

その他費用の検証結果について (修繕費・託送料)

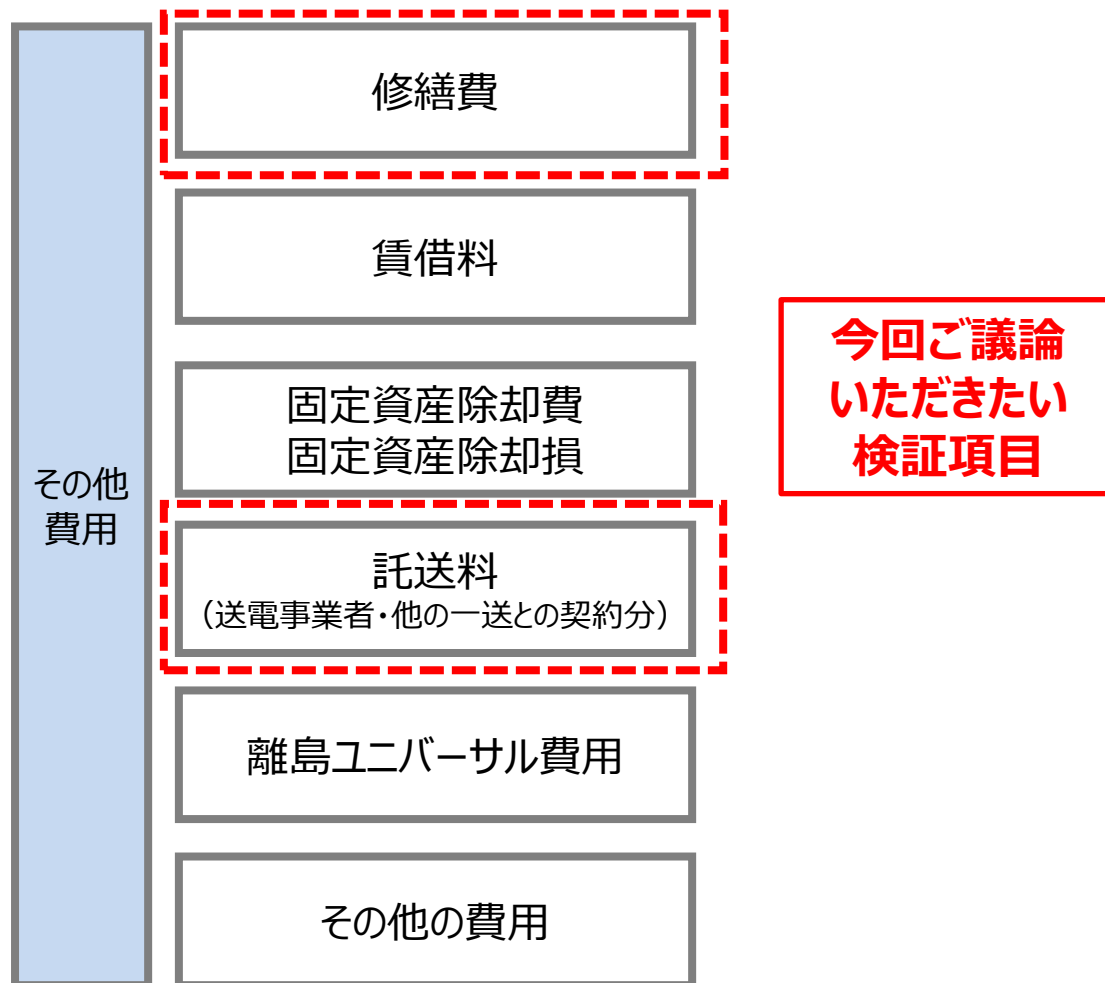
第23回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年10月26日



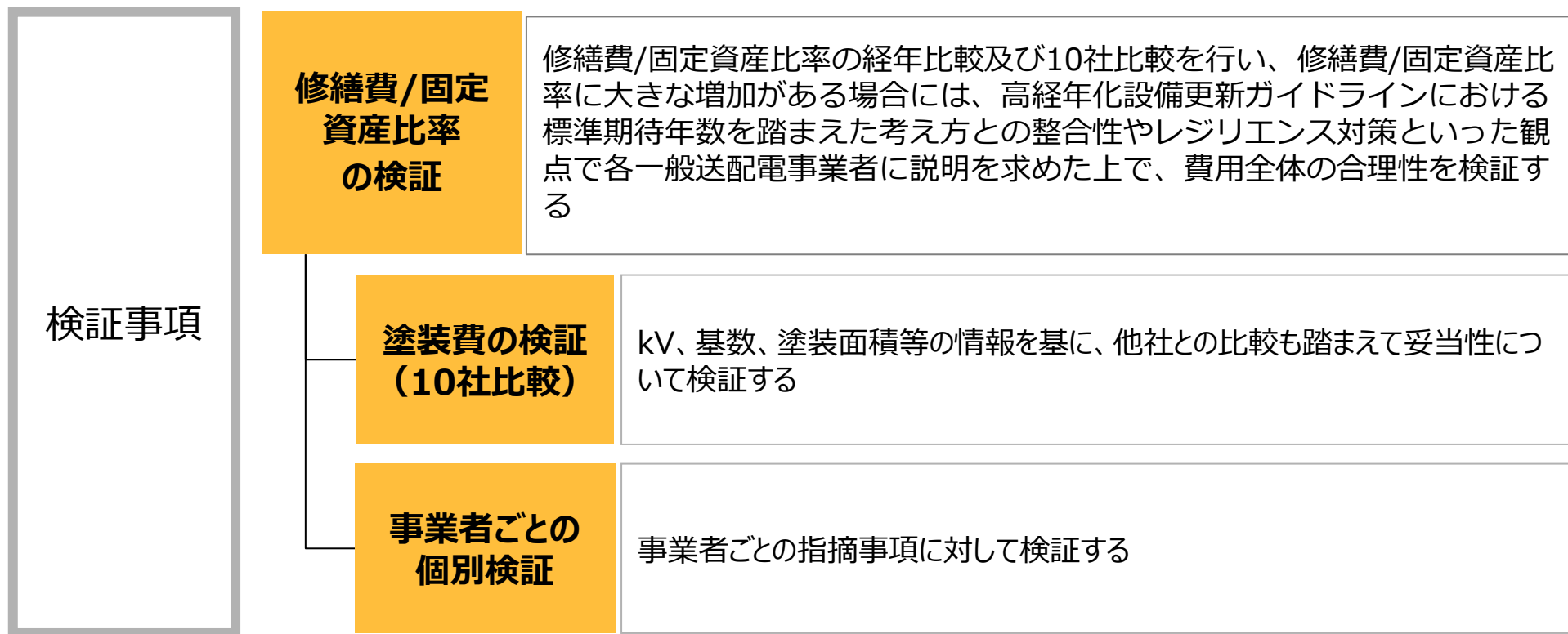
本日の検証内容について

- 本専門会合では、「その他費用」のうち、第20回料金制度専門会合において整理を行った「修繕費」に対する追加検証事項、及び第22回料金制度専門会合において継続検討となった「託送料（電源開発送変電ネットワークとの契約分）」に対する検証結果の報告を行うとともに、その報告内容についてご議論をいただきたい。



1. 修繕費における検証内容

- 本日の修繕費における検証については、まず委員よりご指摘いただいた修繕費の合計額と送電・変電・配電・業務設備の固定資産帳簿価額との割合（以下、「修繕費/固定資産比率」という。）の経年比較及び10社比較を行い、修繕費全体の総括的な分析による検証を行うとともに、塗装費の10社比較検証や、一般送配電事業者における個別検証を通じて、規制期間中の修繕費の計上の妥当性について議論を行う。



1. 修繕費

(1) 修繕費/固定資産比率の検証

(2) 塗装費の検証

(3) 一般送配電事業者ごとの個別検証

2. 託送料

3. その他

1) 修繕費/固定資産比率による検証

- 「修繕費/固定資産比率」の経年比較及び10社比較を実施。具体的には以下の場合について増加要因の検証を行った。
 - － ①**経年比較**：**各社**の**参照期間**と**規制期間**における「修繕費/固定資産比率」を比較し、0.5%以上の増加がある場合
 - － ②**10社比較**：**規制期間**における**各社**と**10社平均値**の「修繕費/固定資産比率」を比較し、0.5%以上の増加がある場合
- 「修繕費/固定資産比率」の経年比較及び10社比較の結果及び増加要因の検証結果は次頁以降を参照。

※修繕費には支障木伐採費用は含んでいない。

<修繕費/固定資産比率の10社平均値>

	参照期間	規制期間	増減
送電設備	1.3%	1.6%	+0.3%
変電設備	1.4%	1.5%	+0.1%
配電設備	2.5%	2.3%	▲0.2%
業務設備	3.4%	3.0%	▲0.4%

【参考】修繕費/固定資産比率①

		参照期間					規制期間					差引き (B)-(A)	影響額(百万円)	
		帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (A)	帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (B)			
		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均				
北海道	送電設備	819,997	163,999	11,070	2,214	1.3%	884,326	176,865	17,594	3,519	2.0%	0.6%	113	23
	変電設備	490,464	98,093	6,886	1,377	1.4%	600,845	120,169	7,172	1,434	1.2%	▲ 0.2%	▲ 15	▲ 3
	配電設備	1,437,889	287,578	31,350	6,270	2.2%	1,570,633	314,127	32,297	6,459	2.1%	▲ 0.1%	▲ 40	▲ 8
	業務設備	128,367	25,673	6,391	1,278	5.0%	146,535	29,307	7,018	1,404	4.8%	▲ 0.2%	▲ 13	▲ 3
	計												44	9
東北	送電設備	2,962,982	592,596	40,352	8,070	1.4%	2,867,020	573,404	41,717	8,343	1.5%	0.1%	39	8
	変電設備	1,328,386	265,677	32,708	6,542	2.5%	1,463,818	292,764	36,380	7,276	2.5%	0.0%	8	2
	配電設備	3,595,041	719,008	71,434	14,287	2.0%	4,038,704	807,741	72,186	14,437	1.8%	▲ 0.2%	▲ 144	▲ 29
	業務設備	455,469	91,094	21,188	4,238	4.7%	538,160	107,632	24,926	4,985	4.6%	▲ 0.0%	▲ 5	▲ 1
	計												▲ 102	▲ 20
東京	送電設備	6,695,330	1,339,066	76,599	15,320	1.1%	6,820,912	1,364,182	119,031	23,806	1.7%	0.6%	715	143
	変電設備	3,211,392	642,278	30,341	6,068	0.9%	3,497,313	699,463	44,959	8,992	1.3%	0.3%	153	31
	配電設備	10,250,741	2,050,148	263,772	52,754	2.6%	11,257,350	2,251,470	265,829	53,166	2.4%	▲ 0.2%	▲ 563	▲ 113
	業務設備	407,025	81,405	9,098	1,820	2.2%	591,074	118,215	13,748	2,750	2.3%	0.1%	12	2
	計												318	64
中部	送電設備	2,906,965	581,393	35,514	7,103	1.2%	2,742,104	548,421	36,331	7,266	1.3%	0.1%	38	8
	変電設備	2,168,935	433,787	28,452	5,690	1.3%	2,189,565	437,913	30,689	6,138	1.4%	0.1%	28	6
	配電設備	4,068,260	813,652	124,865	24,973	3.1%	4,323,959	864,792	127,359	25,472	2.9%	▲ 0.1%	▲ 158	▲ 32
	業務設備	446,506	89,301	19,130	3,826	4.3%	795,003	159,001	19,867	3,973	2.5%	▲ 1.8%	▲ 355	▲ 71
	計												▲ 447	▲ 89
北陸	送電設備	751,150	150,230	15,842	3,168	2.1%	842,413	168,483	15,651	3,130	1.9%	▲ 0.3%	▲ 39	▲ 8
	変電設備	444,211	88,842	11,319	2,264	2.5%	502,957	100,591	11,964	2,393	2.4%	▲ 0.2%	▲ 20	▲ 4
	配電設備	793,398	158,680	24,761	4,952	3.1%	881,758	176,352	26,709	5,342	3.0%	▲ 0.1%	▲ 25	▲ 5
	業務設備	74,567	14,913	2,606	521	3.5%	70,923	14,185	1,142	228	1.6%	▲ 1.9%	▲ 22	▲ 4
	計												▲ 106	▲ 21
関西	送電設備	3,838,313	767,663	43,707	8,741	1.1%	4,001,290	800,258	50,723	10,145	1.3%	0.1%	65	13
	変電設備	2,100,031	420,006	22,870	4,574	1.1%	2,277,027	455,405	25,316	5,063	1.1%	0.0%	6	1
	配電設備	4,292,439	858,488	124,150	24,830	2.9%	4,440,763	888,153	103,840	20,768	2.3%	▲ 0.6%	▲ 575	▲ 115
	業務設備	317,155	63,431	5,283	1,057	1.7%	312,244	62,449	4,961	992	1.6%	▲ 0.1%	▲ 4	▲ 1
	計												▲ 508	▲ 102

【参考】修繕費/固定資産比率②

		参照期間					規制期間					差引き (B)-(A)	影響額(百万円)	
		帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (A)	帳簿価額		修繕費		修繕費比率 (B)			
		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均		5力年計	5力年平均	5力年計	5力年平均				
中国	送電設備	1,458,081	291,616	18,554	3,711	1.3%	1,507,554	301,511	19,804	3,961	1.3%	0.0%	8	2
	変電設備	776,360	155,272	10,739	2,148	1.4%	935,345	187,069	12,533	2,507	1.3%	0.0%	▲ 5	▲ 1
	配電設備	1,977,924	395,585	32,383	6,477	1.6%	2,240,110	448,022	33,415	6,683	1.5%	▲ 0.1%	▲ 49	▲ 10
	業務設備	211,242	42,248	6,006	1,201	2.8%	120,289	24,058	6,994	1,399	5.8%	3.0%	208	42
	計												162	32
四国	送電設備	572,029	114,406	14,322	2,864	2.5%	557,155	111,431	22,544	4,509	4.0%	1.5%	348	70
	変電設備	418,297	83,659	7,391	1,478	1.8%	473,825	94,765	9,867	1,973	2.1%	0.3%	31	6
	配電設備	1,047,045	209,409	32,764	6,553	3.1%	1,097,241	219,448	32,899	6,580	3.0%	▲ 0.1%	▲ 43	▲ 9
	業務設備	77,146	15,429	2,961	592	3.8%	85,742	17,148	3,116	623	3.6%	▲ 0.2%	▲ 6	▲ 1
	計												329	66
九州	送電設備	2,818,318	563,664	41,803	8,361	1.5%	3,356,533	671,307	58,816	11,763	1.8%	0.3%	158	32
	変電設備	1,104,878	220,976	20,412	4,082	1.8%	1,281,817	256,363	27,168	5,434	2.1%	0.3%	74	15
	配電設備	3,224,330	644,866	60,255	12,051	1.9%	3,522,372	704,474	61,198	12,240	1.7%	▲ 0.1%	▲ 80	▲ 16
	業務設備	365,730	73,146	13,896	2,779	3.8%	457,071	91,414	13,327	2,665	2.9%	▲ 0.9%	▲ 118	▲ 24
	計												33	7
沖縄	送電設備	267,495	53,499	1,666	333	0.6%	326,292	65,258	1,860	372	0.6%	▲ 0.1%	▲ 1	▲ 0
	変電設備	185,164	37,033	726	145	0.4%	269,043	53,809	770	154	0.3%	▲ 0.1%	▲ 1	▲ 0
	配電設備	421,707	84,341	7,962	1,592	1.9%	506,972	101,394	8,086	1,617	1.6%	▲ 0.3%	▲ 24	▲ 5
	業務設備	71,841	14,368	554	111	0.8%	68,096	13,619	571	114	0.8%	0.1%	0	0
	計												▲ 25	▲ 5
10社計	送電設備	23,090,659	4,618,132	299,427	59,885	1.3%	23,905,598	4,781,119	384,070	76,814	1.6%	0.3%	1,190	238
	変電設備	12,228,118	2,445,624	171,843	34,369	1.4%	13,491,554	2,698,311	206,819	41,364	1.5%	0.1%	264	53
	配電設備	31,108,773	6,221,755	773,613	154,723	2.5%	33,879,862	6,775,972	763,683	152,737	2.3%	▲ 0.2%	▲ 1,777	▲ 355
	業務設備	2,555,049	511,010	87,114	17,423	3.4%	3,185,137	637,028	95,625	19,125	3.0%	▲ 0.4%	▲ 389	▲ 78
	計												▲ 713	▲ 143

1－（１）修繕費/固定資産比率による検証

①経年比較に対する検証

会社	設備	参照期間	規制期間	差引き	増減要因	検証結果
北海道	送電設備	1.3%	2.0%	0.6%	・ <u>鉄塔塗装費用の増加分を除くと+0.3%で大きな増減なし。</u>	塗装費用は別途個別検証を実施。
東京	送電設備	1.1%	1.7%	0.6%	・鉄塔の使用期待年数の延伸化（80年→120年）に伴い、規制期間に80年を迎える鉄塔の塗装物量が増加したことにより比率が増加したものの、 ・ <u>鉄塔塗装費用の増加分を除くと+0.3%と大きな増減なし。</u>	塗装費用は別途個別検証を実施。
中国	業務設備	2.8%	5.8%	3.0%	・ <u>2019年度をピークに高齢層社員の大量退職が継続しており限られた人員で業務品質を確保するため、</u> ①統括ネットワークセンターと中央通信所で行っていた通信系 統・回線運用業務を2023年2月に中央通信所に集約したうえで、業務の正確性、迅速性、セキュリティ強化を図るために通信網運用管理システムを機能強化、 ②配電自動化システムを収容するために系統運用IP網の機器の増設・回線構成工事を2021年度より実施、 ③電気所無線LANシステムを2019年度から2023年度までに計画的に整備。 ・ <u>これらのシステム整備を計画的に進めているが、維持・運用には外部の専門家に保守・サポートを委託する必要があることから増額している。</u>	増加要因に合理性はありと 考えられる。
四国	送電設備	2.5%	4.0%	1.5%	・ <u>鉄塔塗装</u> 1970年代～80年代に建設した鉄塔について経年40～50年程度となっており塗装が必要となっている。 ・ <u>予備管路の高経年化対策</u> 予備管路について、カメラ点検で損傷を確認したため、ケーブル事故発生時のケーブル施設の支障となることから補修を計画。	塗装費用、予備管路の高経年化対策は別途個別検証を実施。

1－（１）修繕費/固定資産比率による検証

②10社比較に対する検証

会社	設備	規制期間 10社平均 修繕費比率	規制期間 各社 修繕費比率	差引き	増減要因	検証結果
北海道	業務設備	3.0%	4.8%	1.8%	・老朽化が進む社屋は建て替えを行わず、修繕にて延命化を図っているため、償却進行により簿価が小さくなる一方、一定の修繕費を要するため（業務設備の建物簿価127億円に対し、建物関連修繕費が5億円（修繕費比率4.2%）	増加要因に合理性はあると考えられる。
東北	変電設備	1.5%	2.5%	1.0%	・比率が高いのは償却進行した既存設備を修繕しながら有効活用しているため。 ・供給エリアが全国の2割を占め、需要が点在し小規模な変電所・事業所が多く、また、冬期の冠雪除雪費用が必要となるため。	別途個別検証を実施。
	業務設備	3.0%	4.6%	1.6%		
中部	配電設備	2.3%	2.9%	0.7%	・設備工事と同時に行う設備の増減のない工事（張替などのない電線の移設など）については修繕費で整理しているため。（配電設備修繕費255億円、設備の増減がない移設工事費等51億円、配電設備取得原価8,648億円、移設除き修繕費203億円、修繕費比率2.4%で10社平均値並み。）	増加要因に合理性はあると考えられる。
北陸	変電設備	1.5%	2.4%	0.9%	・設備保守については更新工事を抑制し修繕工事で対応して長期間活用しているため、簿価増加率(規制期間の増加率104.1%)が低いことから修繕費比率が高くなっている。・設備投資額が大きい屋内・地中設備の比率が低いため。	増加要因に合理性はあると考えられる。
	配電設備	2.3%	3.0%	0.8%	・発電が多い地域であり、耐雷対策費が他社と比較して高い傾向にあると考えられる。 発電日数：36.5日/年(10社平均：19.3日/年)	
四国	送電設備	1.6%	4.0%	2.4%	・増加要因は前ページと同じ。	予備管路高経年化は別途個別検証を実施。
	変電設備	1.5%	2.1%	0.6%	・1990年代に大規模電源の運開に伴う50万系統の増強工事(1993・1994年330億円、1999・2000年730億円があったが、 2000年度以降に大きな設備投資がないことから帳簿価額は償却進行により減少していくのに対し、経年化に伴い修繕が必要となることから修繕費比率が10社平均に対して高くなっていると考えられる。	増加要因に合理性はあると考えられる。
	配電設備	2.3%	3.0%	0.7%	・配電設備修繕費(約66億円)には支障木伐採費(約20億円)が含まれており、これを除けば2.1%となり10社平均を下回る。	
	業務設備	3.0%	3.6%	0.6%	・2000年頃に大きな設備投資があったが、 2000年度以降に大きな設備投資がないことから帳簿価額は償却進行により減少していくのに対し、経年化に伴い修繕が必要となることから修繕費比率が10社平均に対して高くなっていると考えられる。	
九州	変電設備	1.5%	2.1%	0.6%	・設備投資額が大きい屋内・地下設備等の比率が比較的小さいことなどが考えられる(変電所数（650箇所）に対する屋内・地下設備数（135箇所）の割合は2割程度)。一方、分子が変電設備C Vケーブル更新等により増加した影響が出ていると考えられる。	変電設備C Vケーブル更新について別途個別検証を実施。

1. 修繕費

(1) 修繕費/固定資産比率の検証

(2) 塗装費の検証

(3) 一般送配電事業者ごとの個別検証

2. 託送料

3. その他

1 – (2) 塗装費の検証

- 修繕費のうち、送電鉄塔に係る塗装費に関しては、費用の増加要因である鉄塔基数（塗装面積）と塗装単価について、経年比較及び10社比較を実施し、その妥当性の検証を実施。
 - ①鉄塔基数（塗装面積）増加の妥当性について
 - ②塗装単価の妥当性について

1 – (2) 塗装費の検証 – 対象基数及び対象面積の増減率 –

- 送電鉄塔に係る塗装の対象基数及び対象面積の参照期間と規制期間を比較した結果は以下のとおり。
 - 1980年代、1990年代が鉄塔建設のピークとなっており、それらが塗装時期に到達していることから、多くの会社において規制期間の塗装対象基数は増加傾向にある。
 - 北海道電力NWと東京電力PGの対象基数の大幅増加は、期待年数を延長（90年⇒120年）したことにより建替から塗装へ切り替えた影響であることから、全体のコストとしては抑制できている。
 - 九州電力送配電の対象基数の大幅増加は、2022年度から塗装による延命化が可能な設備について期待年数を延長（80年⇒120年）したことにより建替から塗装へ切り替えた影響であることから、全体のコストとしては抑制できている。

会社	対象基数（基/年）			対象面積（㎡/年）			備考
	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	
北海道電力NW	151	300	+98.7%	92,670	181,190	+95.5%	187kVの対象基数が増加
東北電力NW	827	1,084	+31.1%	310,303	402,546	+29.7%	対象基数が500kVが減少、275kV以下が増加
東京電力PG	696	1,148	+64.9%	635,431	1,226,961	+93.1%	全ての電圧の対象基数が増加
中部電力PG	760	810	+12.7%	468,803	572,377	+22.1%	500kV,154kV,77kV以下の対象基数が増加
北陸電力送配電	326	253	▲22.3%	130,373	127,466	▲2.3%	154kV及び77kV以下の対象基数が減少したものの、パイプ鉄塔（主に275kV）の対象基数が増加
関西電力送配電	823	928	+12.7%	483,307	472,597	▲2.2%	275kVにて1基当たり塗装面積が減少
中国電力NW	791	732	▲7.5%	447,121	446,549	▲0.1%	500kV鉄塔と海峡横断部の大型鉄塔が増加し、220kV以下が減少、全体としては減少
四国電力送配電	290	350	+20.7%	161,700	239,650	+48.2%	187kV及び66kVにて1基あたり塗装面積が増加
九州電力送配電	306	500	+63.4%	218,160	389,000	+78.3%	上位2系統の対象基数が増加
沖縄電力	48	58	+20.8%	22,050	29,597	+34.2%	132kV及び66kVにて1基あたり塗装面積が増加

【参考】 1 – （2） 塗装費 – 送電線鉄塔の期待年数と塗装周期年数 –

送電線鉄塔の期待年数

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
参照期間 (年)	90	120	90	150	–	–	120	120	80	76
規制期間 (年)	120	120	120	150	140	120	120	120	120	120

塗装周期年数

		北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
参照期間	初回塗装 (年)	50	40	37	30	41	20	28	40	41	5
	再塗装(年)	25	23	30	20	22	20	20	20	22	8
規制期間	初回塗装 (年)	50	46	39	30	41	20	28	40	45	5
	再塗装(年)	25	17	24	20	22	40	20	20	45	8

東北電力NW：実績または計画している鉄塔の塗装間隔を基に平均値を計上。現場設備の劣化状態を踏まえ鉄塔塗装を実施しているため、鉄塔塗装周期が一律ではない。

北陸電力送配電、九州電力送配電：沿岸部と内陸部で塗装周期に幅があるため加重平均値を記載。

中国電力NW：実績の鉄塔の塗装間隔を基に平均値を計上。現場設備の劣化状態を踏まえ鉄塔塗装を実施しているため、鉄塔塗装周期が一律ではない。

【参考】1 – (2) 塗装費 – 対象基数及び対象面積の詳細 –

会社	鉄塔電圧 (kV)	対象基数 (基/年)			1基あたり面積 (㎡/年)			対象面積 (㎡/年)		
		参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率
北海道電力NW	275	21	30	42.5%	1,150	1150	0%	24,380	34,730	42.5%
	187	38	101	163.5%	700	700	0%	26,880	70,840	163.5%
	110/100	15	20	28.9%	500	500	0%	7,600	9,800	28.9%
	66	72	138	91.7%	450	450	0%	32,490	62,280	91.7%
	33/22	4	12	168.2%	300	300	0%	1,320	3,540	168.2%
東北電力NW	500	8	4	▲50.0%	1,557	1,539	▲1.1%	12,455	6,156	▲50.6%
	275	140	177	26.4%	758	758	0.0%	106,107	134,170	26.4%
	154	263	359	36.9%	372	379	1.9%	97,690	136,195	39.4%
	66以下	416	543	30.5%	226	232	2.7%	94,051	126,025	34.0%
東京電力PG	500	123	258	109.8%	2,261	2,261	0%	278,103	583,338	109.8%
	275	64	157	145.3%	1,259	1,259	0%	80,576	197,663	145.3%
	154	74	226	205.4%	883	883	0%	65,342	199,558	205.4%
	66以下	435	507	16.6%	486	486	0%	211,410	246,402	16.6%

【参考】1 – (2) 塗装費 – 対象基数及び対象面積の詳細 –

会社	鉄塔電圧 (kV)	対象基数 (基/年)			1基あたり面積 (㎡/年)			対象面積 (㎡/年)		
		参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率
中部電力PG	500 初回塗装	44	41	▲6.8%	1,651	2,175	31.7%	72,644	89,175	22.8%
	500 再塗装	1	21	2000%	1,119	1,358	21.4%	1,119	28,518	2448.5%
	275 初回塗装	90	52	▲42.2%	1,095	1,569	43.3%	98,550	81,588	▲17.2%
	275 再塗装	11	41	272.7%	979	1,074	9.7%	10,769	44,034	308.9%
	154 初回塗装	120	69	▲42.5%	657	713	8.5%	78,840	49,197	▲37.6%
	154 再塗装	39	102	161.5%	490	703	43.5%	19,110	71,706	275.2%
	77以下 初回塗装	407	293	▲28%	413	436	5.6%	168,091	127,748	▲24.0%
	77以下 再塗装	48	191	297.9%	410	421	2.7%	19,680	80,411	308.6%
北陸電力送配電	500	11	15	36.4%	1,973	1,761	▲10.8%	21,700	26,408	21.7%
	275	26	24	▲9.1%	973	1,144	17.6%	25,674	27,452	6.9%
	154	87	53	▲38.5%	363	457	25.7%	31,517	24,380	▲22.6%
	77以下	180	130	▲27.9%	268	312	16.5%	48,374	40,616	▲16.0%
	鋼管内部塗装	21	31	43.9%	145	280	92.5%	3,108	8,609	177.0%

【参考】1 – (2) 塗装費 – 対象基数及び対象面積の詳細 –

会社	鉄塔電圧 (kV)	対象基数 (基/年)			1基あたり面積 (㎡/年)			対象面積 (㎡/年)		
		参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率
関西電力送配電	500	154	97	▲37.1%	1,296	1,311	1.2%	199,066	126,643	▲36.4%
	275	145	171	17.6%	688	517	▲24.9%	99,898	88,304	▲11.6%
	154	118	160	35.7%	422	478	13.3%	49,627	76,289	53.7%
	77 以下	407	501	23.1%	331	362	9.4%	134,717	181,362	34.6%
中国電力NW	500	70	90	28.6%	1,485	1,485	0%	103,950	133,650	28.6%
	220	90	72	▲20%	864	864	0%	77,760	62,208	▲20.0%
	110	295	291	▲1.4%	517	517	0%	152,515	150,447	▲1.4%
	66	304	251	▲17.4%	336	336	0%	102,144	84,336	▲17.4%
	22	32	28	▲12.5%	336	336	0%	10,752	9,408	▲12.5%
	220(海峡部)	0	0.8	－	0	8,125	100%	0	6,500	100%
四国電力送配電	500	13	20	53.8%	2,000	2,000	0%	26,000	40,000	35.0%
	187	83	99	19.3%	700	850	21.4%	58,100	84,150	31.0%
	66	194	231	19.1%	400	500	25%	77,600	115,500	32.8%

【参考】1－（２）塗装費－対象基数及び対象面積の詳細－

会社	鉄塔電圧 (kV)	対象基数（基/年）			1基あたり面積（㎡/年）			対象面積（㎡/年）		
		参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率	参照期間	規制期間	増減率
九州電力送配電	500	62	100	61.3%	1,780	1,780	0%	110,360	178,000	61.3%
	220	30	150	400.0%	740	740	0%	22,200	111,000	400.0%
	110	14	20	42.9%	400	400	0%	5,600	8,000	42.9%
	66以下	200	230	15.0%	400	400	0%	80,000	92,000	15.0%
沖縄電力	132	11	11	0.0%	981	1,182	20.5%	10,790	13,001	20.5%
	66	37	47	27.0%	304	353	16%	11,259	16,596	47.4%

1 – (2) 塗装費の検証 – 費用増加要因：鉄塔基数（塗装量） –

会社	規制期間の状況【5年平均の増額】	規制期間の状況の確認結果
北海道電力NW	【高経年化鉄塔の塗装 +6億円】 鉄塔の延命化対策として、高経年化鉄塔の塗装が増。 （塗装により鉄塔のライフサイクルを90年→120年へ延伸。塗装基数151基/年→300基/年） 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、187kVの対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
東北電力NW	【+3億円】 参照期間は、目視点検により実施要否を判断することで800基/年実施、規制期間は、新規導入したAI自動判別による腐食判定結果や施工力上限を踏まえ、1100基/年を計画。	A I 自動判別を2020年度から導入し対象基数が500kVが減少、275kV以下が増加。
東京電力PG	【+48億円】 規制期間において1,200基/年実施（至近実績は700基程度）することにより 鉄塔の更新数量を489基/年から400基/年に抑制 している。※ 塗装により鉄塔寿命を120年に伸ばす ことが可能。	規制期間において500kV,275kV,154kVの対象基数が増加し塗装面積が増加していることを確認。施工力については養生レス塗装の適用により生産性向上を図り達成見込みであることを確認。
中部電力PG	【+4億円】規制期間の塗装計画は800基/年で 2021年実績レベルであるが、基幹系統鉄塔の基数増により塗装面積が増 となり費用が増。建設後30～40年程度経過した鉄塔を初回塗装候補、前回塗装から20年程度経過した鉄塔を再塗装を計画。275kV以上の鉄塔(1980年～1990年頃建設)の初回塗装が規制期間に増加。	規制期間において500kV,154kV,77kV以下の対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
北陸電力送配電	【増減なし】	全体数は減となっているが275kV以下にて対象となる1基当たりの塗装面積が増加することを確認。
関西電力送配電	【+8億円】経年劣化に伴う塗装対象物量の増加および 塗膜寿命の長い塗装資材に変更による増 。塗装資材の変更により、塗装物量が長期的には減少し、ライフサイクルコストの効率化をはかる。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、275kVにて対象となる1基当たり塗装面積が減少することを確認(+1.5億)、高性能塗料切替による費用増(+5.3億)を確認。
中国電力NW	【+1.5億円】塗装対象に500kV鉄塔の増加および海峡横断部鉄塔があり増加。鉄塔塗装基数は施工力や作業平準化の観点から実績相当の年間740基で計画。規制期間は 500kV鉄塔の増加による費用増 が発生。1998年運転開始の大型の 海峡横断鉄塔が規制期間に塗装対象となり費用が増加 。	全体数は減となっているが、500kV鉄塔と海峡横断部の大型鉄塔の対象基数が増加していることを確認。
四国電力送配電	【+6億円】 建設時期が1970年～1980年代（経年40年～50年程度）が全体の7割を占め、これらが塗装時期に来ており 将来のピーク抑制も考慮し計画 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、187kV及び66kVにて対象となる1基あたり塗装面積が増加することを確認。
九州電力送配電	【+34.2億円】亜鉛めっきの消失により塗装による鉄塔延命化が十分には期待できなくなる時期（建設からの経年：山間部で60年、臨海部で40年を想定）に到達する鉄塔のうち、更新予定分や既塗装等の定期的な経過観察を行う分を除外し 対象設備を選定した結果、参照期間平均が300基/年、規制期間の平均が500基/年となる 。	規制期間において鉄塔の塗装周期年数から対象となる基数が増加すること、上位2系統の対象基数が増加し塗装面積が増加することを確認。
沖縄電力	【+0.14億円】 対象基数の増 48件→58件（塗装は8年周期）	個別積み上げによる算出であること、132kV及び66kVにて対象となる1基あたり塗装面積が増加し塗装面積が増加することを確認。

1 – (2) 塗装費の検証 – 費用増加要因：塗装単価 –

- 各社の塗装周期と塗装単価をもとに算定した鉄塔1基あたりの塗装費用（期待年数は、高経年化設備更新ガイドラインで示されている標準期待年数の120年とする）は以下のとおりであった。
 - トップランナーであるC社は、従来より高品質な塗料を使用することにより、従来に比べ単価は上がるものの、塗装周期を延ばすことにより、期待年数を通した塗装費用を抑える工夫を行っていた。他社においてもこうした取組によるコスト削減が可能であると考えられ、また単価を上げつつ塗装周期を伸ばしたC社の単価を超える事業者が複数いる点を鑑み、**C社の単価を超える事業者に対しては、C社単価（5,300円/㎡）による塗装費の計上を求めることとしてはどうか。**
- ※各社の平仄を合わせるため、鋼管内部塗装及び海峡部は除外し、塗装単価については、塗装資材費、塗装請負費、素地調整費用、養生費、運搬費を対象とした。

会社名	初回塗装 ※鉄塔設置後の 初回塗装周期	再塗装 ※2回目以降の 塗装周期	期待年数 ※高経年化設備 更新ガイドライン	塗装回数 【A】	単価 (円/㎡) 【B】	塗装費用 (円/㎡) 【A】 × 【B】	備考
A	30年	20年	120年	5	6,120	30,600	
B	41年	22年		4	6,970	27,880	鉄塔のボルト取替費用も含まれていたため控除
C	20年	40年		3	5,300	15,900	高品質塗料採用により再塗装20年→40年
D	28年	20年		5	3,491	17,480	
E	40年	20年		4	5,751	23,004	
F	45年	45年		2	9,777	19,554	高品質塗料採用により再塗装22年→45年
G	5年	8年		15	3,656	54,840	地理的要因により、他社と比較して塩害による鉄塔劣化が著しいため塗装回数が増加
H	50年	25年		3	5,685	17,055	
I	46年	17年		5	3,399	16,995	
J	39年	24年		4	7,346	29,384	

【事例】期待年数：120年、初回塗装：30年、次回以降の再塗装：20年のケース⇒**塗装回数は5回**



【参考】塗装費 —中部電力PGの事業計画への記載例—

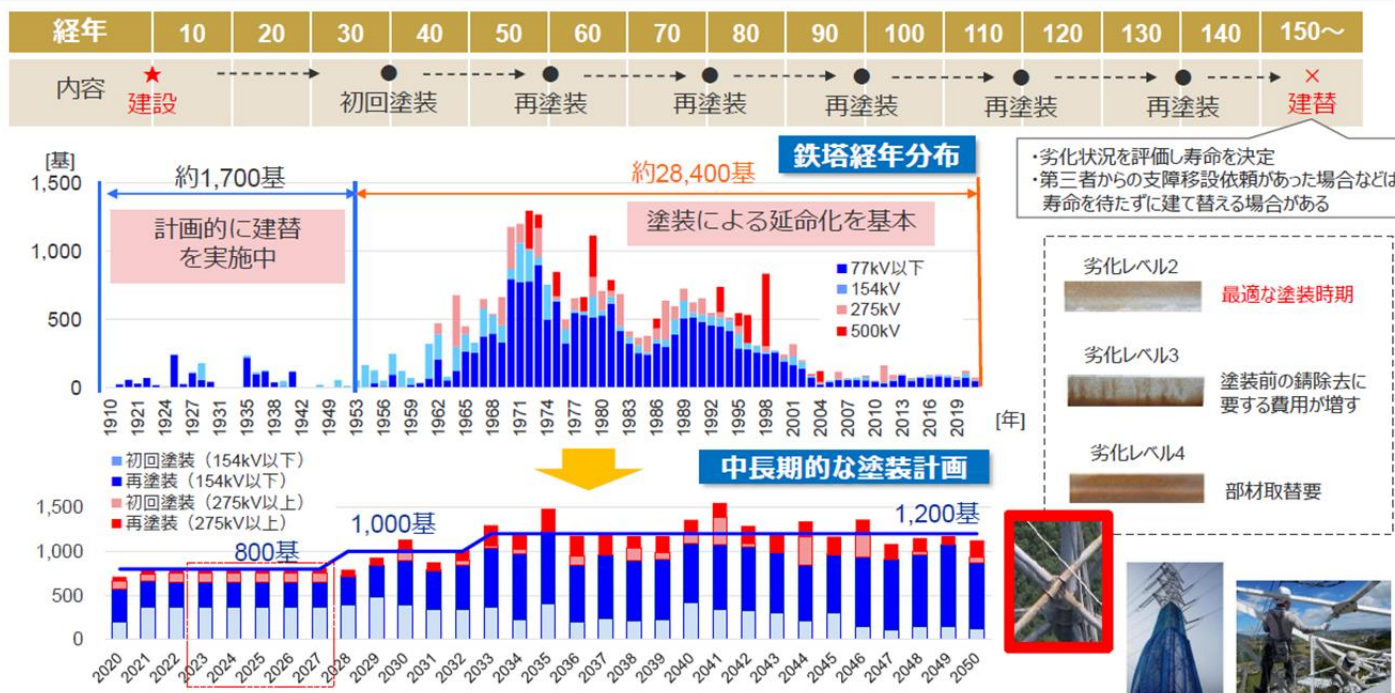
中部電力PGの取り組み

第一規制期間は劣化状況と施工力（1000基以下）を見ながら800基程度実施。以降、平準化を行いながら、段階的に増やしていくことを考えて、過渡的に1000基/年実施。それ以降は、塗料の性能向上による塗装周期の延伸化や塗装方法の工夫、錆状況の把握の精緻化などに務め物量を抑制し1200基/年を想定。（総鉄塔基数を塗装周期を考慮し単純計算で1420基程度）

（参考）鉄塔防錆塗装の考え方

費用計画

- 送電鉄塔は、経年により亜鉛めっきが消失し、当該部分から錆による部材の減肉が進行するため、これを防止するために防錆塗装を実施しています。
- 当社では、1953年以前に建設した旧規格鉄塔より建て替える計画としていますが、現行規格の鉄塔約28,400基については、建設後30～40年程度経過した鉄塔を初回塗装候補、前回塗装から20年程度経過した鉄塔を再塗装候補とし、部材(亜鉛めっき・塗膜)の劣化レベルを評価した上で、塗装の実施要否を判断しております。



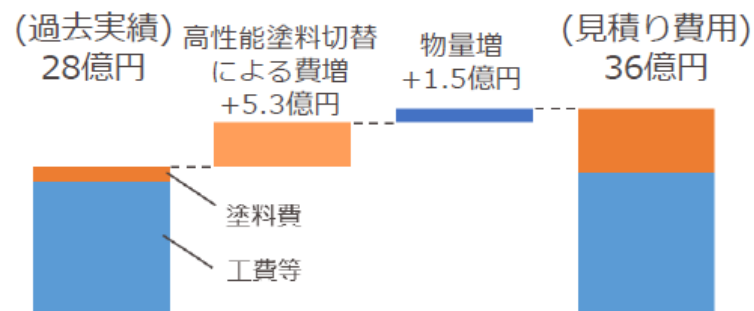
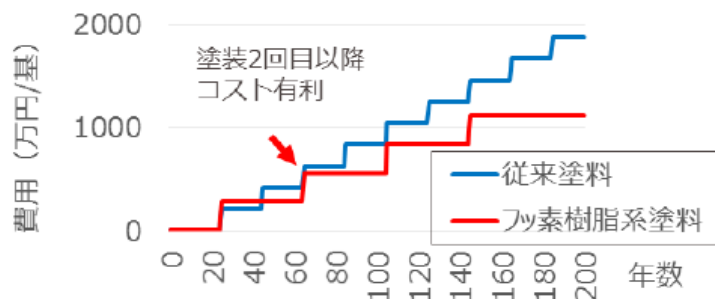
【参考】塗装費 ー関西電力送配電の説明資料ー

過去実績からの増減要因（送電科目：塗装）

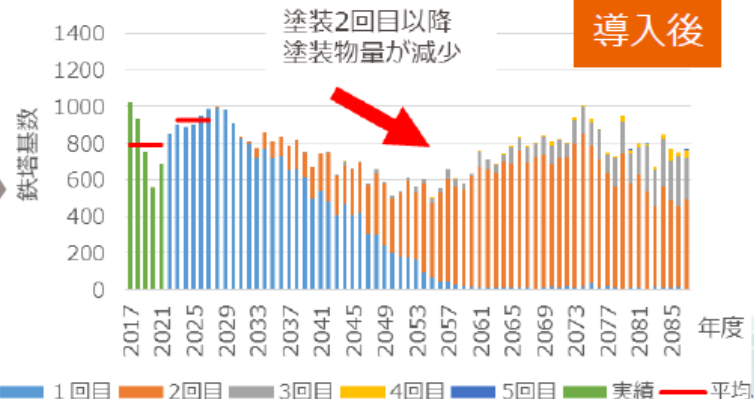
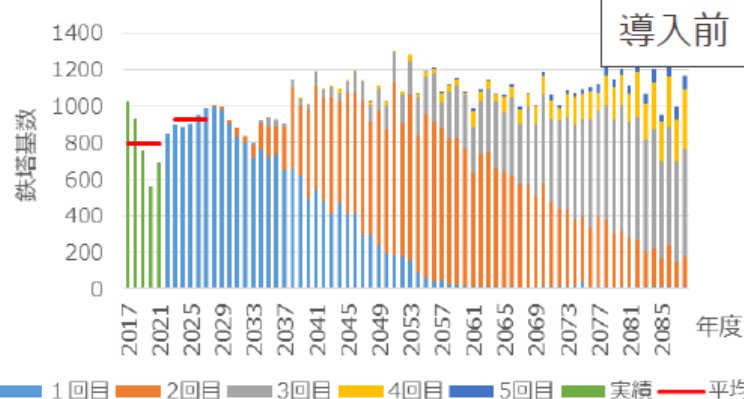
10

- 鉄塔の防錆塗装について、従来は単発工事のコスト観点から安価な塗料を用いておりましたが、ライフサイクルコストの観点から、JIS規格において等級が高く、**塗膜寿命の長い高性能塗料（主にフッ素樹脂系）を標準採用**したため、送電科目の塗装費用が増加しております。
- なお、**塗膜寿命の長いことから、塗装物量が長期的に減少するため、ライフサイクルコストの効率化**となる見通しです。

高性能塗料のライフサイクルコスト



高性能塗料導入前後の長期的な塗装物量(2017-2090)



1. 修繕費

(1) 修繕費/固定資産比率の検証

(2) 塗装費の検証

(3) 一般送配電事業者ごとの個別検証

2. 託送料

3. その他

修繕費 東北電力NW – 検証結果 –

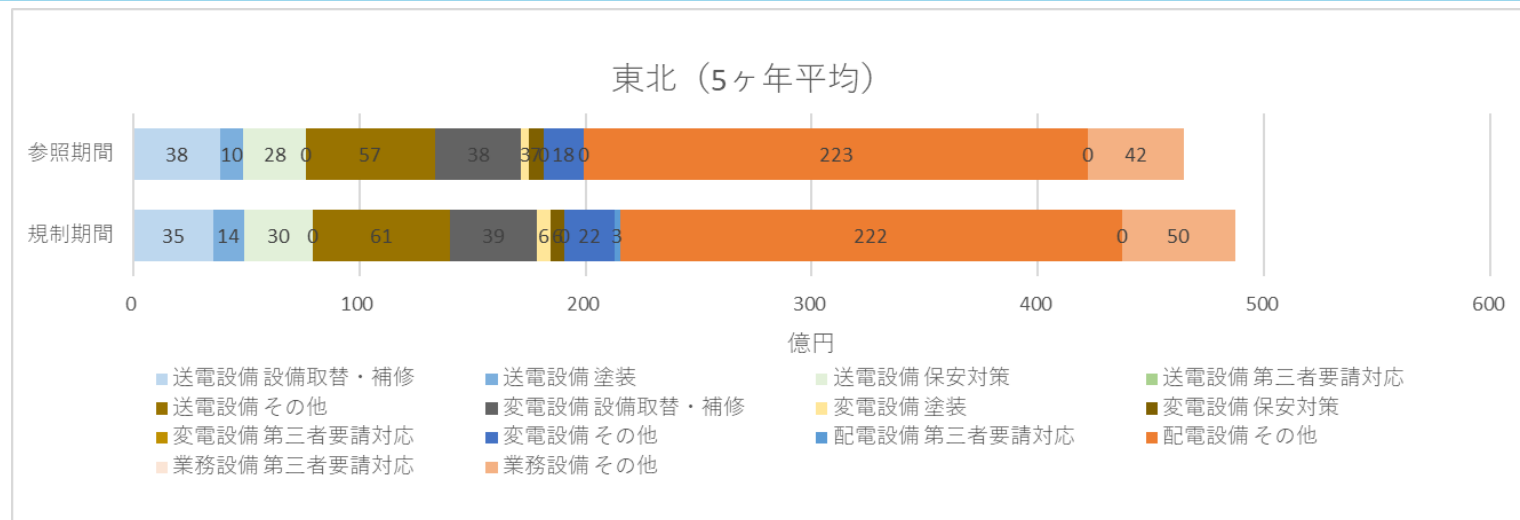
第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 東北電力NWの規制期間における修繕費の見通しは5年平均で23億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
465億円



参照期間5年平均
487億円



配電	第三者要請対応	特に大きな増減なし。
	その他 223億円→225億円 (+2億円)	【配電の委託拡大 +3億円】 低圧事故修理等について外部委託に伴う要員の効率化は人員計画に織込済。 ⇒人員計画への織り込み状況（効率化された金額）について検証することが必要ではないか。
変電・業務設備	その他 60億円→72億円 (+12億円)	【建物修繕工事 変電設備 +7億円、業務設備 +4億円】 参照期間は漏水等のトラブル発生後に、応急措置や約30棟/年の本改修工事を実施。規制期間（2023～2024）は既に漏水の応急処置を行っており、本改修が必要な150棟を計画。規制期間（2025以降）は個社実績や建物修繕に関する文献を参考に屋根外壁等の寿命を仮定し、約60～80棟/年の本改修工事を計画。 ⇒実施の必要性（時期、金額規模、件数）そのものについて検証することが必要ではないか。 【分社化による託送システム保守費用増 +2億円】 2020年4月分社化により東北電力NWエリア全体を対象需要者とする必要が生じたことによるシステムアップデートに伴う増。2021年度実績を横置き。

1－（3）個別検証 東北電力NW－配電設備：保守保安業務の委託－

配電	その他 223億円→225億円 （+2億円）	【配電の委託拡大 +3億円】 低圧事故修理等について外部委託に伴う要員の効率化は人員計画に織込済。 ⇒人員計画への織り込み状況（効率化された金額）について検証することが必要ではないか。
----	-------------------------------------	---

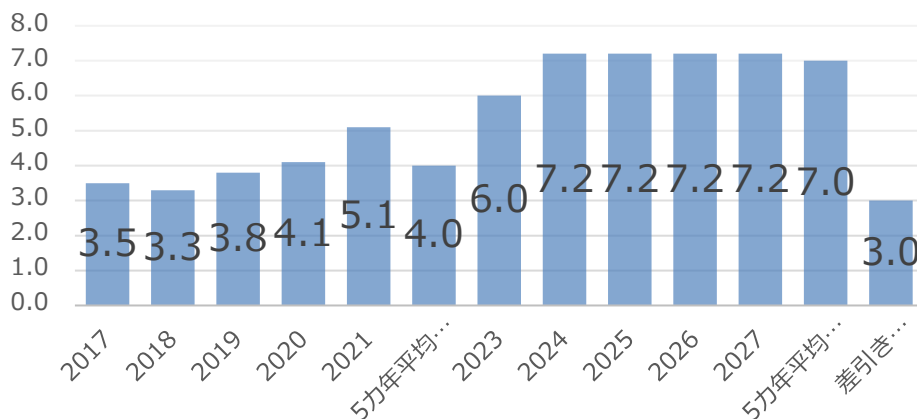
- 第20回料金制度専門会合において、東北電力NWの配電設備修繕のうち、【配電の委託拡大 +3億円】低圧事故修理等について上記のとおり、追加検証を行うこととしたことから、業務委託拡大に伴う効率化額について検証を実施。

【検証結果】

- 配電部門直営で実施している各種業務（保守・保安業務、設計業務、巡視点検、調査業務）を外部委託することで、外部委託計上費用(修繕費、委託費)以上の費用削減額をOPEXに反映し、事業者のトータルコストを減額できていることから、本業務の規制期間中の外部委託計上費用(修繕費、委託費)増分については妥当であると考えられる。

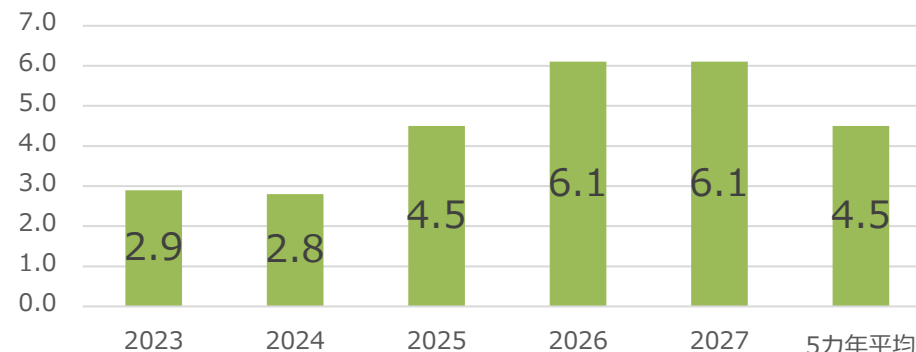
億円

保守保安業務委託の推移



億円

効率化額※(想定)



※効率化施策の実施に伴い生じる増分コスト（保守・保安業務、設計業務、巡視点検、調査業務）等を考慮した額。

※配電業務の委託拡大による要員減少については、要員計画に反映。

1 - (3) 個別検証 東北電力NW – 変電設備・業務設備：建物修繕工事 –

変電・ 業務 設備	その他	【建物修繕工事 変電設備 +7億円、業務設備 +4億円】 / 年
	60億円→72億円/年 (+12億円)	参照期間は漏水等のトラブル発生後に、応急措置や約30棟/年の本改修工事を実施。規制期間（2023～2024）は既に漏水の応急処置を行っており、本改修が必要な約150棟を計画。規制期間（2025以降）は個社実績や建物修繕に関する文献を参考に屋根外壁等の寿命を仮定し、約60～80棟/年の本改修工事を計画。 ⇒実施の必要性（時期、金額規模、件数）そのものについて検証することが必要ではないか。

- 第20回料金制度専門会合において、東北電力NWの変電設備・業務設備修繕のうち、【建物修繕工事 変電設備年平均+7億円、年平均+4億円】について上記のとおり、追加検証を行うこととしたことから、実施の必要性について検証を実施。【規制期間中の対象：340棟】

【検証結果】

- ① 個別の積算を確認した結果、変電設備の建物(屋根外壁棟)修繕工事の増額分に誤りがあったことから、変電設備について +7.0億円/年⇒+6.5億円/年（▲0.5億円/年）と訂正する。
⇒**当初見積額より、0.5億円/年の減額**
- ② 建物(屋根外壁棟)修繕については、2023年度、2024年度分の修繕計画として、本改修が必要とされる149棟(6.2億円/年(内訳：変電設備+3.5億円/年、業務設備+2.7億円/年))については、既に漏水等のトラブルが発生していることが確認できたことから、優先的に実施する必要性が認められる。
一方、東北電力NWの定期点検評価指標を確認した結果、2025年度については、点検結果により漏水のおそれが高いと判定された53棟(2.8億円/年(内訳：変電設備+1.8億円/年、業務設備+0.9億円/年))について改修の必要性が認められるが、漏水リスクがあると判定された138棟(6.3億円/年)については、元々のリスクが比較的強く、リスク低減効果が費用と比較して小さいことから、規制期間に必ずしも実施しなければならない状態でない判断できるため、2026年度、2027年度については、建物修繕費として正確に把握が可能な参照期間の平均値を横置きする【2.1億円/年】。
⇒**当初見積額より4.2億円/年(内訳：変電設備3.3億円/年、業務設備0.9億円/年)減額**
- これら検証を踏まえ、申請値に対して以下の検証値での見積りを求めることとしたい。

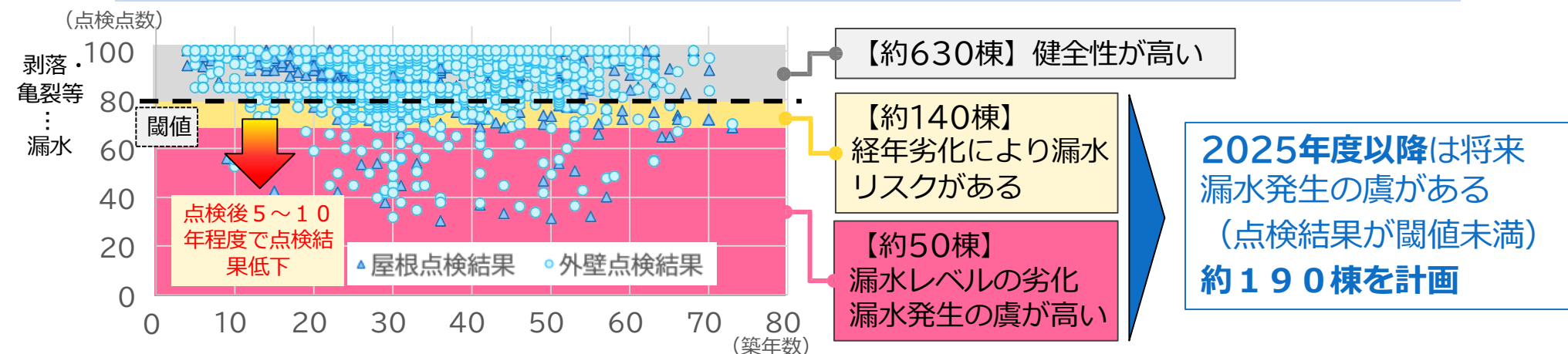
	参照期間	規制期間
変電 建屋	3.7億円／年（実績）	10.7億円／年（提出額）
		▲ 0.5億円／年【検証結果①】
		▲ 3.3億円／年【検証結果②】
		6.9億円／年（検証後値）

	参照期間	規制期間
業務 建屋	1.5億円／年（実績）	5.1億円／年（提出額）
		▲ 0.9億円／年【検証結果②】
		4.2億円／年（検証後値）

【参考】個別検証 東北電力NW ー定期点検評価指標ー

● 建物（屋根・外壁）の点検結果 [現時点：2021年度末]

※2023～2024年度の計画箇所（約150棟）を除く



修繕費 東京電力PG – 検証結果 –

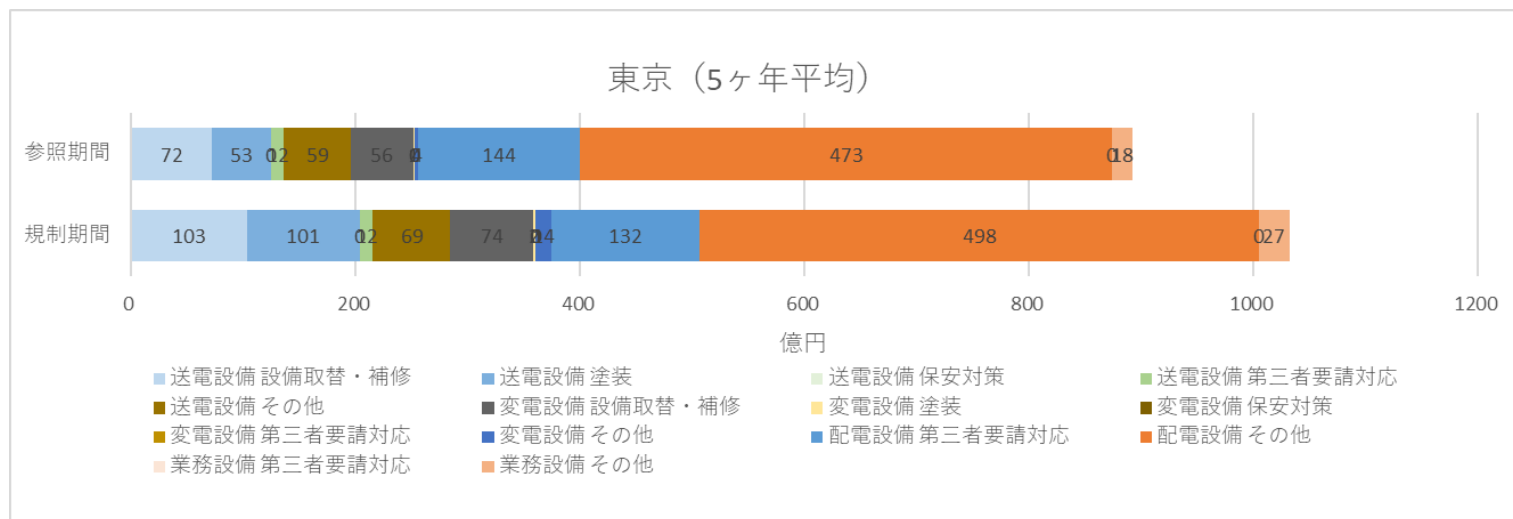
第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 東京電力PGの規制期間における修繕費の見通しは5年平均で140億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
892億円



規制期間5年平均
1,032億円



変電	設備取替・補修 56億円→74億円 (+18億円)	【ケーブル接続部起因による設備トラブル対策費用 +4億円】 【直近3年の変電所内設備事後保全費用実績に基づく増 +5億円】
	その他 4億円→14億円 (+10億円)	【建物診断結果に伴う改修工事費用増 +8億円】 ⇒実施の必要性（時期、金額規模、件数）そのものについて検証することが必要ではないか。
配電	第三者要請対応	【建物支障用防護管取付工事の有償化範囲見直しに伴う減 ▲17億円】
	その他 473億円→498億円 (+25億円)	【高経年化設備延命化対策(電線への添え線による断線対策) +11億円】 【3G停波に伴う自動検針端末取替え +15億円】3G停波に伴うLTEへの切替。

1 - (3) 個別検証 東京電力PG - 変電設備：建物修繕工事 -

変電	その他 4億円→14億円／年 (+10億円)	【建物診断結果に伴う改修工事費用増 +8億円／年】 ⇒実施の必要性（時期、金額規模、件数）そのものについて検証することが必要ではないか。
----	------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、東京電力PGの変電設備修繕のうち【建物診断結果に伴う改修工事費用増 +8億円】について上記のとおり、追加検証を行うこととしことから、建物修繕工事（機能維持・改善工事、ALC板落下対策）の増加の妥当性について検証を実施。

【検証結果】

- ① 個別の積算を確認した結果、変電建物改修工事費について、提出額では参照期間から+8億円/年としていたが、妥当性の確認において誤計上が判明したことにより▲3.5億円/年減額し、参照期間との差は+4.6億円/年に訂正する。
⇒当初見積額より、3.5億円/年の減額
 - ② 実施の必要性について確認したところ、機能維持・改善工事（外壁改修、防水改修等）では、2023年度、2024年度に計画している工事については、点検結果に基づき、要改修として近い将来（1～2年（工事実施までには、詳細調査・設計ならびに変電所特有の設備の停止・調整が必要となり、1～2年の期間を要するため））に機能喪失の虞がある設備を対象に計上しており、件数は2023年度は104件(9.3億円)、2024年度は93件(10.5億円)を個別に積み上げ計上。
2025年度以降は、各々の劣化状態に応じた推計値で算定していることから、建物修繕費として正確に把握が可能な2019年度から2021年度の3カ年平均値(615百万円)を横置きとする。
⇒当初見積額より、0.07億円/年の減額
 - ③ 実施が予定されているALC板落下対策については、2020年9月に北多摩変電所における天井ALC板の破損、落下事象が発生。経年によるALC板の炭酸化によりたわみが生じ欠損、ひび割れが要因と推定。同一事象発生が懸念される箇所は22カ所（規制期間は12カ所）。改修においては、対象22カ所のうち、機器への落下による設備事故未然防止の観点から、天井ALC板直下に変電設備機器があるものを優先とし、設備停止が必要となるため、停止調整を踏まえ、2023年度(0.7億円)、2024年度(3.9億円)までの修繕工事費を計上しており、内容も妥当と判断される。
- 以上から、変電設備建物改修工事の実施については、3.57億円／年の減額を求めることが妥当ではないか。

修繕費 北陸電力送配電 – 検証結果 –

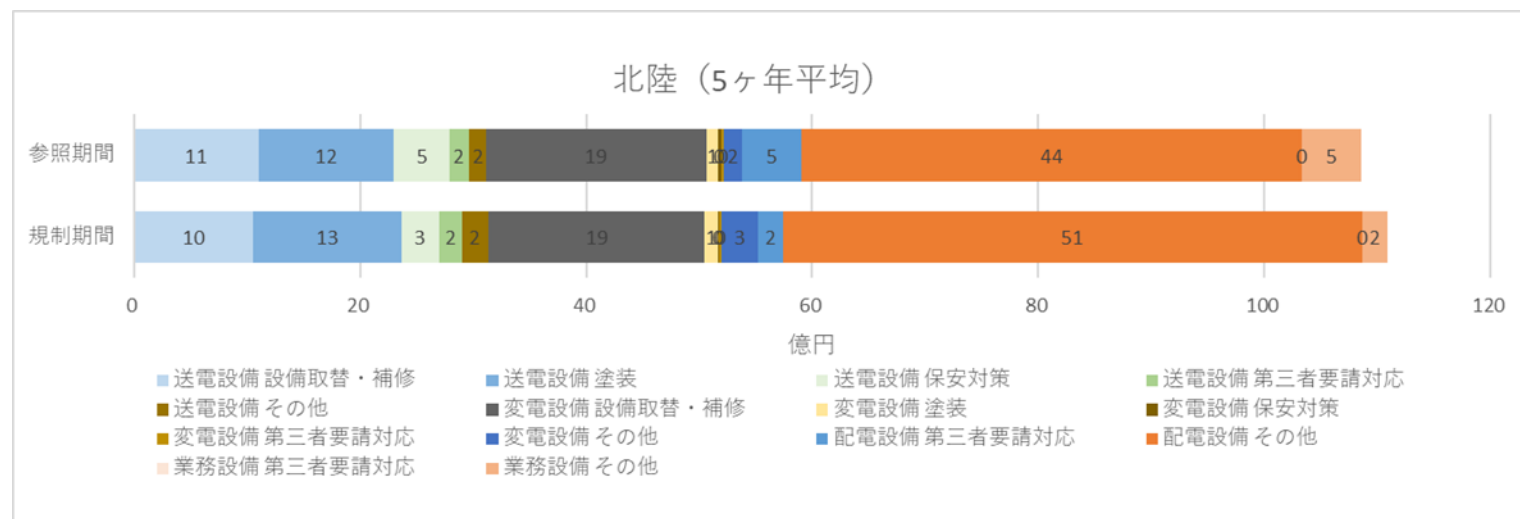
第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 北陸電力送配電の規制期間における修繕費の見通しは5年平均で2億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
109億円



規制期間5年平均
111億円



配電

その他
44億円→51億円
(+7億円)

【電線ヒューズ更新 +2.8億円】

低圧引込線設備のうち旧仕様の電線ヒューズについて、不具合件数が足元で増加傾向にあることを踏まえ、2022年度より積極更新を開始し、2028年度を目途に全数取替を行う計画。

⇒全数取替の必要性について、他社の状況との比較を含め検証することが必要ではないか。

【鳥害（営巣・糞被害）対策 +1.9億円】

近年、顧客からの鳥害（営巣・糞被害）に関する申出件数が増加傾向にあり当該費用対策も増加している。

・2017年度4,234件→2020年度5,602件→2021年度7,261件(2020年度比1.3倍、2017年度比1.7倍)
未対策箇所への鳥の移動や鳥害対策の認知度上昇により2021年実績と同水準で推移すると見込み計画。

【高経年化対策工事の増加 +1.9億円】

今後の高経年化対策工事の増加に伴い必要費用を計画。工事実施にあっては、停電調整の効率化、およびお客さまの重複停電を回避する観点から、同一作業停電範囲内にある「要改修工事」を同時に実施している。

1 - (3) 個別検証 北陸電力送配電 – 配電設備：電線ヒューズ取替 –

配電	その他 44億円→51億円 ／年 (+7億円)	【電線ヒューズ更新 +2.8億円／年】 低圧引込線設備のうち旧仕様の電線ヒューズについて、不具合件数が足元で増加傾向にあることを踏まえ、2022年度より積極更新を開始し、2028年度を目途に全数取替を行う計画。 ⇒全数取替の必要性について、他社の状況との比較を含め検証することが必要ではないか。
----	----------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、北陸電力送配電の配電設備修繕のうち、【電線ヒューズ更新 +2.8億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしたことから、電線ヒューズ取替のタイミングなど他社の状況について検証を実施

【検証結果】

- 北陸以外の各社の状況を検証した結果、8社がヒューズ断線の都度実施、1社が定期的な取替は実施せず、東京は不要動作を発生する可能性がある特定の製造年・製造者の電線ヒューズに対してスマートメーターのイベント情報を取得し、予兆がある場合（電圧低下等）に取替を実施していることを確認した。各社とも停電が発生した都度、速やかに取替を行っていることから、レジリエンスの観点からも影響は軽微であると認識している。
- 一方で、東北は2012年度ころまでに、社会的影響等を考慮したうえで計画的に電線ヒューズの取替を実施しており、本取組効果により、至近年の電線ヒューズ溶断による停電は年間4,500件程度（1事業所あたり1件未満／日）に改善したことも確認出来ているところ。（対策前は年間15,000～17,000件発生）
- 以上のとおり、**電線ヒューズの取替の効果、及び北陸電力送配電において電線ヒューズの取替による不具合件数の抑制ひいては停電事故件数の改善などを目指していることも踏まえ、電線ヒューズの全数取替費用については、認める**こととしたい。

	東北	東京	北陸	関西	北海道、中部、中国 四国、九州、沖縄
取替周期	2012年頃までに電線ヒューズの単独取替を実施してきた結果、至近年の電線ヒューズ溶断による停電は年間4,500件程度（1事業所あたり1件未満／日）となっており、現在は電線ヒューズのみを周期的に取替することは行っていない。ヒューズ溶断の都度や、低圧引込線の張替等の工事動機に合わせて取替する計画。	最大限有効に活用することを指向し、定期的な取替は実施せず。	従来は、断線の都度または引込線と同一柱にある旧仕様電線ヒューズを対象に交換。	引込線保護用ヒューズは定期的な取替は実施しておらず、ヒューズ溶断の都度、取替を基本としているが、過去に経年劣化による溶断のあった一部ヒューズについては、引込線を張替える機会と同時に取替を行っている。	定期的には取り替えておらず、ヒューズ断線の都度交換している。
取替周期の理由		不要動作を発生する可能性がある特定の製造年・製造者の電線ヒューズに対してスマートメーターのイベント情報を取得し、予兆がある場合（電圧低下等）に取替を実施。	引込線工事が減少する中、電線ヒューズの故障発生件数が2010年度は5,167件に対し2021年度では6,274件であり、毎年増加傾向にあるため、電線ヒューズ単独での交換が必要。		

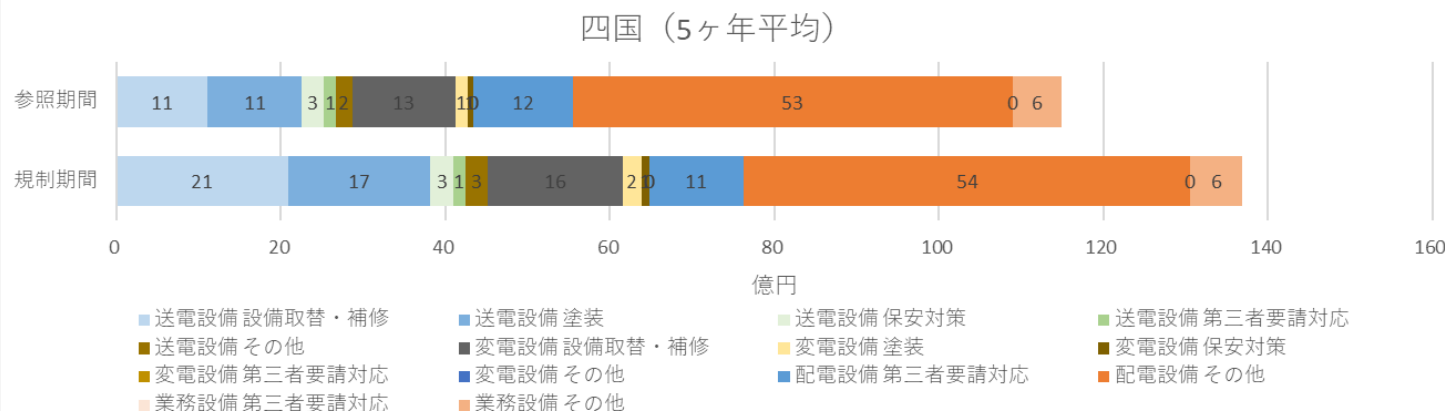
修繕費 四国電力送配電 – 検証結果 –

第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 四国電力送配電の規制期間における修繕費の見通しは5年平均で22億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
115億円

規制期間5年平均
137億円



送電	設備取替・補修 11億円→21億円 (+10億円)	【地中ケーブル管路の高経年化対策 +3.1億円】 地中ケーブル予備管路において高経年化（経年50年程度）による管路継手部の損傷（割れやズレ）を発見。予備管路は事故発生時の早期復旧に必要なことから補修を計画。 ⇒予備管路の必要性について、他社との事例比較も踏まえ追加検証することが必要ではないか。
	塗装 11億円→17億円 (+6億円)	【鉄塔敷地補修他の実施による増 +3.5億円】 近年の豪雨による鉄塔敷地の表土の洗堀・流出等の増加対応。 【高経年化による電線等付属品の補修による増 +3.1億円】 着雪を低減するための電線付属品の補修。
変電	設備取替・補修 13億円→16億円 (+3億円)	【遮断器部品取替他対応 +1.5億】 遮断器取替を当社研究成果やガイドラインの期待年数を参考に10年程度延伸。制御系に直接影響を与える経年劣化部品に限定した電装品修繕を追加。（電協研：第61巻第3号により経年18年目途で修繕を実施）。また、グリス固化などに伴う操作不具合の発生が懸念される機器の分解補修を24年で実施。

1 - (3) 個別検証 四国電力送配電 - 送電設備：地中ケーブル管路 -

送電	設備取替・補修 11億円→21億円/年 (+10億円)	【地中ケーブル管路の高経年化対策 +3.1億円/年】 地中ケーブル予備管路において高経年化（経年50年程度）による管路継手部の損傷（割れやズレ）を発見。 予備管路は事故発生時の早期復旧に必要なことから補修を計画。 ⇒予備管路の必要性について、他社との事例比較も踏まえ追加検証することが必要ではないか。
----	-----------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、四国電力送配電の送電設備修繕のうち、【地中ケーブル管路の高経年化対策 +3.1億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、予備管路の設置の有無、設置目的、予備管路単独での修繕費の計上について他社の状況の確認を行った。

【検証結果】

- 各社の調査結果は、予備管路有りが8社、無しが1社。予備管路の設置目的は設備更新時の引替用、設備故障時の早期復旧を目的に設置。各社とも予備管路単独での修繕費の計上はしていないことを確認した。
- 予備管路については、各社とも活用時に損傷の有無を確認し必要があれば修繕を行うこととしており、使用していない状態の予備管路の補修等を行っていない。
- ただし、本費用には予備管路だけではなく、使用中の複数のケーブルを格納している洞道が含まれており、点検の結果、ひび割れやボルトの腐食等が確認されていることから使用中のケーブル・付属品の損傷を防ぐため、洞道の修繕費(+0.7億円/年)については認めることとする。
- 以上のことから地中ケーブル管路の高経年化対策のうち予備管路修繕(+2.4億円/年)は認めないこととしたい。

修繕費 個別検証（予備管路修繕）

各社の調査結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	沖縄
予備管路の有無	有	有	有	有	有	有	無	有	有
予備管路の設置目的	・設備更新時の引替用。	・主に地中ケーブル破損時、当該管路に新規ケーブルを布設することで早期復旧が可能となるため必要。	・地中ケーブルの設備故障時（経年取替も含む）に予備管路を使用することで、ケーブル布設作業と停電復旧（または停止期間）の短縮を図っている。 ・さまざまケースが考えられるが、例えば1区間のケーブル取替において予備管路が無い場合、停止期間は6日程度、予備管路がある場合、停止期間は3日程度に短縮可能。加えて、目標設定における「電力ネットワークの強靱化によるレジリエンス強化」や停電の早期復旧対応のに関する対策」等の安定供給分野における国等の議論も踏まえ今後も必要不可欠な設備と考えている。	・予備管路がある場合、既設の故障ケーブルを撤去する必要がないため、早期な復旧が可能となる。 ・管路の点検保守や緊急時のケーブル布設を目的に、1径間（イメージ；マンホールとマンホールの間）につき1孔の予備管路を確保することを標準としている。	・点検保守及び緊急時のケーブル敷設用として最大管径で1孔を確保している（設備更新時にも利用）。	・地中送電方式は、停電復旧に時間を要するという特性があるため、予備管路は停電発生時の早期復旧等の目的のために必要な設備と考えている。		・予備管路は主に、万一の事故復旧用として活用。	・需要増や事故時などでケーブルの新設や取替が発生した場合、予備管路を使用することで速やかに工事を行うことができる。
予備管路単独での修繕費の計上	・設備更新等で予備管路を使用する際にはカメラ点検を実施し、損傷が確認された場合には設備工事にて管路補修を実施するため修繕費は未計上。	・補修については、定期的な修繕は計画していない。	・計画的な補修は行っていないため、規制期間での計上はなし。	・約13百万／年（※予備管路と、現在入線している使用中の管路の区別ができないため、全ての管路の補修費用となっている。）。	・設備更新に先立ち発見した異常箇所を補修（設備工事）している。恒常的な修繕費としては計上していない。	・補修費用に関して、地面の段ズレ等による管路補修は、概ね当該ルート of 管路を一括して修繕する必要があることから使用中の管路を補修した場合、必然的に予備管路も補修されることとなる。（予備管路を補修する目的での修繕は実施していない）		・補修は活用時に異常発見の都度行うこととしており、補修費用は計上していない。	・補修費用の実績及び規制期間での計上はない。

修繕費 九州電力送配電 – 検証結果 –

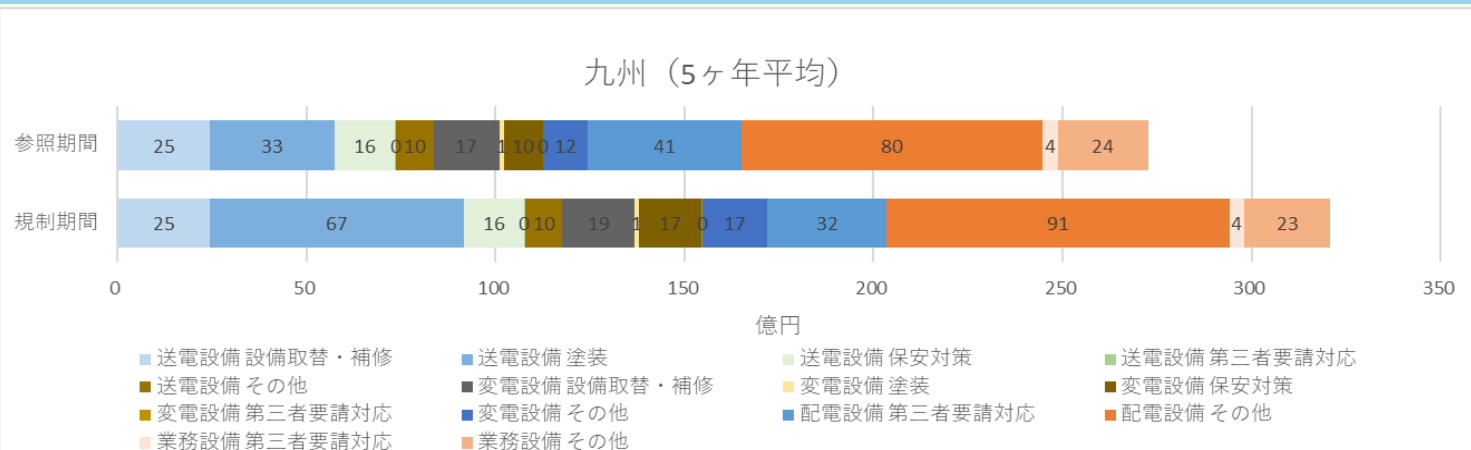
第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 九州電力送配電の規制期間における修繕費の見通しは5年平均で48億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
273億円



規制期間5年平均
321億円



送電	設備取替・補修	特に大きな増減なし。
	塗装 33億円→67億円 (+34億円)	【鉄塔塗装+34.2億円】亜鉛めっきの消失により塗装による鉄塔延命化が十分には期待できなくなる時期（建設からの経年：山間部で60年、臨海部で40年を想定）に到達する鉄塔のうち、更新予定分や既塗装等の定期的な経過観察を行う分を除外し対象設備を選定した結果、参照期間平均が300基/年、規制期間の平均が500基/年となる。 ⇒kV、基数、塗装面積等の情報をもとに他社との比較も踏まえて妥当性について検証することが必要ではないか。
変電	設備取替・補修	特に大きな増減なし。
	保安対策 10億円→17億円 (+7億円)	【変電設備CVケーブル交換+6.3億円】これまでは経年35年以上のケーブルのうち設置環境（湿潤環境）や製造方法（湿式架橋）などを考慮した優先順位に基づき更新してきたが、近年の事故発生状況を踏まえ、設置環境や製造方法によらない経年35年以上のケーブルを対象として計画的に更新する方針へ変更。従来の更新計画（65組/5か年）から135組増となる200組/5か年の更新を計画。 ⇒組数の増加の妥当性を追加で検証することが必要ではないか。
	その他 12億円→17億円 (+5億円)	【設備工事で発生する付帯修理の件数増加による費用増+2.1億円】 【経年劣化等に伴う諸設備修繕の増+3.3億円】

1 - (3) 個別検証 九州電力送配電 - 変電設備：CVケーブル更新 - 1 / 2

変電	保安対策 10億円→17億円/年 (+7億円)	【変電設備CVケーブル交換+6.3億円/年】これまでは経年35年以上のケーブルのうち設置環境（湿潤環境）や製造方法（湿式架橋）などを考慮した優先順位に基づき更新してきたが、近年の事故発生状況を踏まえ、設置環境や製造方法によらない経年35年以上のケーブルを対象として計画的に更新する方針へ変更。従来の更新計画65組/5か年）から135組増となる200組/5か年の更新を計画。 ⇒組数の増加の妥当性を追加で検証することが必要ではないか。
----	-------------------------------	---

- 第20回料金制度専門会合において、九州電力送配電の変電設備修繕のうち、【変電設備CVケーブル交換+6.3億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、規制期間中の組数増加の妥当性について確認を行った。

【検証結果】

- 過去10カ年の電力ケーブル不良事故実績は8件であり、その内訳は湿潤環境にあり湿式架橋方式で製造されたCVケーブルの事故は1件、湿潤環境にはないが湿式架橋方式で製造されたCVケーブル事故が3件、湿式架橋方式でもなく湿潤環境にもないCVケーブル事故が4件であった。
- CVケーブルの事故を防ぐ必要があり、近年35年以下のCVケーブルでも事故は発生しており、同社においては今後10年間かけて35年以上のCVケーブルを取り替える予定である。
- 他社における対応についてヒアリングを行った結果、劣化診断を入念に行った上で取替の要否を検討しているとされているところ。九州電力送配電では、6kVについては6年周期で劣化診断を実施(0.1百万円/回)しているが、22kV以上については、劣化診断費用が5百万円/回と高額であり、6年周期の劣化診断を実施した場合、経年36年では30百万円/組程度の劣化診断費用が必要となり、更新費用と同程度となる
- また、直近3年の事故実績が5件(うち、製造方式や設置環境によらない事故実績は22kV以上で4件)発生していること、電気協同研究では経年35年をピークに経年とともに事故発生率が増加する傾向にあることから、これに対応する観点から、経年35年以上のCVケーブル(200組/5か年)を対象として更新することを認めることとしたい。

1 - (3) 個別検証 九州電力送配電 - 変電設備：CVケーブル更新 - 2 / 2

年度	件名	電圧階級	供給支障量	経年	湿式架橋	湿潤環境
2013	H変電所 1号配変ケーブル地絡事故	66	8.0MW×1分	41	○	○
2015	Y変電所 3号配変ケーブル地絡事故	6	4.6MW×2分	37	○	—
	H変電所 1号配変ケーブル地絡事故	6	12.3MW×3分	37	○	—
2019	K変電所 2号配変ケーブル地絡事故	22	1.8MW×11分	32	—	—
	O変電所 3号配変ケーブル地絡事故	110	8.6MW×7分	37	—	—
2020	B変電所 6kV所内電力ケーブル地絡事故	6	2.4MW×1分	36	○	—
2021	O変電所 4号配変ケーブル地絡事故	22	6.7MW×29分	30	—	—
	T変電所 1号主変ケーブル地絡事故	110	67.2MW×22分	32	—	—

他社のCVケーブル更新基準

東京	・現場状況を確認し、接水している箇所かつ遮水層無しCVケーブルの場合に、優先順位付けして設備更新しております。 - そのため、経過年数のみに基づく設備更新は実施しておりません。 ・定期的にケーブル劣化診断を実施し、設備更新を判断しております
中部	・変電設備CVケーブルは、不具合に至る可能性が高いCVケーブル（設置環境、製造方法による）をメーカー設計寿命30年目安として、更新を判断しております。 - それ以外のCVケーブルは経年による劣化傾向が小さいため、長期使用ができると想定しております。（撤去ケーブルより劣化状況のデータを収集し、想定使用可能年数を検討中） ・当社管内において、接水する場所に布設している遮水層なしCVケーブルで不具合が発生（2014年8月4日、岐阜支社管内の変電所で発生）⇒上記記載の不具合に至る可能性が高いCVケーブルの更新を実施。
関西	・遮水層有無により更新時期が変わります。 - 遮水層有のCVケーブルについては、接続機器（変圧器等）の取替時期を考慮して、計画的に更新しています。 - 遮水層無のCVケーブルについては、77kVは経年42年、154kVは経年39年を目安に、接続機器の取替時期を考慮して、計画的に改修を行っています。 ・一部CVケーブルについては絶縁劣化診断を実施し、更新時期を判断しています。

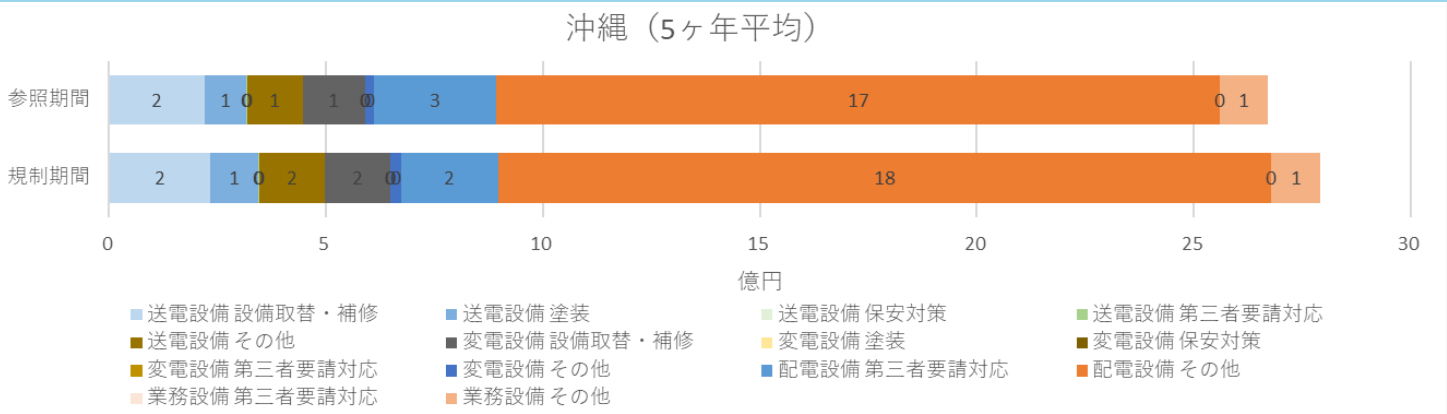
修繕費 沖縄電力 - 検証結果 -

● 沖縄電力の規制期間における修繕費の見通しは 5 年平均で1億円増加しており、内訳ごとの増減要因と検証結果は以下のとおり。

参照期間5年平均
27億円



規制期間5年平均
28億円



変電	設備取替・補修 1.4億円→1.5億円 (+0.1億円)	【蓄電池触媒栓取替+0.1億円】取替周期の見直し（9年→5年）。取替を9年に試行したところ5700個中、2個の折損が発生したためメーカー推奨の5年毎の取替に戻る（蓄電池1組52セル、設置箇所約110箇所、触媒栓数約5700個）※折損すると水素ガス、酸素ガスが発生 ⇒取替周期見直しの妥当性について、他社の周期見積りの状況を踏まえて検証することが必要
	その他 0.2億円→0.23億円 (+0.03億円)	【変電所構内の支障木伐採回数（2回→3回）+0.03億円】
配電	第三者要請対応 2.83億円→2.24億円 (▲0.59億円)	【建設事業者起因で発生する防護管取付工事を事業外に整理 ▲0.59億円】
	その他 16.69億円→17.81億円 (+1.12億円)	【台風等の影響による切断リスクの低いバインド線へ取替、レジリエンス強化のための支障木伐採 等+1.12億円】
業務設備	その他 1.11億円→1.14億円 (+0.03億円)	【2019年度に導入した自動給電システム主要部品（ハードデスク、電源ユニット等）の交換が2024年度に発生 +0.03億円】

1 - (3) 個別検証 沖縄電力 - 変電設備：蓄電池触媒栓取替 - 1 / 2

変電	設備取替・補修 1.4億円→1.5億円／年 (+0.1億円)	【蓄電池触媒栓取替+0.1億円／年】取替周期の見直し(9年→5年)。取替を9年に試行したところ5700個中、2個の折損が発生したためメーカー推奨の5年毎の取替に戻す(蓄電池1組52セル、設置箇所約110箇所、触媒栓数約5700個) ※折損すると水素ガス、酸素ガスが発生 ⇒取替周期見直しの妥当性について、他社の周期見積りの状況を踏まえて検証することが必要
----	--------------------------------------	--

- 第20回料金制度専門会合において、沖縄電力の変電設備修繕のうち、【蓄電池触媒栓取替+0.1億円】について、上記のとおり追加検証を行うこととしことから、規制期間中の蓄電池触媒栓取替のタイミングの妥当性など他社の状況も踏まえ検証を行った。

【結果】

- 各社の調査結果は、6社が取替周期は定めず、劣化等の状況を確認し取替を判断。1社が蓄電池メーカーの推奨交換時期(3～5年)や、これまでの保守運用や障害実績等を考慮し8年と設定。または「液面低下レベルが一定値を超えた場合」としている。1社が定期交換の必要の無いバッテリーを採用。1社がメーカーごとの取替推奨周期を採用。ただし、触媒栓取替予定時期の直近1～2年で蓄電池そのものの撤去・更新を計画している場合は、メーカーの推奨時期を超えて、撤去・更新までの期間を暫定的に運用する場合があります、定期巡視で電解液の状態確認を実施していることを確認した。
- 蓄電池触媒栓取替周期を9年に試行したところ、2個の折損実績があったこと、他社でもメーカーごとの取替推奨周期を採用している事業者があることから、**メーカー推奨の5年に戻すことについて認めることとしたい。**

1 - (3) 個別検証 沖縄電力 - 変電設備：蓄電池触媒栓取替 - 2 / 2

各社の調査結果

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
取替周期	・「8年」または「液面低下レベルが一定値を超えた場合」。	・メーカーごとの取替推奨周期を採用	・一律の取替周期は設定せず、巡視や点検で劣化状況を確認（蓄電池の液面低下など）した都度、取替を実施。	・定期交換の必要なし。	・蓄電池定期点検において、蓄電池の液面や触媒栓の外観を確認し、異常兆候がみられる場合に触媒栓の取替を計画。	・取替周期は規定していない。	・電解液の減液など触媒作用の劣化が顕在化した場合や、変形や外傷など損傷が発生した場合に取替えている。	・設備状態（メーカー推奨含む）により個別に判断し取替を実施しています。（取り決めた取替周期（方針）はなし）	・巡視や点検結果に基づき都度、取替を判断。
取替周期の理由	・蓄電池メーカーの推奨交換時期（3～5年）や、これまでの保守運用や障害実績等を考慮し、8年と設定。 ただし、液面低下レベルが一定値を超えた場合は寿命と判断し、8年を待たずして交換。実績としては5～8年程度での更新。	・メーカー推奨時期を採用 ただし、触媒栓取替予定時期の直近1～2年で蓄電池そのものの撤去・更新を計画している場合は、メーカーの推奨時期を超えて、撤去・更新までの期間を暫定的に運用する場合があるが、定期巡視で電解液の状態確認を実施し、異常がないか確認している。		・弊社変電設備として標準的に採用しているCS型蓄電池については補水の頻度を少なくできる触媒栓付ではなく、防爆防まつ装置付き（補水対応を実施）を採用しているため触媒栓の定期交換は発生しない。	・触媒栓取替実績としては、概ね7～10年程度で取替を実施。	・蓄電池については外観点検および電圧測定を定期的に実施しており、その結果を踏まえて、蓄電池（全体）の取替を検討。	・触媒栓の劣化の進行は、蓄電池の設置環境や使用状態により異なるため、個別の劣化状況から取替時期を見極めていく。また、取替など保守については、技術指針※により定めた社内ルールに基づき実施。 ※「据置蓄電池の保守・取扱いに関する技術指針（SBA G0303-1996）」（社）電池工業会		

1. 修繕費における今後の検証事項

- 修繕費については、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とする。
- ただし、指針及び審査要領の規定において、各一般送配電事業者からの合理的な説明がなされた費用額に限り、収入の見通しに算入することが認められている。
- このため、今後、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を算出しつつ、今回の検証結果を踏まえて費用全体の妥当性について検証を行うこととする。

1. 修繕費

(1) 修繕費/固定資産比率の検証

(2) 塗装費の検証

(3) 一般送配電事業者ごとの個別検証

2. 託送料

3. その他

1. 託送料 ー事業報酬率の考え方ー

- 第22回料金制度専門会合において、託送料に含まれる電源開発NW向け託送料について議論。効率化係数の適用等については合意されたが、事業報酬率について検討を継続することとなった。
- 今般、事務局において事業報酬率の設定につき整理を実施。整理内容を御報告するとともに、その内容について御議論いただきたい。

1. 託送料【論点1】－事業報酬率の考え方－

- 現行の電源開発NWの事業報酬率は各契約の平均で2.76%（その他費用に含まれる契約）
- 第18回料金制度専門会合における検証において、一般送配電事業者の事業報酬率が、現行託送料金制度における算出方法を基本としつつ、最新の数値や分社化後の状況も踏まえた諸元に更新した結果、**1.9%から1.5%に見直されたことを踏まえると、電源開発NWの事業報酬率についても見直しを図られることが適当。**

自己資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{※1} \times (1-\beta) + \text{全産業の自己資本利益率}_{※2} \times \beta_{※3}$$

- ✓ ※1) 公社債利回り実績率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※2) 全産業の自己資本利益率について、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※3) 分社化に伴い、一般送配電事業者は非上場会社となりβ値が存在しない。β値については、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間における親会社のβ値を用いる。

他人資本報酬率

算出式

$$\text{公社債利回り実績率}_{※1} + \text{一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値}_{※2}$$

- ✓ ※1) 公社債利回りについては、直近5年間の平均値を用いて算定する。
- ✓ ※2) 一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、分社化後の実績値を用いることも考えられるが、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前5年間の(旧一般電気事業者の平均有利子負債利率－公社債利回り実績率)の平均値を用いる。

レベニューキャップ制度における算出方法

	採録期間	β	リスクプレミアム	事業報酬率
一般送配電事業者における事業報酬率の設定	震災前5年	0.42	0.31%	1.5%

1. 託送料【論点1】－事業報酬率の考え方－

- 一般送配電事業者の事業報酬率は今回の検証にて、1.5%と算定されたが（A）、送電事業者の事業構造の違いや送電事業者の事業リスクは東日本大震災前後も大きな変化がない点を考慮し、直近5年を採録期間として電源開発NW親会社の電源開発における事業リスク（ β 値）やリスクプレミアム値を踏まえて計算した事業報酬率は2.8%となる（B）。

※事業報酬率の見直しに併せて、法人税等についても直近の2020、21年度の実績に置き換える。

- 送電事業者における託送費用については、経済産業大臣への料金の届出により回収の確実性が一定程度は担保されていることを踏まえると、（A）と（B）の間に適切な事業報酬率の水準があると考えられる。ただし、この水準の精緻化を行うためには、相応の時間をかけて、電源開発NWと一般送配電事業者の事業構造や事業リスクの違いを検証する必要があることから、第1規制期間については、（A）と（B）の中間値である2.2%（C）が事業報酬率として妥当と考えられるのではないか。

事業報酬率の設定方法について		採録期間	β	リスク プレミアム	事業報酬率
(A)	一般送配電事業者における事業報酬率 (採録期間を震災前5年間と設定して算定)	震災前5年	0.42	0.31%	1.5%
(B)	電源開発における事業報酬率 (採録期間を直近5年と設定して算定)	直近5年	0.75	0.84%	2.8%
(C)	(A) と (B) の中間値				2.2%

1. 託送料【論点1】 – 新しい事業報酬率の適用範囲 –

第22回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 電源開発NWにおける契約においては、フラット型の契約※1（基本的に事業報酬率3.0%、一部の新規契約は1.9%）と逓減型の契約※2（事業報酬率1.9%）があるが、当初の目的であるコスト効率化を果たす観点から、**既に2.2%以下の契約については、一定程度の効率化が図られているとみなし現状維持とし、2.2%を上回る契約については、電源開発NWと契約の見直し協議を行うことが適当。**

※1 運転開始時における当該設備の維持管理費、減価償却費、事業報酬等をもとに算定した原価総額を基本的に据え置く固定料金制。

※2 経年による当該設備の維持管理費、減価償却費、事業報酬等の逓減を踏まえて算定した逓減料金制＋定期改定を実施。

事業報酬率の設定範囲について	
全ての契約に対して、新たな事業報酬率2.2%を設定	既に事業報酬率を1.9%と設定している契約を2.2%に見直すことによりコスト効率化が困難となるおそれ

事業報酬率の設定範囲について	
既存の契約のうち、事業報酬率が2.2%を上回る値で設定されている契約	2.2%に見直し
既存の契約のうち、事業報酬率が既に2.2%を下回る値で設定されている契約	現状を維持

【参考】送電事業者と一般送配電事業者の事業構造の比較

第22回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 検証にあたり、送電事業者（電源開発NW）と一般送配電事業者の事業構造の差異について以下のとおり整理。

項目	送電事業者（電源開発NW）	一般送配電事業者	留意条項
設備構成	● 送電線はほぼ特高 ● 変電所は4カ所のみ ● 線的（1次元）な広がり ● 特殊な設備の存在感が大きい	● 送電線は特高～高圧～低圧の全てがあり、低圧の設備ボリュームが大 ● 変電所も特高から低圧まで多数あり、低圧の設備ボリュームが大 ● 面的（2次元）な広がり	対象設備・費用の統一が必要
事業形態	● 一般送配電事業者への振替供給の専業 ● 設備の設置・使用期間・廃止は一般送配電事業者との協議を踏まえ決定	● 接続供給（インバランス供給）、配電、最終補償、系統計画、系統運用を担う ● 設備の設置・使用期間・廃止は自分自身で決定	電源開発NWは、一送に収入を依頼し、事業の自律性が低い
事業拠点	● 全国の主要設備近傍に配置	● エリア内に分散配置	需要等の考え方に考慮が必要
規制・制度	● 参入・退出許可制 ● 民民契約、届出料金 ● 一般送配電事業者との協議を踏まえ地点別に料金収受	● 参入・退出許可制 ● 国による査定を経た認可料金 ● 約款により系統利用者から料金を収受	電源開発NWの料金については特段のルールが無い

2. 託送料 ー事業報酬率の考え方ー

- 電源開発NW向け託送料は、事業報酬率のみならず経費全体について、民間事業者同士の交渉で決まるものである。一般送配電事業者の事業報酬率は今回の検証において1.5%と算定されているところ、電源開発NWの契約においても、当事者間で効率化に向けた取り組みを続けることが望まれる。
- 電源開発NWの契約のうち、フラット型契約においては、運転開始時の原価総額を据え置く固定料金制になっており、同契約において基本的には事業報酬率が3.0%と算定されているところ、そうした契約の経緯を勘案し、一般送配電事業者の事業報酬率の削減率（21%）を適用した事業報酬率（2.37%）を設定することとしてはどうか[※]。
※ただし、既に2.37%を下回る事業報酬率が適用されている契約については据え置きとする。
- 電源開発NWの契約のうち、簿価逓減型契約については、経年による簿価の逓減を反映させる変動料金制になっており、同契約においては事業報酬率が1.9%と算定されており、上記の2.37%を下回っていることを考慮し、据え置きとしてはどうか。

<事務局案 一般送配電事業者の事業報酬率の削減率（21%）を適用>

一般送配電事業者の事業報酬率 1.9%（検証前）→1.5%（検証後） = 21%減

フラット型契約の事業報酬率 3.0%（検証前）→ **2.37%**（検証後） = 21%減

簿価逓減型契約の事業報酬率 1.9%（検証前）→ 1.9%（検証後） = 据え置き

【参考】上記の案を適用すると、契約全体では 2.76%（検証前）→2.27%（検証後）

1. 修繕費

(1) 修繕費/固定資産比率の検証

(2) 塗装費の検証

(3) 一般送配電事業者ごとの個別検証

2. 託送料

3. その他

3. 離島ユニバーサル費用 東北電力NW – 他社購入電力料の計上漏れ –

- 第21回料金制度専門会合において、東北電力NWにおいて他社購入電力料のうちFIT等買取分について、参照期間には計上していたが規制期間には計上漏れの連絡があったため、別途内容確認の上算入可否について検討することとされたことから、計上額の妥当性について確認を行った。

- FIT等買取費用はFIT等買取量に回避可能費用単価を乗じて算定する。

・FIT等買取量は供給計画に基づき算定。

(単位：千kWh)

2017	2018	2019	2020	2021	5力年計	5力年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5力年計	5力年平均 (B)	差引き (B)-(A)
4,987	5,013	5,621	6,076	6,361	28,058	5,612	6,355	6,352	6,352	6,352	6,352	31,763	6,353	741

・回避可能費用単価 (総離島等供給費－離島の調整力にかかる費用) ÷ 離島需要 = **47.72円/kWh**

※現行の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき算定。

※算定諸元については公表資料等により確認済。

・FIT等買取費用(FIT等買取量×回避可能費用単価)

(単位：百万円)

2017	2018	2019	2020	2021	5力年計	5力年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5力年計	5力年平均	差引き
69	67	85	130	184	535	107	303	303	303	303	303	1,515	303	196

- **FIT等買取量は今回の供給計画に基づき算定していること、回避可能費用単価は現行の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき算定しており、各年度の計上額(3億円)は妥当であることを確認した。**

3. 支障木伐採委託費 – 主要設備の査定率の適用結果 –

- 第20回の料金制度専門会合では、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とするとし、さらに収入の見通しへの追加の算入を希望する一般送配電事業者に対しては、支障木伐採委託費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととされた。
- **各一般送配電事業者における参照期間の実績額に主要設備における査定率（※）を乗じた額は以下のとおりである。次回以降にて、個別の増加要因の検証を行いたい。**

※第21回料金制度専門会合 資料5にて算定した査定率を使用。

会社	参照期間 5年計			主要設備 査定率 (D)	査定率適用結果 (E) = C×D	提出額 規制期間5年計	査定額 規制期間5年計	増減 G-F
	委託費計上分 (A)	修繕費計上分 (B)	支障木伐採委託費用 (C) = A + B			支障木伐採委託費用 (F)	(E) と (F) のい ずれか小さい金 額 (G)	
北海道電力NW	16,285	—	16,285	送・変・配電等 の設備毎の査定率	15,788	15,737	15,737	-
東北電力NW	32	63,347	63,379		63,338	65,095	63,338	▲1,757
東京電力PG	—	63,896	63,896		62,591	70,303	62,591	▲7,712
中部電力PG	35,499	—	35,499		35,181	41,565	35,181	▲6,384
北陸電力送配電	8,102	—	8,102		7,923	9,120	7,923	▲1,197
関西電力送配電	58,017	—	58,017		56,785	54,511	54,511	-
中国電力NW	26,499	2,496	28,995		28,221	35,239	28,221	▲7,017
四国電力送配電	113	10,911	11,024		11,030	12,021	11,030	▲991
九州電力送配電	28,832	3,163	31,995		31,423	37,036	31,423	▲5,614
沖縄電力	7	2,452	2,459		2,537	2,674	2,537	▲137

※ 東京については修繕費計上分、東北、中国、四国、九州、沖縄については修繕費と委託費の合計分について記載。

※ 各エリア、参照期間における設備毎の実績額に、設備毎の査定率を乗じた額を、規制期間における各年度の査定額として算出（算出額＞提出額 の場合は、提出額を上限）。

1－② 支障木伐採委託費－全体概要－

各社の主な増減内容は以下のとおりであり、全体的な傾向としては、自然災害激甚化を踏まえた伐採強化による費用増が中心である。

- ・北海道：送電設備の接近木伐採サイクルの延伸による減 ▲2.5億円。配電設備の耐摩耗性防護管の施設箇所の伐採による増 +1.4億円。
- ・東北：線下樹木の伐採に加え、1方向1回線送電線に限り倒木範囲樹木の伐採追加 +4億円。
- ・東京：送電設備のヘリレーザによる離隔測定精度向上による増 +5億円。配電設備における近年の台風等災害の影響による伐採範囲の増 +8億円。
- ・中部：1976年以降に建設された地上高が高い送電設備の線下伐採（高樹高・大径木）の増加 +5億円。配電設備の伐採管理径間の増加 +7億円。
- ・北陸：送電設備の伐採調査、工事に係わる状況変化による伐採単価の増。配電設備の自然災害激甚化を踏まえた伐採強化等による増 +2億円。
- ・関西：関西電力送配電は、参照期間に実際に支払った支障木伐採委託費から不適切な支出分を控除した額を過去実績値として計上し、規制期間の見積もり値からも不適切な支出分を控除していることを確認した。また伐採基準（電線横振れ想定適用風速等）見直し等の効率化による減 ▲7億円。
- ・中国：送電設備の単価は2012年度より据え置きのため契約先から改定の申入れがあったことから、2021年度の労務費等により算出したことによる増 +5.9億円
配電設備は伐採保全維持業務 +2億円、事前伐採（レジリエンス強化）を2023年度から実施による増 +4.5億円。
- ・四国：伐採調査、工事に係わる状況変化による伐採関連費の増等 +2億円。
- ・九州：送電線下樹木の伐期到達設備数の増に伴う伐採費の増 +5億円。
- ・沖縄：鉄塔周辺で雑草成長の早い場所の敷地異常（陥没、地滑り）の発見遅れ防止のため支障木伐採回数を見直し +0.24億円。

<支障木伐採委託費：参照期間及び規制期間の推移と5年平均の増減>

（単位：百万円）

会社	参照期間							規制期間							増減
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均 (A)	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均 (B)	(B)-(A)
北海道電力NW	3,349	3,155	3,589	2,987	3,205	16,285	3,257	3,246	3,318	3,058	3,058	3,058	15,737	3,147	▲110
東北電力NW	13,094	10,921	11,628	12,887	14,848	63,379	12,676	13,045	12,986	12,977	13,043	13,045	65,095	13,019	343
東京電力PG	11,692	12,862	11,404	13,433	14,505	63,896	12,779	14,737	14,852	13,461	13,573	13,680	70,303	14,061	1,281
中部電力PG	6,759	6,732	7,095	7,497	7,416	35,499	7,100	8,413	8,413	8,313	8,213	8,213	41,565	8,313	1,213
北陸電力送配電	1,496	1,446	1,598	1,785	1,777	8,102	1,620	1,844	1,828	1,825	1,815	1,807	9,120	1,824	204
関西電力送配電	11,373	10,992	11,679	11,894	12,079	58,017	11,603	10,786	10,941	10,932	10,929	10,923	54,511	10,902	▲701
中国電力NW	5,525	5,737	5,552	6,067	6,114	28,995	5,799	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	35,239	7,048	1,249
四国電力送配電	2,069	2,221	2,222	2,224	2,290	11,024	2,205	2,404	2,406	2,403	2,404	2,404	12,021	2,404	199
九州電力送配電	6,096	7,022	5,695	6,079	7,103	31,995	6,399	7,461	7,268	7,410	7,449	7,449	37,036	7,407	1,008
沖縄電力	569	437	433	532	489	2,459	492	535	535	535	535	535	2,674	535	43

※ 東京については修繕費計上分、東北、中国、四国、九州、沖縄については修繕費と委託費の合計分について記載。

1 - ① ② 修繕費・支障木伐採委託費 今後の検証事項

第20回 料金制度専門会合
事務局提出資料

- 修繕費及び支障木伐採委託費については、参照期間における各一般送配電事業者の実績額に、CAPEXの主要設備における査定率を乗じた額を基本とする。
- ただし、指針及び審査要領の規定において、各一般送配電事業者からの合理的な説明がなされた費用額に限り、収入の見通しに算入することが認められている。
- このため、各一般送配電事業者に対しては、修繕費及び支障木伐採委託費の個別の増加要因に対する検証事項に対して重点的に説明を求めつつ、その妥当性について検証を行うこととする。
※個別の増加要因に対する検証事項は、14～31スライドの黄色ハイライト箇所その他、必要に応じて追加するものとする。
- また、上記追加検証を行うにあたり、修繕費の合計額と送電・変電・配電設備の固定資産価額との割合（以下、「修繕費/固定資産比率」という。）の経年比較及び10社比較を行い、修繕費/固定資産比率に大きな増減がある場合には、高経年化設備更新ガイドラインにおける標準期待年数を踏まえた考え方との整合性やレジリエンス対策といった観点で各一般送配電事業者の説明を求めた上で、費用全体の合理性を検証することとしてはどうか。