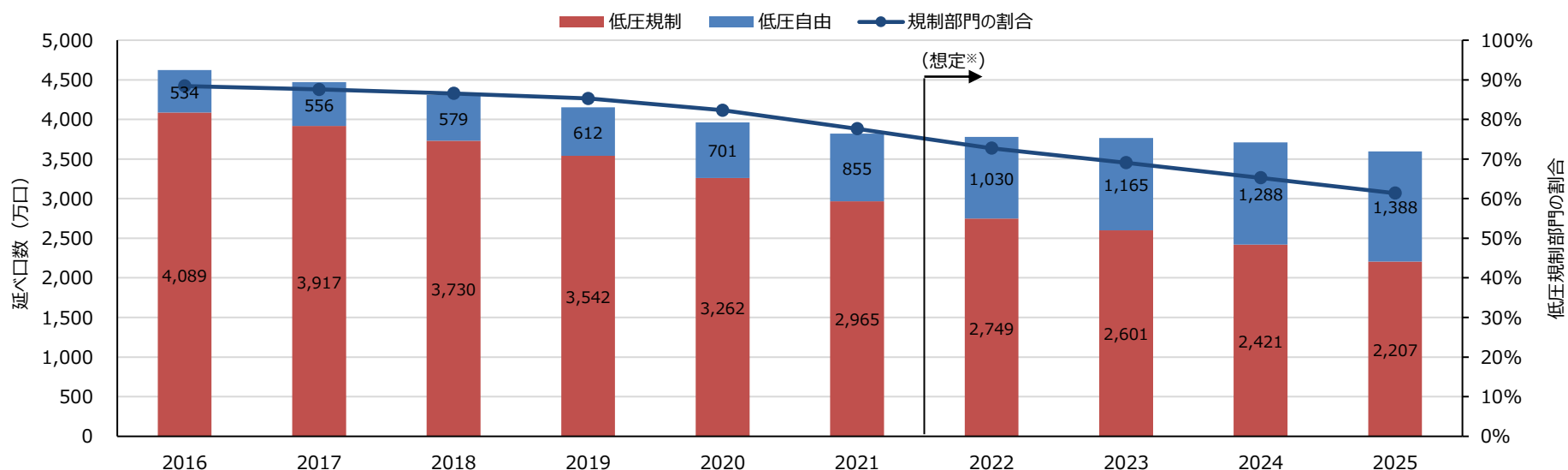
需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（北海道電力）



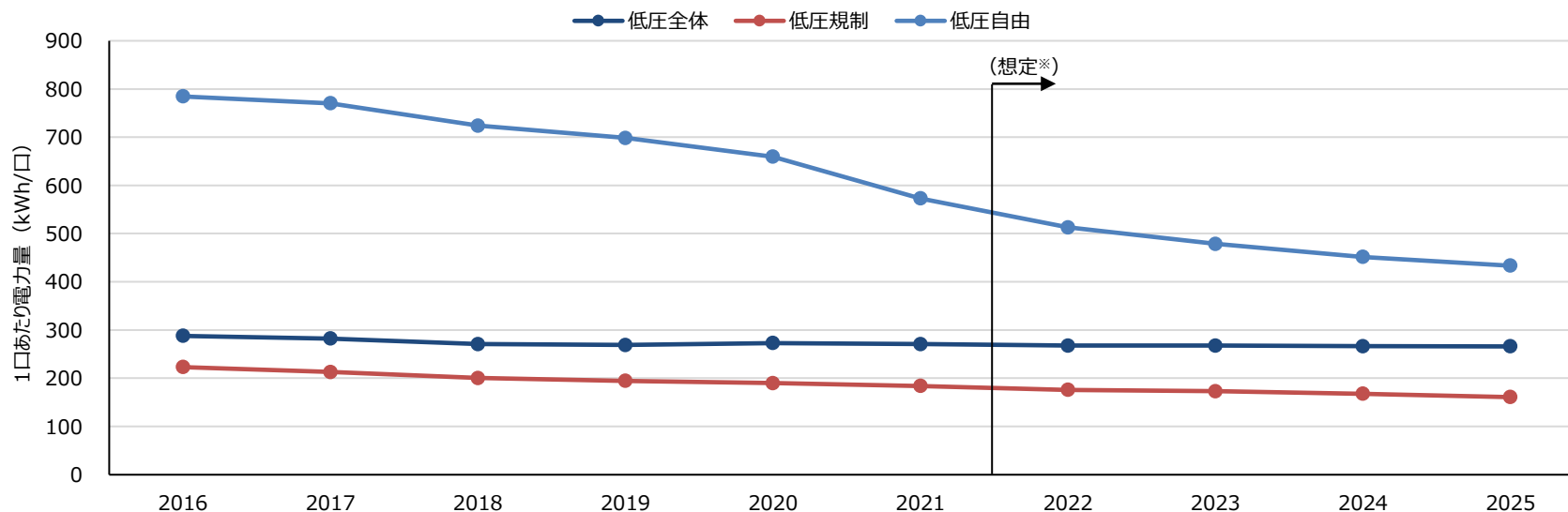
※2 2022年10月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【北海道電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合の想定（北海道電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口) の想定（北海道電力）



※ 2022年10月までは実績値。

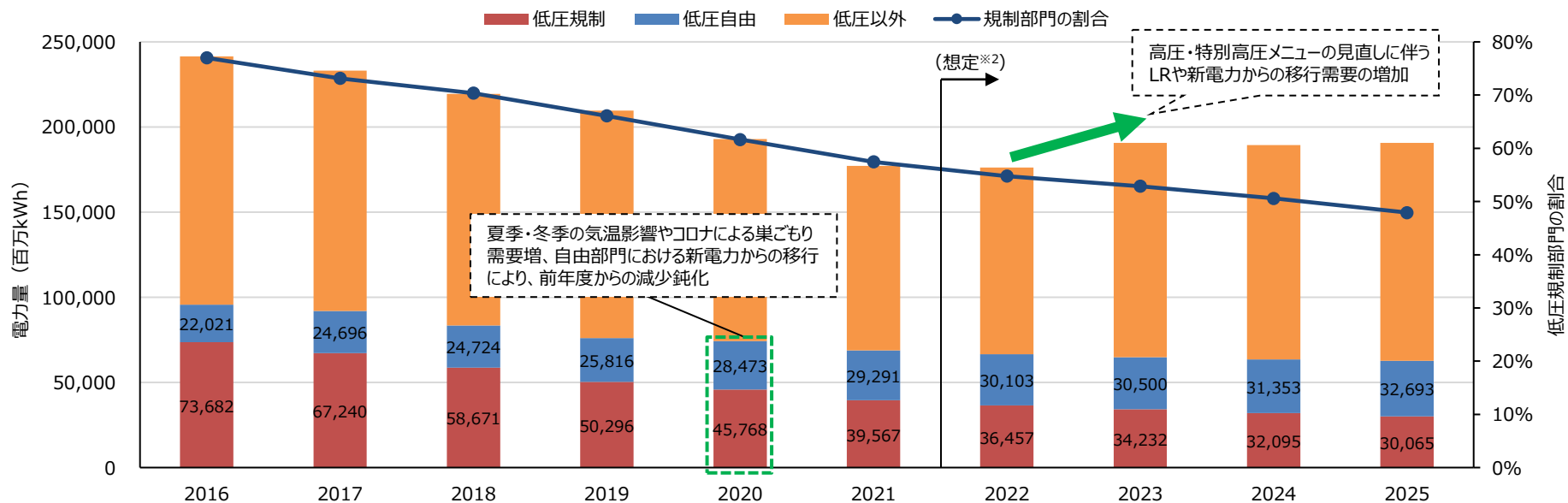
需要想定の数値の詳細【東京電力EP】（1）

年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		95,703	91,936	83,395	76,112	74,241	68,858	66,560	64,732	63,448	62,758
うち規制部門（百万kWh）		73,682	67,240	58,671	50,296	45,768	39,567	36,457	34,232	32,095	30,065
対前年度変動（%）		-	▲ 8.7	▲ 12.7	▲ 14.3	▲ 9.0	▲ 13.5	▲ 7.9	▲ 6.1	▲ 6.2	▲ 6.3
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 7.0	▲ 9.0	▲ 9.2	▲ 7.8	▲ 6.8	▲ 4.9	▲ 3.3	▲ 4.2	▲ 3.7
	自社自由への移行	-	▲ 3.0	▲ 2.2	▲ 2.9	▲ 2.7	▲ 1.7	▲ 1.5	▲ 1.6	▲ 2.0	▲ 2.4
	気温・うるう影響	-	2.4	▲ 0.9	▲ 1.4	2.1	▲ 1.9	1.1	▲ 1.6	0.0	▲ 0.0
	節電効果等※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	その他	-	▲ 1.1	▲ 0.7	▲ 0.7	▲ 0.7	▲ 3.0	▲ 2.6	0.3	▲ 0.0	▲ 0.2

注：電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分は除く。

※1 節電効果等の影響は、過去の実績傾向を踏まえた原単位で想定することで織込んでおり、これらの影響は「その他」欄でまとめて整理。

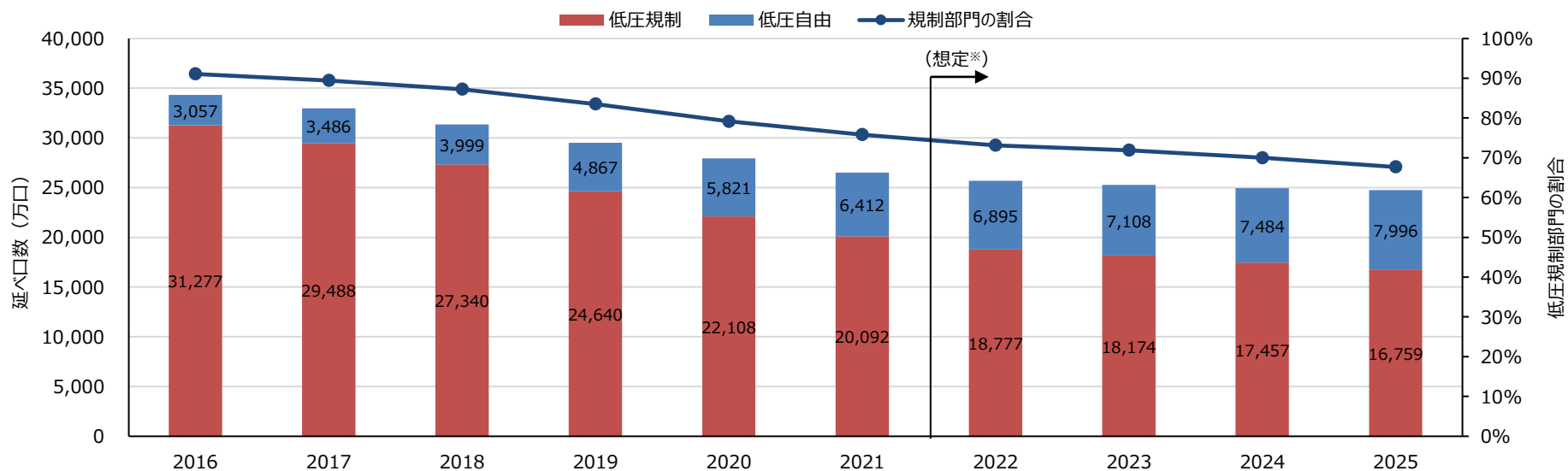
需要電力量と低圧規制部門の割合の想定（東京電力EP）



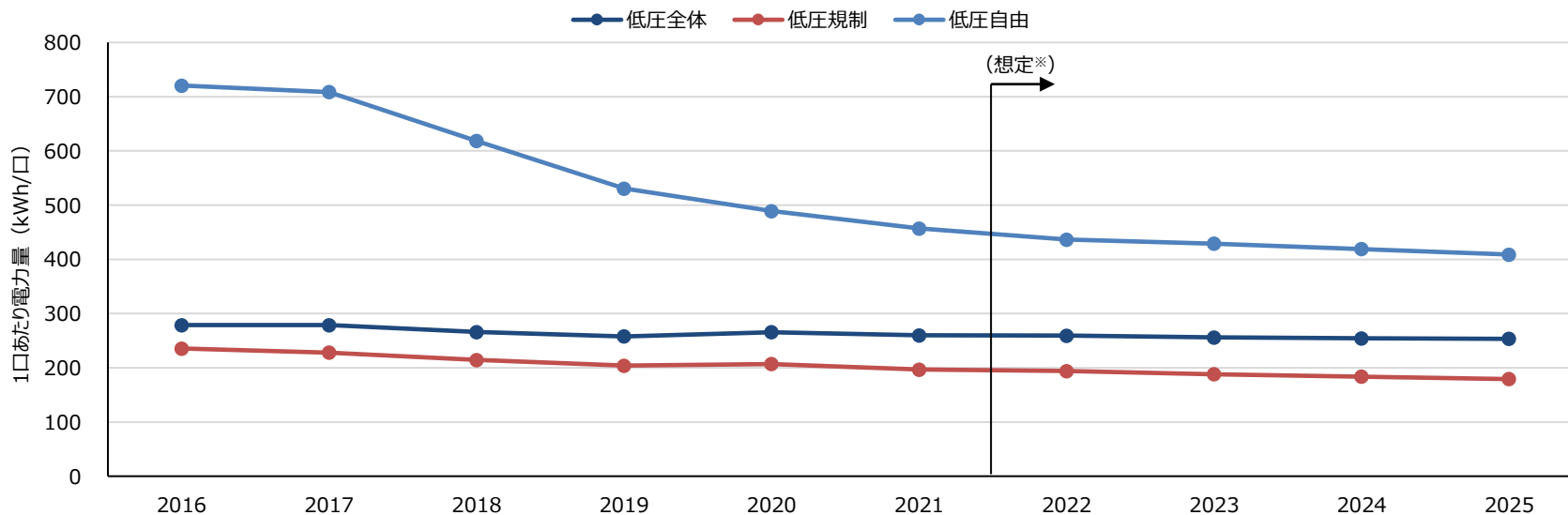
※2 2022年11月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【東京電力EP】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合の想定（東京電力EP）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（東京電力EP）



※ 2022年11月までは実績値。

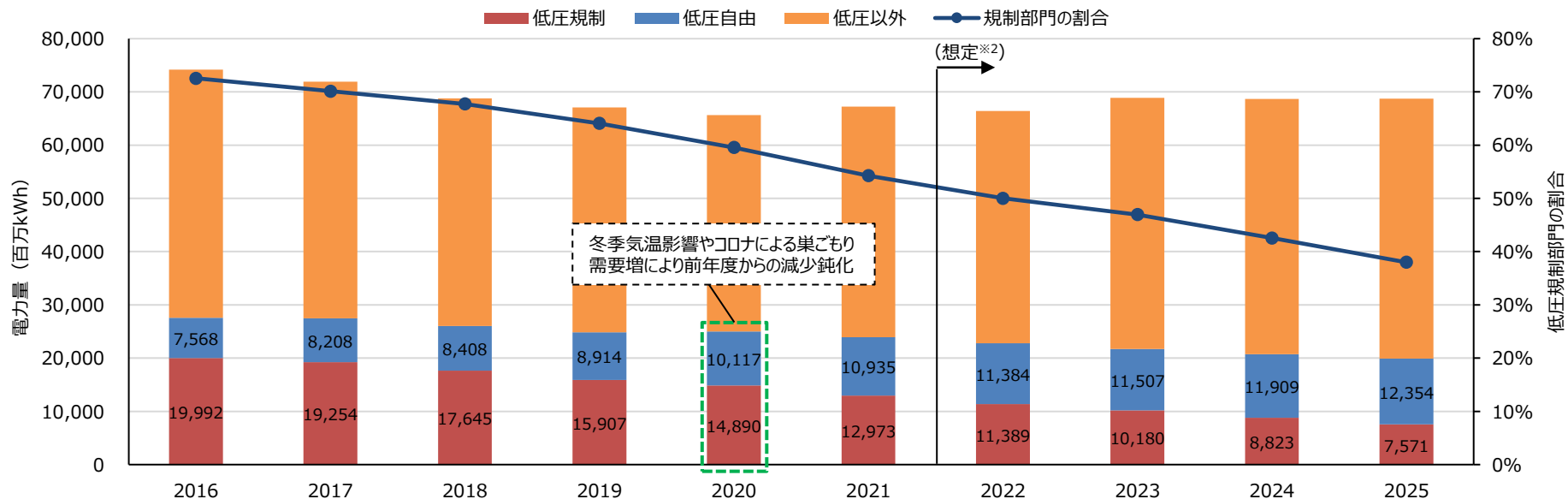
需要想定の数値の詳細【東北電力】（1）

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
低圧需要合計（百万kWh）	27,560	27,462	26,053	24,821	25,007	23,908	22,773	21,687	20,732	19,925	
うち規制部門（百万kWh）	19,992	19,254	17,645	15,907	14,890	12,973	11,389	10,180	8,823	7,571	
対前年度変動（%）	-	▲ 3.7	▲ 8.4	▲ 9.8	▲ 6.4	▲ 12.9	▲ 12.2	▲ 10.6	▲ 13.3	▲ 14.2	
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 4.2	▲ 3.6	▲ 3.8	▲ 5.5	▲ 4.3	▲ 1.4	▲ 5.0	▲ 3.0	▲ 2.9
	自社自由への移行	-	▲ 0.5	▲ 1.7	▲ 2.2	▲ 3.2	▲ 5.0	▲ 3.1	▲ 3.8	▲ 3.8	▲ 4.5
	気温・うるう影響	-	1.3	▲ 1.4	▲ 0.1	2.2	▲ 1.5	▲ 0.5	0.2	▲ 0.3	0.0
	節電効果等	-	-	-	-	-	-	▲ 1.9	0.1	0.4	0.3
	その他※1	-	▲ 0.3	▲ 1.7	▲ 3.7	0.1	▲ 2.1	▲ 5.3	▲ 2.1	▲ 6.6	▲ 7.1

注：電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分は除く。うるう補正なし。

※1 コロナ影響などの一過性影響や省エネ進展による原単位の減少、空家の増加や住宅着工数の減少等に伴う契約口数の減少を含む。

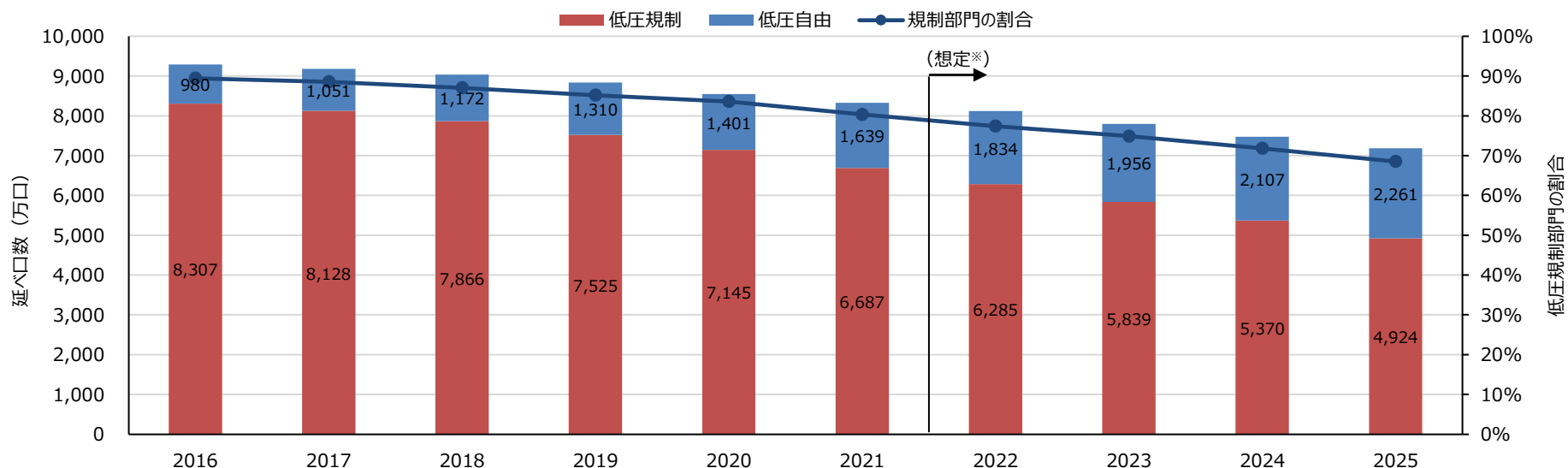
需要電力量と低圧規制部門の割合（東北電力）



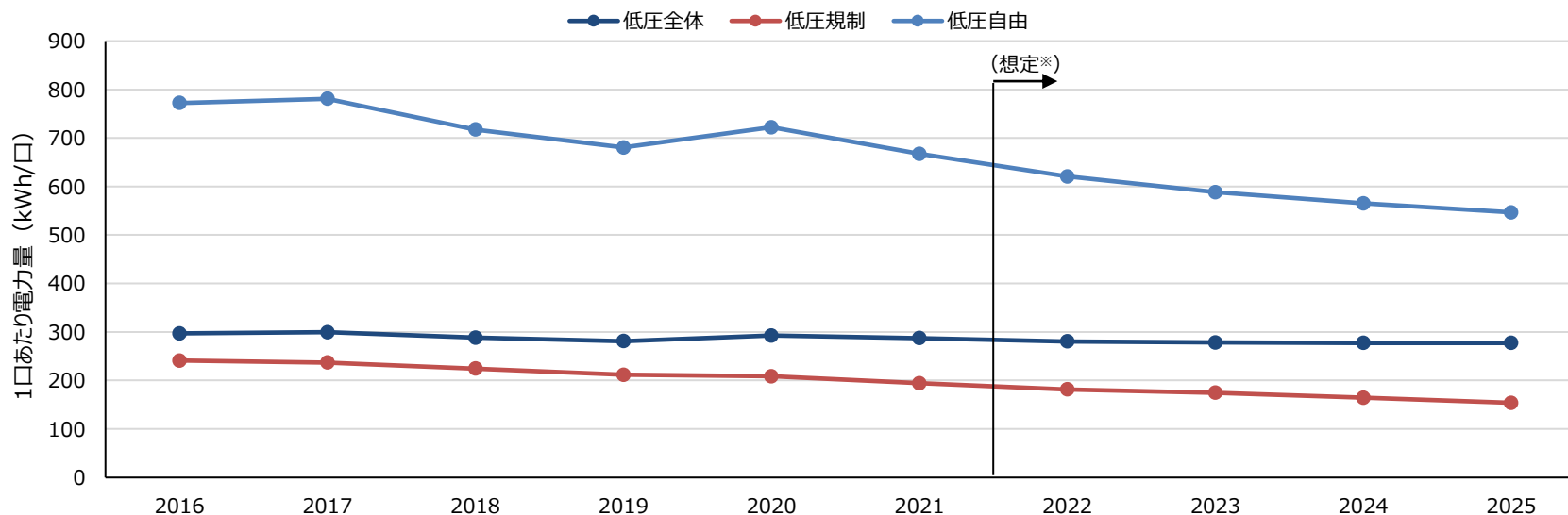
※2 2022年7月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【東北電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（東北電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（東北電力）



※ 2022年7月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【北陸電力】（1）

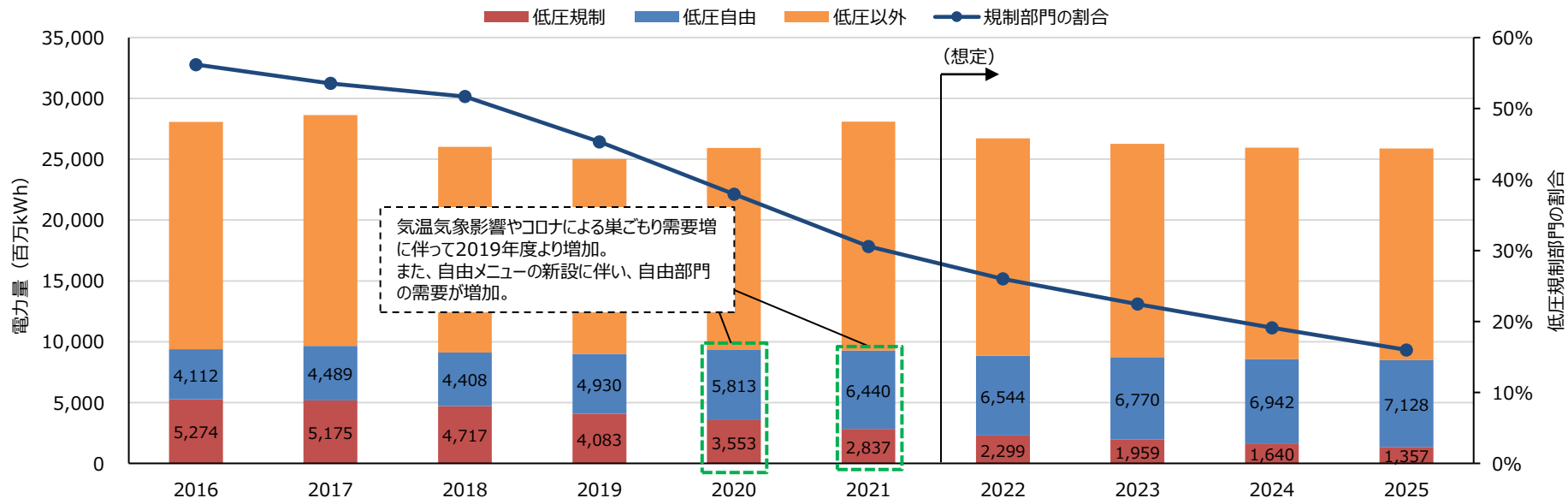
年度		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）		9,387	9,664	9,125	9,014	9,367	9,277	8,843	8,729	8,582	8,485
うち規制部門（百万kWh）		5,274	5,175	4,717	4,083	3,553	2,837	2,299	1,959	1,640	1,357
対前年度変動（%）		-	▲ 1.9	▲ 8.9	▲ 13.4	▲ 13.0	▲ 20.2	▲ 19.0	▲ 14.8	▲ 16.3	▲ 17.3
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 2.1	▲ 2.1	▲ 2.2	▲ 2.3	▲ 1.8	▲ 1.7	▲ 2.3	▲ 2.2	▲ 2.3
	自社自由への移行	-	▲ 0.1	▲ 0.8	▲ 3.9	▲ 7.1	▲ 8.9	▲ 8.4	▲ 7.6	▲ 8.4	▲ 9.5
	気温・うるう影響	-	2.9	▲ 2.0	▲ 1.3	3.2	▲ 1.4	▲ 2.5	0.2	▲ 0.3	0.0
	節電効果等※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	その他※2	-	▲ 2.6	▲ 4.0	▲ 6.0	▲ 6.8	▲ 8.1	▲ 6.4	▲ 5.1	▲ 5.4	▲ 5.5

注：電力量は使用端。域外需要を含む。気温・うるう補正なし。自社消費分は除く。コロナ影響実績を補正の上で想定。

※1 節電効果の影響は「その他」欄の影響とともにまとめて織込んでいるため、「その他」欄にてまとめて整理。

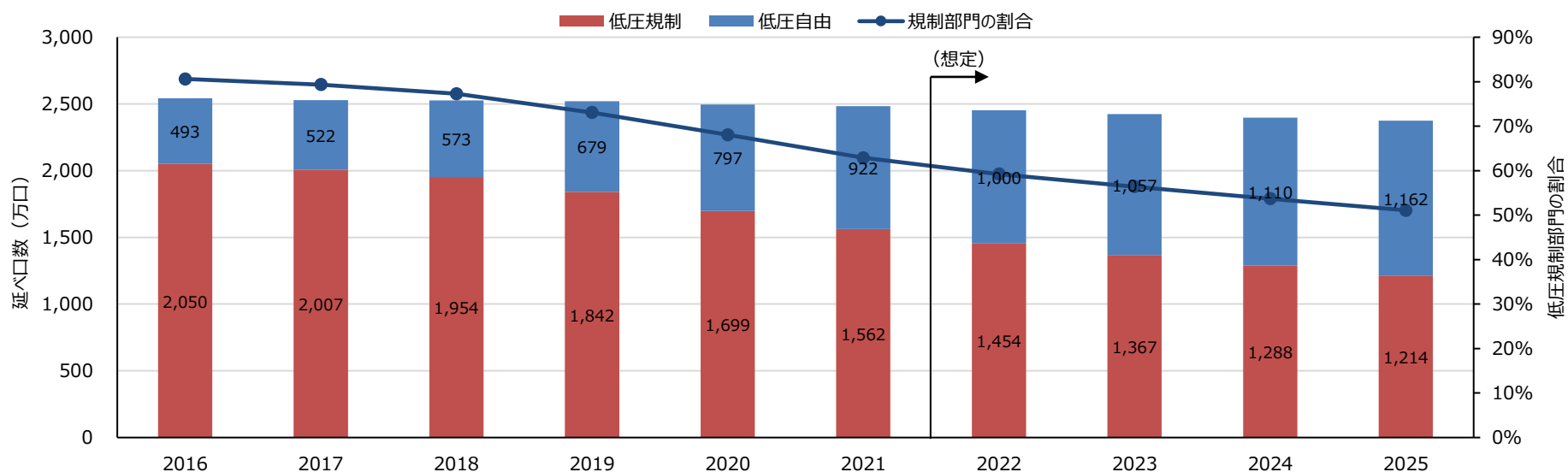
※2 主に省エネの進展を含む。

需要電力量と低圧規制部門の割合（北陸電力）

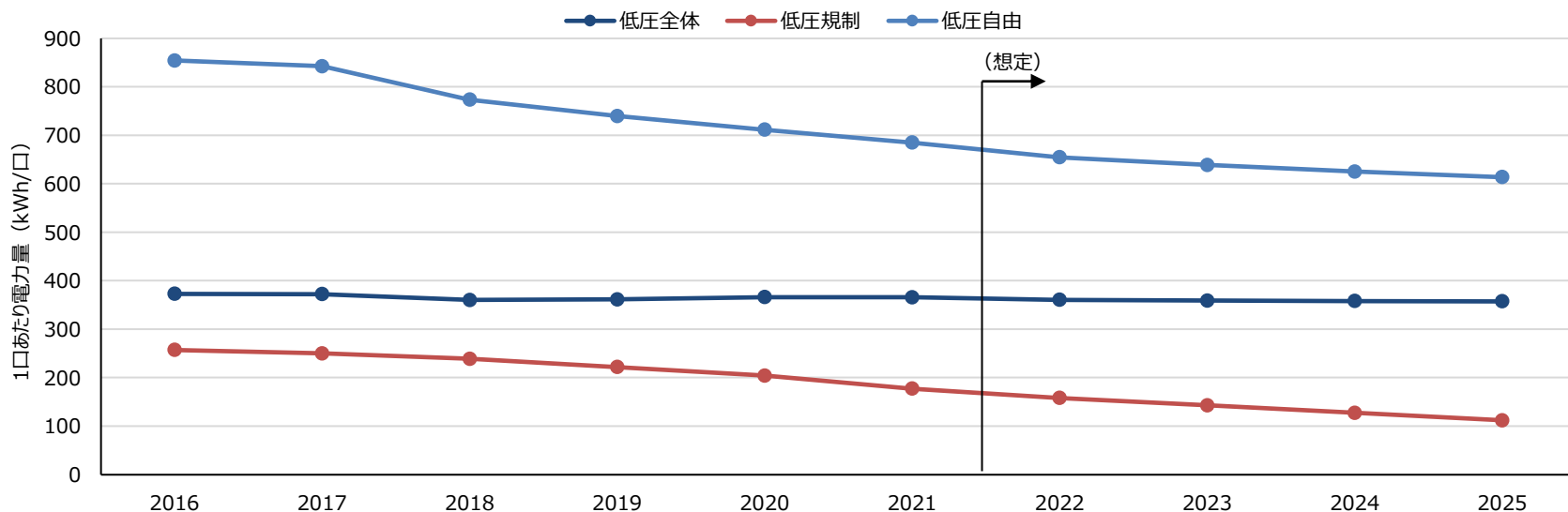


需要想定の数値の詳細【北陸電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（北陸電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（北陸電力）



注. 気温・うるう補正あり。コロナ影響実績を補正の上で想定。

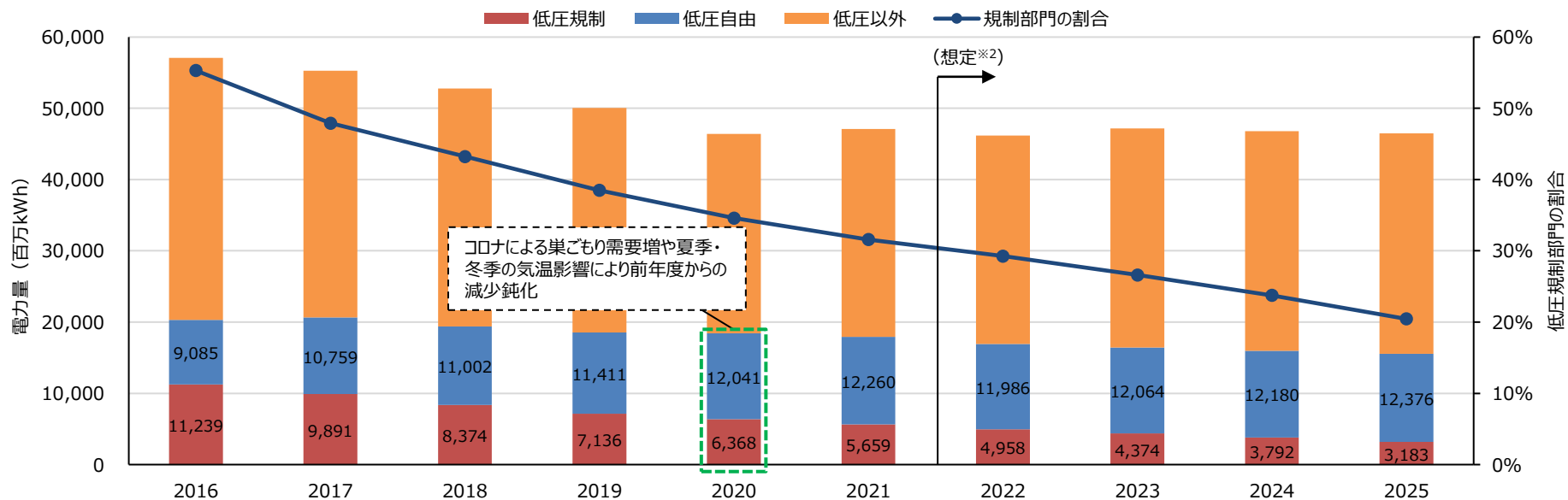
需要想定の数値の詳細【中国電力】（1）

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
低圧需要合計（百万kWh）	20,325	20,650	19,376	18,548	18,410	17,919	16,944	16,438	15,973	15,559
うち規制部門（百万kWh）	11,239	9,891	8,374	7,136	6,368	5,659	4,958	4,374	3,792	3,183
対前年度変動（%）	-	▲ 12.0	▲ 15.3	▲ 14.8	▲ 10.8	▲ 11.1	▲ 12.4	▲ 11.8	▲ 13.3	▲ 16.1
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 2.2	▲ 3.2	▲ 2.9	▲ 4.0	▲ 4.9	▲ 5.6	▲ 2.1	▲ 4.2
	自社自由への移行	-	▲ 11.4	▲ 8.0	▲ 9.5	▲ 7.0	▲ 3.3	▲ 3.2	▲ 5.1	▲ 6.3
	気温・うるう影響	-	1.3	▲ 2.4	▲ 1.9	1.5	0.2	0.2	▲ 0.5	▲ 0.3
	節電効果等※1	-	-	-	-	-	-	▲ 0.4	▲ 0.2	0.1
	その他	-	0.3	▲ 1.7	▲ 0.4	▲ 1.3	▲ 3.2	▲ 3.4	▲ 3.8	▲ 3.1

注．電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要を含む。自社消費分を除く。

※1 2022年度以降の節電効果を記載。

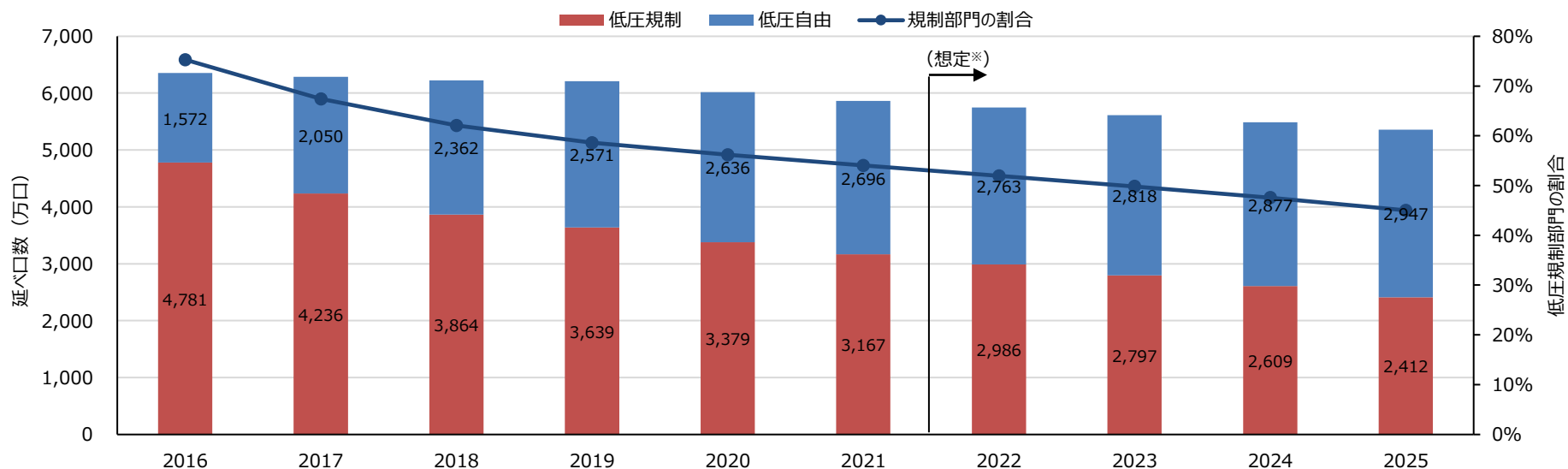
需要電力量と低圧規制部門の割合（中国電力）



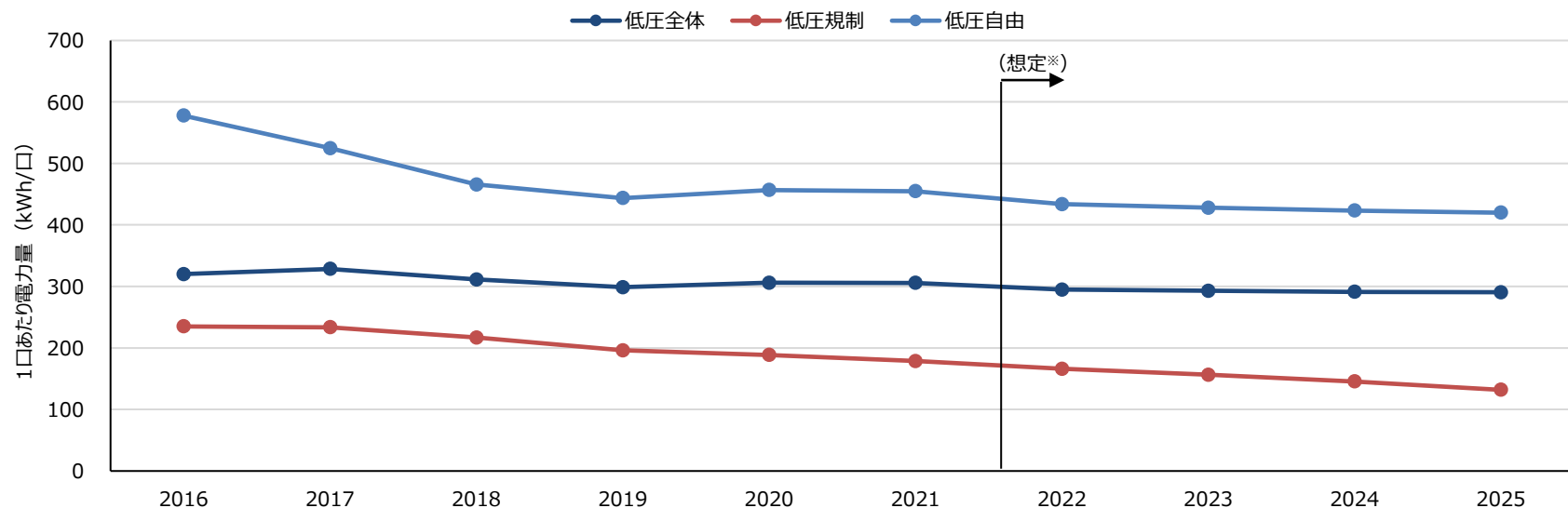
※2 2022年7月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【中国電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（中国電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（中国電力）



※ 2022年7月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【四国電力】（1）

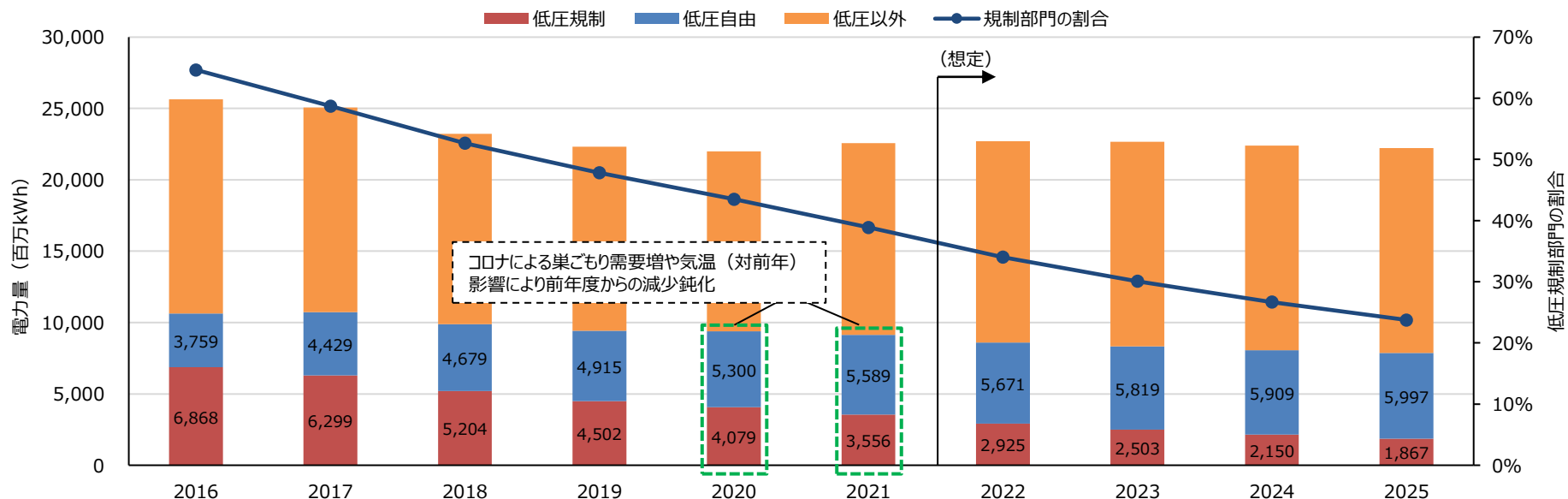
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
低圧需要合計（百万kWh）	10,627	10,728	9,883	9,417	9,380	9,145	8,596	8,322	8,059	7,864	
うち規制部門（百万kWh）	6,868	6,299	5,203	4,502	4,079	3,556	2,925	2,503	2,150	1,867	
対前年度変動（%）	-	▲ 8.3	▲ 17.4	▲ 13.5	▲ 9.4	▲ 12.8	▲ 17.7	▲ 14.4	▲ 14.1	▲ 13.2	
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	▲ 3.6	▲ 6.0	▲ 5.2	▲ 6.9	▲ 5.8	▲ 8.5	▲ 7.7	▲ 6.5	▲ 5.4
	自社自由への移行	-	▲ 7.3	▲ 6.4	▲ 6.1	▲ 4.8	▲ 7.1	▲ 6.4	▲ 6.1	▲ 6.5	▲ 6.9
	気温・うるう影響	-	2.6	▲ 3.8	▲ 1.0	0.8	0.4	▲ 0.3	0.2	▲ 0.3	-
	節電効果等※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	その他※1	-	▲ 0.1	▲ 1.2	▲ 1.2	1.6※2	▲ 0.3	▲ 2.6	▲ 0.8	▲ 0.8	▲ 0.8

注：電力量は使用端。域外需要を含む。自社消費分を除く。

※1 省エネ機器の普及や節電効果等は、過去の実績傾向を踏まえた原単位にて想定することで織込んでおり、これらの影響は「その他」欄にてまとめて整理。

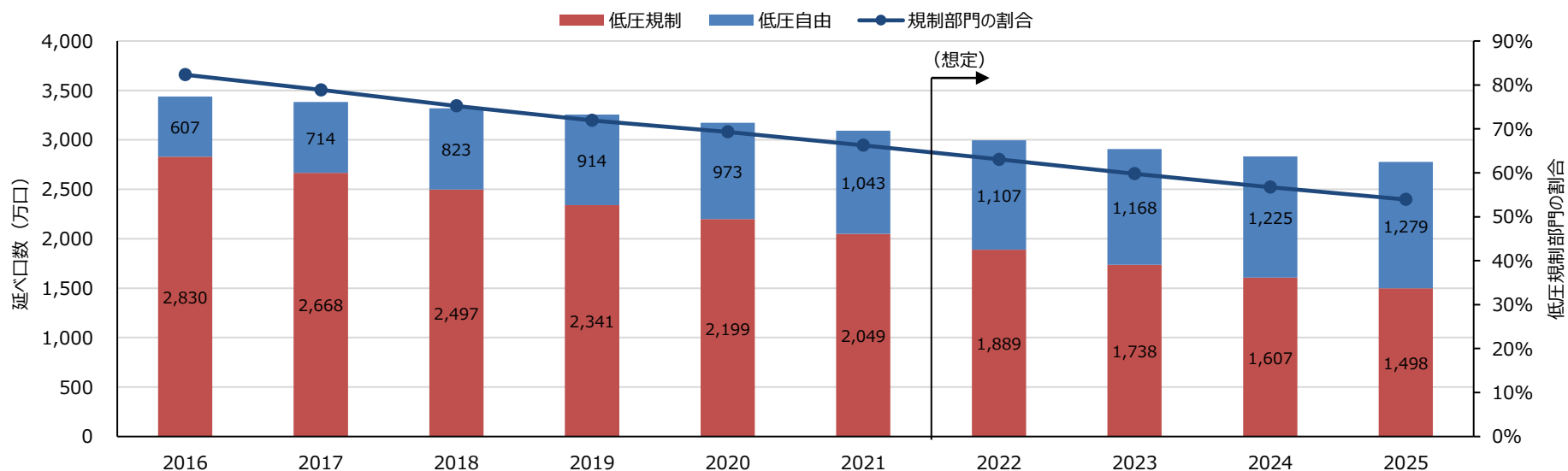
※2 コロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。

需要電力量と低圧規制部門の割合（四国電力）

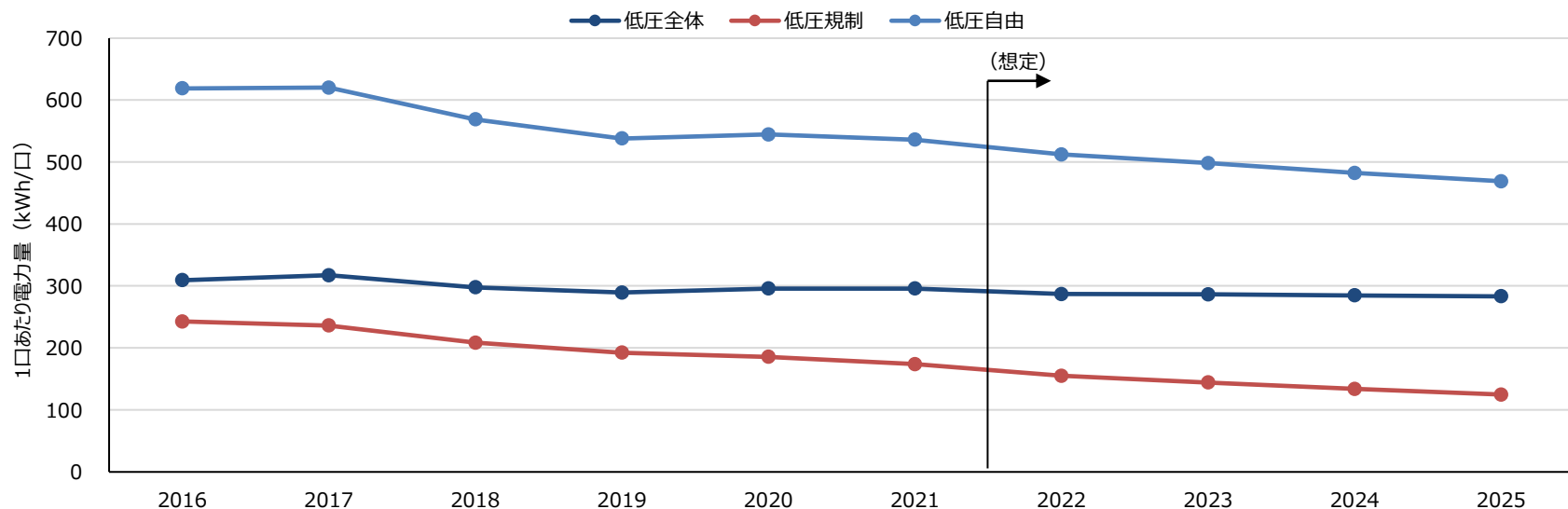


需要想定の数値の詳細【四国電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（四国電力）



1口あたりの電力量 (kWh/口)（四国電力）



需要想定の数値の詳細【沖縄電力】（1）

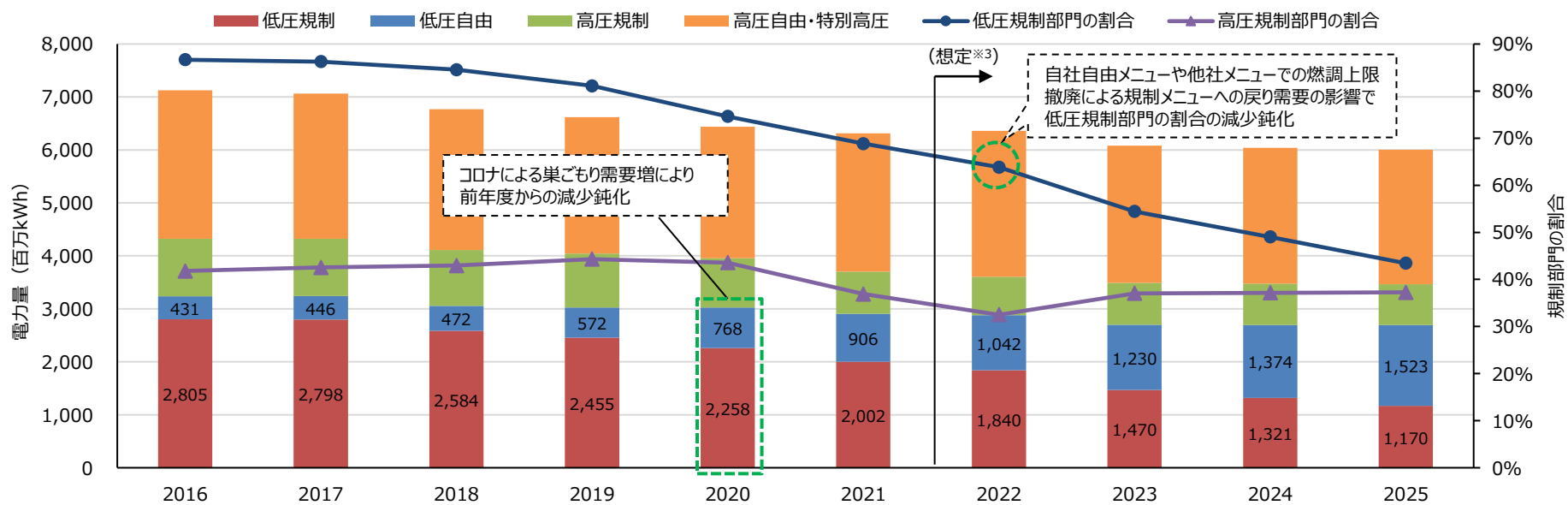
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
低圧需要合計（百万kWh）	3,236	3,244	3,056	3,027	3,026	2,908	2,882	2,700	2,695	2,693	
うち規制部門（百万kWh）	2,805	2,798	2,584	2,455	2,258	2,002	1,840	1,470	1,321	1,170	
対前年度変動（%）	-	▲ 0.2	▲ 7.6	▲ 5.0	▲ 8.0	▲ 11.3	▲ 8.1	▲ 20.1	▲ 10.1	▲ 11.4	
主な内訳	他社離脱（戻り含む）	-	0.0	▲ 0.4	▲ 3.1	▲ 4.6	▲ 3.9	▲ 3.8	▲ 4.3	▲ 1.7	▲ 1.9
	自社自由への移行	-	0.0	▲ 1.1	▲ 1.6	▲ 4.5	▲ 4.8	▲ 4.9	▲ 9.2	▲ 8.3	▲ 9.2
	気温・うるう影響	-	▲ 0.6	▲ 1.4	0.2	0.4	▲ 0.5	0.2	▲ 1.0	0.0	0.0
	節電効果等※1	-	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.5	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3
	その他※2	-	0.8	▲ 4.3	0.0	1.2	▲ 1.6	0.7	▲ 5.3	0.2	0.0

注：電力量は使用端。域外需要を含む。2016～19年度は離島需要・最終保障需要を含む。自社消費分を除く。

※1 従量電灯等における原単位の減少影響分を節電（省エネ含む）とみなして試算。

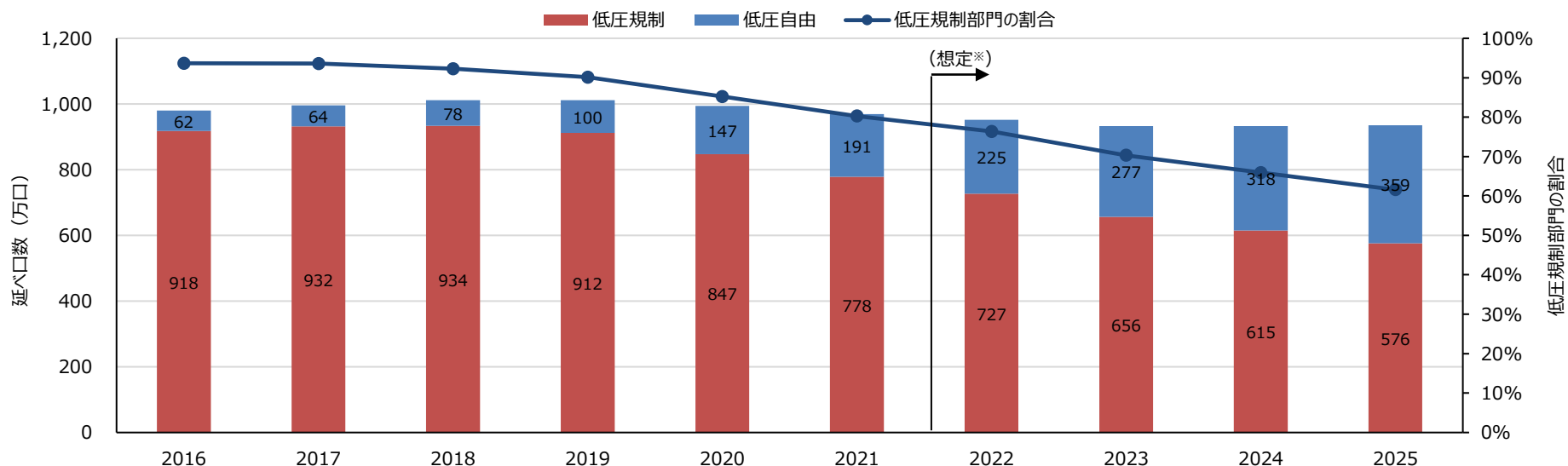
※2 台風による需要の減少やコロナ禍における巣ごもり需要の増加による影響を含む。

需要電力量と規制部門の割合（沖縄電力）

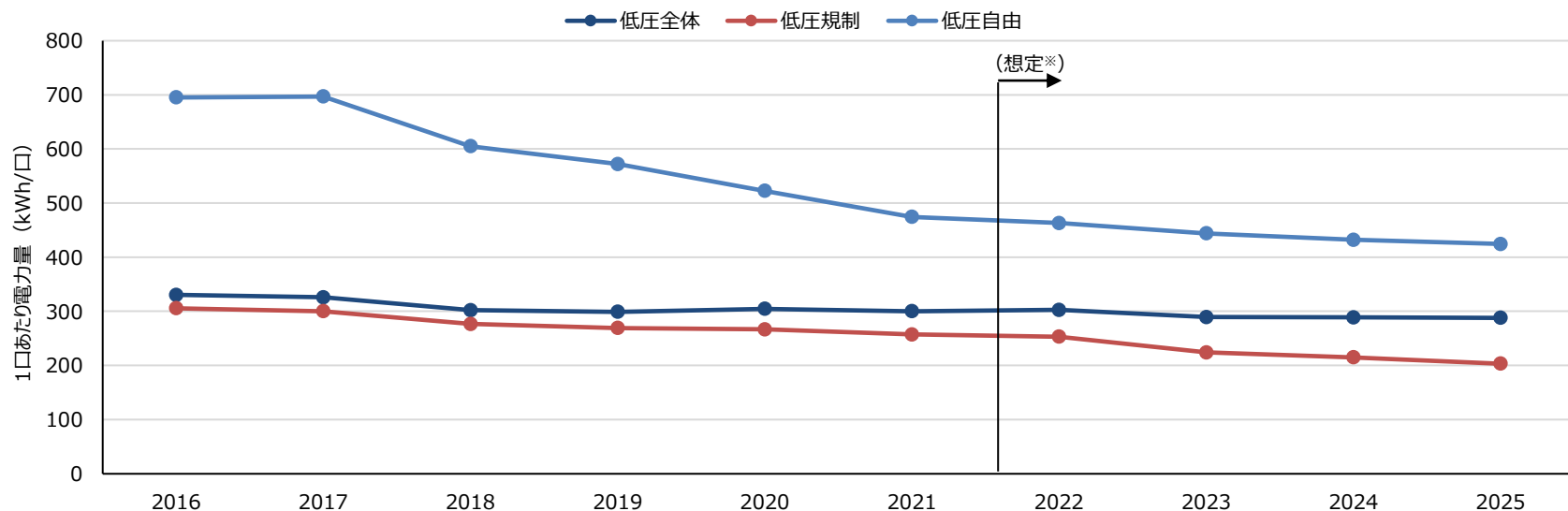


需要想定の数値の詳細【沖縄電力】（2）

低圧延べ口数と低圧規制部門の割合（沖縄電力）



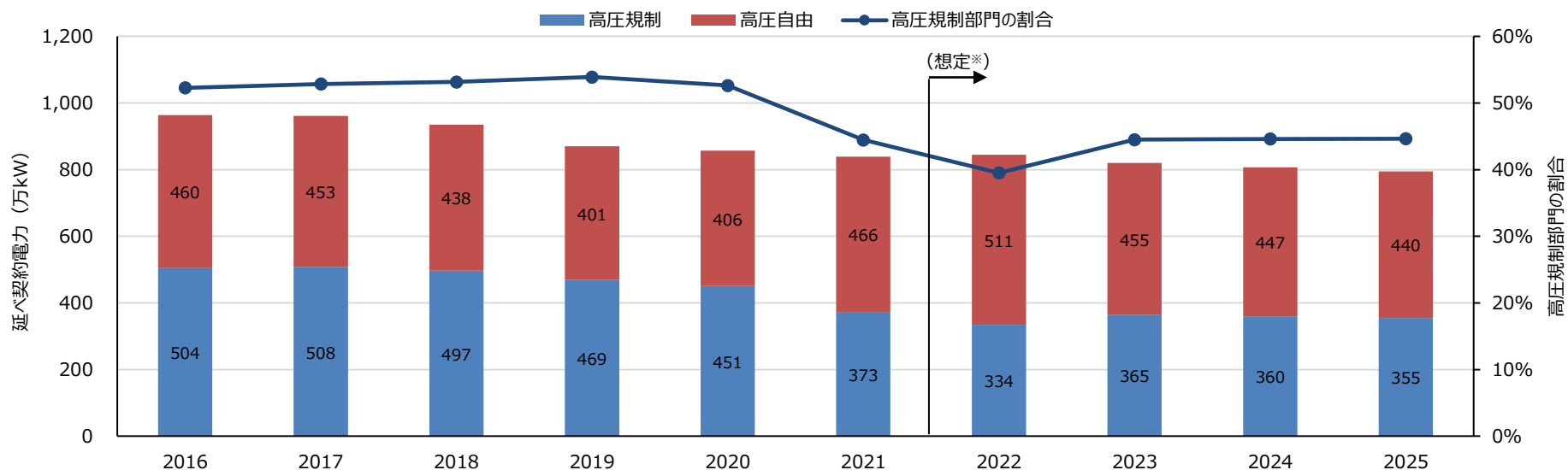
1口あたりの電力量（kWh/口）（沖縄電力）



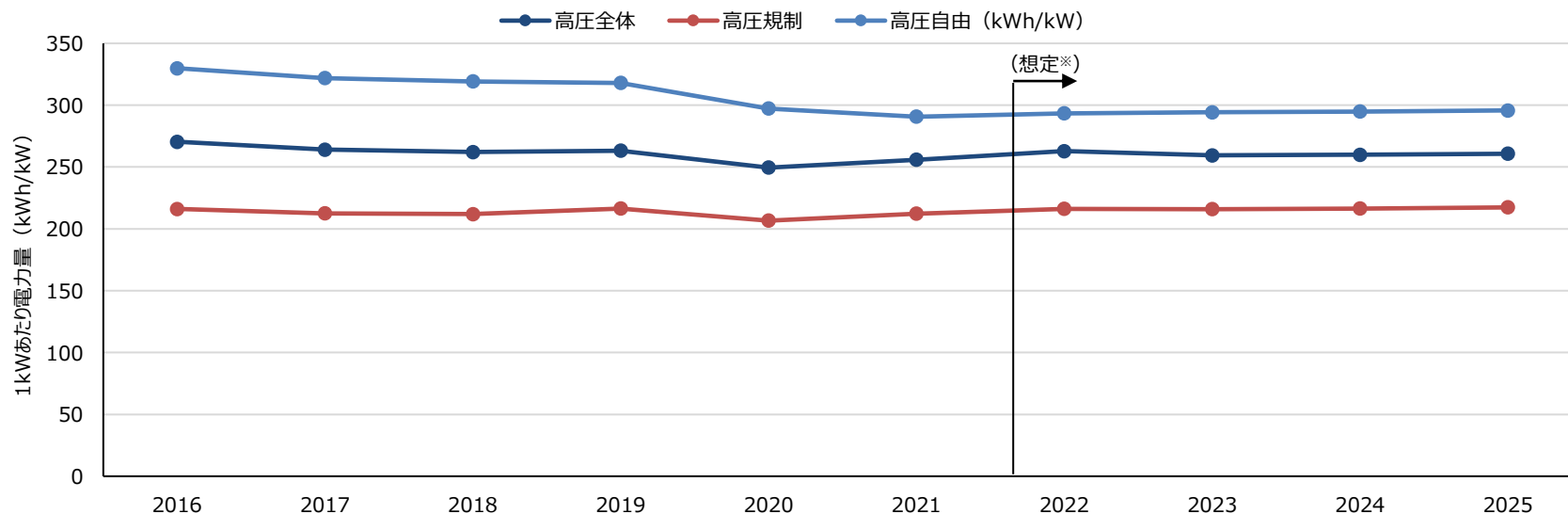
※ 2022年11月までは実績値。

需要想定の数値の詳細【沖縄電力】（3）

高圧延べ契約電力と高圧規制部門の割合（沖縄電力）



1kWあたりの電力量（kWh/kW）（沖縄電力）



※ 2022年11月までは実績値。

1. 「需要想定・供給力」の位置づけ

2. 各事業者の需要想定

3. 各事業者の供給力

各事業者の「供給力」の考え方（北海道・東京）

- 北海道電力・東京電力EPによれば、今回申請に係る「供給力」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画からの変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	
北海道電力	290	266	261	・ なし
東京電力EP	2,251	2,350	2,368	<ul style="list-style-type: none">・ 柏崎刈羽原発7・6号機の再稼働を追加織込（+119億kWh）・ 供給計画における調達先未定分の減少（▲119億kWh）・ 火力の作業計画の変更（+3億kWh）・ 水力の作業計画の変更（▲3億kWh）

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「供給力」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。
供給計画については「2023年度供給計画（本年3月提出予定）」による。

各事業者の「供給力」の考え方（5事業者）

- 各事業者によれば、今回申請に係る「供給力」の「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	今回申請に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画からの変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	
東北電力	910	919	904	<ul style="list-style-type: none"> 女川原発2号機の再稼働を追加織込（+38.7億kWh） 市場調達量を削減（▲38.7億kWh）
北陸電力	275	271	270	<ul style="list-style-type: none"> 志賀原発2号機の再稼働を追加織込（+9億kWh） 供給計画において余力となっている電源の市場売買及び相対卸への追加計上（▲9億kWh） 火力の変動（+1億kWh） 水力の作業計画の変更（▲1億kWh） <p>（※左記の供給電力量は、自家消費分（2億kWh）を含まない値。）</p>
中国電力	500	495	493	<ul style="list-style-type: none"> 島根原発2号機の再稼働織込（+43.3億kWh） 上記見直しに伴う火力発電の稼働見直し等（▲43.3億kWh）
四国電力	239	236	235	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画における調達先未定分は、市場及び他社販売等に織込。
沖縄電力	69	69	69	<ul style="list-style-type: none"> なし

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「供給力」と「供給計画」の電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

【参考】「供給計画」における供給力の算定方法（北海道・東京）

- 北海道電力・東京電力EPによれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
北海道電力	<ul style="list-style-type: none">• 水力は過去実績等から算定。• 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。	<ul style="list-style-type: none">• 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。• 他社新エネ（太陽光、風力、バイオマス、地熱）は過去実績等から算定。• 国内炭、LNG、一部石油の調達契約の影響により国内炭機、LNG機、石油機は利用率が低下。
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none">• 原子力はベースロード運用。• 新エネ（太陽光、風力）は過去実績等から算定。• 水力は過去実績等から算定。• 火力はメリットオーダー運用。	<ul style="list-style-type: none">• 東京電力EPは自社電源を持たず、全て他社電源又は市場調達。• 水力は事業者計画等を考慮。• 火力は契約や事業者補修計画等を踏まえて算定。

【参考】「供給計画」における供給力の算定方法（5事業者）

- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 水力は過去実績等から算定。 新エネ（地熱）は出力想定等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力、廃棄物）は過去実績や契約見込から算定。
北陸電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者供給計画を考慮。 他社新エネ（太陽光）は事業者供給計画や過去実績から算定。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力）は過去実績や設備量から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネは過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社火力は契約に基づく受電利用率制約を考慮。 発電コストより市況価格が安価であれば取引所より調達、高価であれば販売。 LNGはタンク1基制約により均等配船で計画的に消費するため、年間発電量がほぼ一定。
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネは過去実績等から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG機はLNG調達量に見合う利用率で運用。