

関消懇の質問書に対する関西電力の回答

関西消費者団体連絡懇談会（安全食品連絡会、コンシューマーズ京都、滋賀県生活協同組合連合会、全大阪消費者団体連絡会、奈良県生活協同組合連合会）が、関西電力との定期懇談に先立って提出した質問に対する回答書から、新規質問・データ編への回答を抜粋して掲載します。

●Q1. 2023年3月期決算における、電気料金の総括原価の費用の2022年度実績を科目ごとに明らかにしてください。

【回答】

以下の表をご参照願います。

(百万円)

総括原価の科目		総括原価の実績				
		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
	役員給与	725	682	730	839	924
	給料手当	161,112	154,291	75,423	72,033	70,353
	給料手当振替額	▲ 3,849	▲ 3,689	▲ 1,001	▲ 967	▲ 1,322
	退職給与金	23,554	21,291	11,305	10,517	10,067
	厚生費	31,526	31,039	15,514	15,491	14,949
	委託検針費	0	0	0	0	0
	委託集金費	0	0	0	0	0
	雑給	3,469	3,827	1,875	1,978	2,224
人件費計	216,540	207,442	103,847	99,892	97,196	
	石炭費	54,123	42,367	33,433	81,616	192,910
	燃料油費	16,959	4,356	24,485	59,957	104,849
	ガス費	443,481	388,094	319,303	350,135	543,440
	核燃料費	22,966	21,669	12,571	26,959	19,144
	その他燃料費	696	446	3,636	1,497	2,497
燃料費計	538,227	456,934	393,432	520,166	862,843	
	水力	11,569	11,502	11,431	6,121	5,896
	火力	19,899	23,090	31,718	15,763	31,969
	原子力	42,402	50,854	59,922	40,031	55,414
	新エネ	22	47	57	52	30
	送電	11,629	10,507	0	0	0
	変電	10,177	6,414	0	0	0
	配電	78,951	89,953	0	0	0
	業務	2,425	1,854	1,241	1,119	1,003
修繕費計	177,078	194,224	104,373	63,088	94,313	
	水力	17,866	13,033	13,286	13,223	14,227
	火力	44,231	32,943	33,130	30,461	30,717
	原子力	43,146	33,771	39,603	56,739	63,358
	新エネ	303	114	115	115	115
	送電	62,312	52,174	0	0	0
	変電	33,516	24,375	0	0	0
	配電	30,089	21,688	0	0	0
	業務	12,978	9,573	6,611	7,845	9,824
減価償却費計	244,444	187,676	92,748	108,385	118,243	
	法人税等	33,356	31,990	▲ 1,939	9,076	▲ 52,773
	電源開発促進税	51,663	50,633	0	0	0
	固定資産税	50,409	48,936	18,084	19,756	21,484
	事業税	25,448	23,752	11,901	13,201	15,227
	雑税	12,510	11,498	10,397	9,582	14,016
	水利使用料	4,429	4,423	4,428	4,441	4,452
公租公課計	177,816	171,234	42,873	56,058	2,407	
	地帯間購入電源・送電費	11,991	10,606	0	0	0
	他社購入電源・送電費・非化石証書購入費	504,883	443,575	389,743	314,509	911,599
購入電力料計	516,874	454,183	389,743	314,509	911,599	

	使用済燃料再処理等発電費 ^(※1)	42,586	37,922	20,960	47,111	36,345
	使用済燃料再処理等既発電費	20,738	20,738	0	0	0
	使用済燃料再処理等発電準備費	0	0	0	0	0
	廃棄物処理費	13,348	18,634	12,634	9,498	18,589
	特定放射性廃棄物処分費	10,488	10,499	7,615	17,337	15,783
	消耗品費	7,166	8,577	6,072	4,115	5,410
	補償費	3,010	2,827	1,132	1,562	1,502
	賃借料	58,005	50,323	21,930	21,126	20,590
	託送料・事業者間精算費	14,841	15,951	0	0	0
	委託費	106,879	129,996	83,434	75,160	76,102
	損害保険料	1,698	1,967	1,938	1,211	1,215
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	31,543	31,542	38,817	39,786	39,786
	普及開発関係費	10,196	10,621	10,046	7,896	8,599
	養成費	1,597	1,738	1,292	1,177	1,171
	研究費	8,331	8,257	6,745	5,643	5,404
	諸 費	29,696	50,722	30,500	33,594	32,461
	電気料貸倒損	1,117	631	653	1,497	1,456
	固定資産除却費	22,445	31,049	18,751	15,169	3,146
	原子力発電施設解体費	16,050	14,408	15,149	15,449	16,506
	共有設備費等分担額(貸方含む)	773	759	989	1,097	1,157
	非化石証書関連振替額(貸方)	0	0	▲ 133	▲ 2,431	1837
	開発費・開発費償却	0	0	0	0	0
	電力費振替勘定	▲ 234	▲ 187	▲ 296	▲ 263	▲ 260
	建設分担関連費振替額	▲ 843	▲ 959	▲ 1,010	▲ 315	▲ 383
	附帯事業費用分担関連費振替額	▲ 1,552	▲ 1,295	▲ 1,519	▲ 3,292	▲ 3489
	株式発行費・償却	0	0	0	0	0
	社債発行費・償却	918	855	466	1,870	451
	原子力廃止関連返勘定償却費	5,307	7,986	5,964	5,964	7,986
	使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結 ^(※2)	1,011	1,011	0	0	0
	その他経費計	405,121	454,582	282,137	299,967	291,372
	営業費用小計	2,276,104	2,126,278	1,409,157	1,462,070	2,377,976
	特定固定資産	3,118,224	3,118,224	3,118,224	3,118,224	3,118,224
	核燃料資産					
	装荷核燃料	512,523	512,523	512,523	512,523	512,523
	加工中、半製品、完成核燃料等	0	0	0	0	0
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定	69,792	69,792	69,792	69,792	69,792
	建設中資産					
	建設仮勘定1/2	270,992	270,992	270,992	270,992	270,992
	繰延資産					
	試験研究費	0	0	0	0	0
	開発費	0	0	0	0	0
	株式発行費	0	0	0	0	0
	社債発行費	0	0	0	0	0
	社債発行差金	0	0	0	0	0
	運転資本					
	減償・公課除営業費1.5ヶ月	168,926	168,926	168,926	168,926	168,926
	燃料他貯蔵品1.5ヶ月	54,187	54,187	54,187	54,187	54,187
	特定投資					
	特定投資(長期投資)	139,624	139,624	139,624	139,624	139,624
	小 計	4,334,268	4,334,268	4,334,268	4,334,268	4,334,268
	事業報酬計	125,694	125,694	125,694	125,694	125,694
	控除収益					
	遅収加算料金	0	0	0	0	0
	地帯間販売電力料	12,532	10,922	0	0	0
	他社販売電力料	137,682	64,199	163,059	336,405	411,907
	託送収益	1,625	1,134	0	0	0
	事業者間精算収益	2,627	2,053	0	0	0
	電気事業雑収益	29,164	28,938	42,755	38,964	109,397
	預金利息	10	13	8	3	455
	使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結	0	0	10,253	0	0
	賠償負担金相当収益	0	0	6,113	13,294	13,011
	廃炉円滑化負担金相当収益	0	0	2,582	8,790	11,960
	控除収益計	183,642	107,261	224,771	397,459	546,732
	総括原価合計	2,218,156	2,144,711	1,310,080	1,190,305	1,956,938

切り捨ての関係で内訳と合計が合わない場合があります。

2020年度以降の実績は送配電事業分社化後の数値です。

(※1) H28年度から会計整理変更により使用済燃料再処理等拠出金発電費へ振り替わっています。

(※2) H28年度から会計整理変更により他社購入電力料から振り替わっています。

●**Q 2.** 貴社のゼロカーボンロードマップに照らして、現在までの取り組みをどのように評価されていますか？ 各項目の進捗状況と併せて教えてください。

【回答】

「ゼロカーボンロードマップ」に掲げた取り組みについては、各分野で具体的な取り組みが着実に進捗しています。

お客さまや社会の皆さまと取り組むこととしている点については、熱源として化石燃料から電気機器への転換、すなわち「電化」、省エネ機器の導入やエネルギーマネジメントの高度化による「省エネ」、再エネや蓄電池活用のご提案やCO₂フリーメニューの活用によるゼロカーボン電気への「置き換え」等を行っているとともに、これまで電気の利用が少なかったモビリティの電化に関する取り組みも強化しています。

具体的には、ご家庭向けに住宅設備と電気料金を定額パッケージでご提供するサービスや、オール電化向け料金メニューに再エネ由来のCO₂フリー電気を組み合わせた「ご家庭まるごとゼロカーボンプラン」のご提案を推進してまいりました。また、業務・産業分野につきましてもゼロカーボンの実現に向けた様々なサービスを、お客さまの実態に応じてカスタマイズしたソリューション（ゼロカーボンパッケージ）としてご提供しております。

当社グループが自ら取り組むこととしている点については、2021年度の当社グループの国内発電事業に伴うCO₂排出量は約2,540万トンとなり、目標の基準年度である2013年度から継続して削減しています。当社グループは、「ゼロカーボンエネルギーのリーディングカンパニー」として、原子力発電所の安全・安定運転の継続ならびに再生可能エネルギーの開発・導入に取り組んでいます。これらの取り組みによりCO₂排出量を2013年度比で48%程度削減しました。

また、国内での再生可能エネルギー開発や、国際事業の拡大により、国内外の運転開始案件（竣工済案件）の再エネ設備持分容量は2021年度末時点で、424.6万kWになりました。国内については、既設水力発電所の出力向上や、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電、バイオマス発電、地熱発電の開発に

取り組み、2022年3月末時点で、約356万kWが運転を開始しています。

●**Q 3.** 貴社では2050年に向けた1.5℃シナリオ・2℃シナリオの分析をされたとのこと。ここでは1.5℃・2℃を目標とする際に求められる貴社の温室効果ガス排出量の想定、そのために必要となる技術・電源の想定などが行われていると思われ。可能な範囲でシナリオの内容を教えてください。できれば分析結果の報告書をご提供ください。

【回答】

1.5℃シナリオの実現に向けてはカーボンニュートラルの達成、2℃シナリオでは国全体で2050年度80%削減が求められるものと認識しています。

当社におけるシナリオ検討においては、CO₂排出規制と原子力の稼働状況、火力の脱炭素技術の活用可否の3つの観点からシナリオのドライバーとして、複数シナリオの分析を実施し、再エネ導入量の実現可能性等も踏まえ、最も実現性の高い2つのシナリオを選定しました。

具体的なシナリオ分析の詳細については、当社の2022年度統合報告書（抜粋：別紙2参照）におけるTCFD開示をご確認ください。

●**Q 4.** 原子力発電所の40年超運転について伺います。

① 美浜3号機、高浜1号機・2号機の40年超の再稼働に向けて、新規規制基準に適合させるためにこれまでに投資した金額を発電所毎に教えてください。

また、その投資額を回収するために必要と貴社が想定されている発電電力量、稼働率、稼働年数等を教えてください。

② 原子炉容器の中性子照射脆化について、定期的に照射試験片を取り出して検査が行われています。

美浜3号機、高浜1号機・2号機には建設時にそれぞれ8体の監視試験カプセルが装荷されているようですが、各カプセルに入れられた破壊靱性試験用の試験片の種類（母材、溶接金属）別の数、これまでの検査実施年と各回の破壊靱

性試験に使用された試験片の種類別の数、今後の検査予定年と使用する試験片の種類別の数を教えてください。

【回答】

- ① 安全性向上対策に係る設備投資において、これまでの投資を含む総額見通しは次のとおりです。（高浜発電所においては、津波対策等、発電所全体として実施している安全性向上対策があり、これらについては、その投資額をプラントごとに分割できないため、ここでは高浜発電所全体としての総額を回答いたします。）

〈安全性向上対策に係る設備投資のこれまでの投資を含む総額見通し〉

		総額見通し
美 浜	3号	約2,600億円
高 浜	1、2、3、4号	約6,500億円

※新規規制基準への適合のために実施する、シビアアクシデントへの対応工事、地震や津波、竜巻、火災等への対策工事を対象としております。

※一部工事を除き2023年度で完了する見込みです。

※一部工事は、当初想定より工事物量が増大し、作業安全確保の観点から、2024年度への後ろ倒しを計画しております。

※具体的な工事件名は、契約に係ることであるため、回答を差し控えさせていただきます。

投資額の回収に関するご質問については、経営戦略上、回答を差し控えさせていただきます。

- ② 各監視試験カプセルには、母材4個または溶接金属4個の破壊靱性試験片が入っています。

これまでに実施した各プラントの監視試験の取出時期と破壊靱性試験に使用した試験片の種類と数量は下記の通りです。（2023年8月末時点）

〈美浜3号機〉

	試験片の取出時期	破壊靱性試験に用いた試験片の種類と個数
第1回	1977年	母材、4個
第2回	1987年	溶接金属、4個
第3回	2002年	母材、4個
第4回	2011年	溶接金属、4個
第5回	2021年（試験実施中）	母材、4個

〈高浜1号機〉

	試験片の取出時期	破壊靱性試験に用いた試験片の種類と個数
第1回	1976年	母材、4個
第2回	1984年	溶接金属、4個
第3回	2002年	母材、4個
第4回	2009年	溶接金属、4個
第5回	2021年	母材、4個

〈高浜2号機〉

	試験片の取出時期	破壊靱性試験に用いた試験片の種類と個数
第1回	1976年	母材、4個
第2回	1986年	溶接金属、4個
第3回	2003年	母材、4個
第4回	2010年	溶接金属、4個
第5回	2022年（試験実施中）	母材、4個

監視試験の実施時期については、電気技術規程や原子力規制委員会のガイド等^(注)に規定されており、これらの規程等を踏まえた上で、各プラントの運転サイクルや照射量も勘案して計画的に実施することとしています。今後の監視試験の具体的な時期等は現時点で決まっていません。

(注) JEAC4201「原子炉構造材の監視試験方法」

実用発電用原子炉及びその附属設備の技術基準に関する規則の解釈

実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド

実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド

- Q5. 原子力発電所のリプレースについて伺います。

貴社は「ゼロカーボンロードマップ」において、原子力について「新增設・リプレースの実現」を掲げ、「次世代軽水炉の設計の検討を進める」とされています。

リプレースについては、この間に廃炉とされた美浜1号機・2号機または大飯1号機・2号機の敷地内又はその周辺に建設することを意味すると思われま。その場合の投資額はどの程度になると想定されていますか。教えてください。

【回答】

現時点で申し上げられる状況にはありません。

ない理由をどのようにお考えですか。教えてください。

●Q 6. 使用済核燃料の搬出について伺います。

電気事業連合会が使用済MOX燃料の再処理実証研究の計画を公表し、再処理される使用済燃料、約200トン（使用済MOX燃料：約10トン、使用済ウラン燃料：約190トン）が貴社の原子力発電所からフランス・オラノ社へ搬出されることが発表されました。

貴社は、「当社の原子力発電所に貯蔵されている使用済燃料が福井県外に搬出されるという意味で、中間貯蔵と同等の意義がある。この搬出の決定によって、『2023年末を最終の期限として取り組む』としていた福井県外における中間貯蔵の計画地点の確定は達成され、2021年2月に福井県知事にご報告した約束は、ひとまず果たされたと考えている。」と、6月12日付プレスリリースで発表されました。

- ① 貴社の原子力発電所毎に、敷地内に貯蔵可能な使用済燃料の量、現時点で貯蔵されている量、1年間フル稼働した際に生じる使用済燃料の量を重量ベース（トン）で教えてください。
- ② 貴社の発表資料によると、今回の実証研究の実施体制は「電力11社が実施主体となり、日本原燃および日本原子力研究開発機構に委託するとともに、再処理実務を行う仏国オラノ社に再委託」、「使用済燃料再処理機構は再処理等拠出金法に基づき、オラノ社へ再処理等を委託」とされています。その際の委託費用、再処理費用、輸送費用はどのように負担されるのでしょうか。金額は既に決まっているのでしょうか。また、使用済MOX燃料、使用済ウラン燃料それぞれの搬出時期はいつ頃の予定ですか。教えてください。
- ③ 実証実験において貴社保有使用済燃料を使用するための搬出決定により、福井県外における中間貯蔵の計画地点の確定が達成されるとなぜ言えるのでしょうか。教えてください。
- ④ 福井県から使用済燃料の県外搬出を求められたのは1997年にさかのぼります。この間、中間貯蔵地点の決定のためにどのような取組をされてきたのですか。現在に至っても決定できてい

【回答】

- ① 2023年8月末現在の発電所毎の貯蔵可能な使用済燃料の量、貯蔵されている量及び1年間運転した場合に発生する量は以下の通りです。（重量ベース）

	貯蔵可能量 (tU)	貯蔵量 (tU)	発生量 (tU/年)
美浜発電所	620	480	約15
高浜発電所	1,730	1,380	約70
大飯発電所	2,100	1,820	約40

- ② 費用については、今後の調整事項であり、具体的なことは申し上げられません。

今回の実証研究にあたり、具体的な実施内容の検討、使用済MOX燃料を仏国へ輸送するための容器等の準備を進めて、2020年代後半に再処理実証に供する使用済MOX燃料および使用済ウラン燃料を仏国に輸送する計画です。

- ③ 6月12日、使用済MOX燃料の再処理実証研究の実施に伴い、当社から使用済燃料約200トン、2020年代後半に搬出することが決定致しました。

この実証研究は、日仏大臣会合において使用済MOX燃料の再処理に関する技術協力が合意されたことを踏まえて、電力11社が実施主体となって実施するものであり、極めて確度の高い計画です。

再処理実証に伴う使用済燃料の搬出は、当社の原子力発電所に貯蔵されている使用済燃料が福井県外へ搬出されるという意味で、中間貯蔵と同等の意義があります。

したがって、2023年末を最終の期限として取り組むとしていた福井県外の中間貯蔵における計画地点の確定は達成されたと考えております。

- ④ 当社は、中間貯蔵を経営上の最も重要な課題の一つに位置づけ、期限までに計画地点を確定できるよう、あらゆる可能性を追求する活動を、社長自らが先頭に立ち、全社一丸となって展開してきたところです。

6月12日、使用済MOX燃料の再処理実証研究の実施に伴い、当社から使用済燃料約200トン、2020年代後半に搬出することが決定致しました。

この実証研究は、日仏大臣会合において使用済MOX燃料の再処理に関する技術協力が合意されたことを踏まえて、電力11社が実施主体となって実施するものであり、極めて確度の高い計画です。

再処理実証に伴う使用済燃料の搬出は、当社の原子力発電所に貯蔵されている使用済燃料が福井県外へ搬出されるという意味で、中間貯蔵と同等の意義があります。

したがって、2023年末を最終の期限として取り組む、としていた福井県外の中間貯蔵における計画地点の確定は達成されたと考えております。

新Q 7. 他社受電について伺います。

- ① 2022年度の他社受電の電力量の火力（LNG、石炭、石油）、原子力、再生可能エネルギー、FIT電源、卒FIT電源、それぞれのおよその比率を教えてください。
- ② 北陸電力が2023年4月11日 第41回料金制度専門会合に提出した資料（https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0041_06_01_04.pdf）によると、敦賀原子力発電所1号機の基本料金として10億円、2号機の基本料金として141億円を申請原価に含め

ています。また、敦賀原子力発電所1号機については「受電三社が受電する割合は、中部4、北陸1、関西5とする」、2号機については「中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ33%、34%、33%を受電する」と締結されているとのこと（同専門会合 事務局提出資料 https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0041_06_01.pdfより）。

貴社は、北陸電力が申請原価に含めた額と同程度の額の基本料金を日本原電に支払っているのですか。敦賀2号機については、再稼働の審査が続いている間は、今後も基本料金を支払い続けるのですか。仮に再稼働しないまま敦賀2号機が廃炉となった場合には、2011年5月7日以降の運転停止中に支払った基本料金は返還されるのですか。教えてください。

【回答】

- ① 他社受電の個別の比率については、競争上の観点から回答を差し控えさせていただきます。
- ② 受給料金等の詳細は、個別契約に係る事項であり、回答は差し控えさせていただきます。

新Q 8. 再生可能エネルギー事業について伺います。

過去10年間の年度別投資額と、今年度以降の投資予定額を教えてください。

【回答】

当社グループは、ゼロカーボンエネルギーのリーディングカンパニーとして、開発ポテンシャルの大きい洋上風力を中心に、開発推進体制を強化した上で、積極果敢に再エネ開発に取り組んでまいります。

開発目標として、2040年までに国内で1兆円規模の投資を行い、新規開発500kW、累計開発900万kW規模を目指します。

昨年度の再生可能エネルギー開発等については、福島いわきバイオマス発電所およびパシフィコ・エナジー和歌山メガソーラー発電所は昨年4月に、南木曾吾妻発電所（水力発電）は昨年7月に、播州メガソーラー発電所、秋田港および能代港洋上風力発電所は本年1月に、相生バイオマス発電所は本年3月に営業運転を開始いたしました。また、五島市沖洋上風力発電事業で風車組立てを開始するなど、既存のプロジェクトを着実に推進するとともに、コーポレートPPA（電力購入契約）による太陽光発電開発・電力供給等、新規プロジェクトにも取り組んでまいりました。

なお、これまでの再生可能エネルギーの導入状況および開発計画は次のとおりです。詳細な投資額等につきましては、経営戦略上、回答を差し控えさせていただきます。

電源		開発案件	持分規模	運転開始
太陽光 24.01万kW		堺太陽光発電所	10,000kW	2011年9月
		若狭おいおい太陽光発電所	500kW	2013年11月
		けいはんな太陽光発電所	1,980kW	2013年12月
		高砂ソーラーステーション	1,000kW	2014年3月
		近鉄花吉野ソーラー発電所(ユーティリティサービス)	3,000kW	2014年3月
		若狭高浜太陽光発電所	500kW	2014年11月
		淡路貴船太陽光発電所(ユーティリティサービス)	30,000kW	2014年12月
		有田太陽光発電所	29,700kW	2015年10月
		山崎太陽光発電所	1,980kW	2016年11月
		赤穂西浜太陽光発電所	1,990kW	2018年6月
		けいはんな第二太陽光発電所	1,000kW	2018年9月
		播州メガソーラー発電所	31,440kW	2023年1月
		栗石太陽光発電所	7,392kW	2016年10月
		ハル水戸太陽光発電所	2,784kW	2015年5月
		三沢太陽光発電所	3,076kW	2017年2月
		小松太陽光発電所	4,224kW	2018年5月
		和歌山メガソーラー発電所	46,200kW	2022年4月
		コーポレートPPA向け発電所 (パナソニックオペレーションズ・エクセレンス社)	9,182kW	2023年2月
		コーポレートPPA向け発電所(ハイドロエッジ社)	2,000kW	2023年2月
		コーポレートPPA向け発電所(日本生命社)	2,002kW	2023年12月予定
	コーポレートPPA向け発電所(大和エネルギー社、SMFL社)	50,100kW	2026年3月予定	
陸上風力 5.50万kW		淡路風力発電所	12,000kW	2012年12月
		田原4区風力発電所	6,000kW	2014年5月
		津山陸上風力発電所	11,030kW	2024年予定
		大分県陸上風力	26,000kW	2025年度予定
洋上風力 0.6万kW		秋田県洋上風力	5,544kW	2023年1月
		長崎県五島市沖	—	2024年度予定
水力 340.86万kW		既設水力	3,343,145kW	—
		設備更新など	58,430kW	—
		小鳥川発電所	510kW	2023年以降予定
		新弥太蔵発電所	1,630kW	2023年12月予定
		南木曾吾妻発電所	640kW	2022年7月
		新坂上発電所	4,300kW	2026年3月予定
バイオマス 25.66万kW	間伐材	朝来バイオマス発電所	5,600kW	2016年12月
	木質	かんだ発電所	74,950kW	2022年2月
	ペレット	福島いわきバイオマス発電所	56,000kW	2022年4月
	PKS	相生2号機バイオマス変更	120,000kW	2023年3月
地熱	わいた第一発電所	46kW	2015年6月	
合計			約52万kW/500万kW(新規開発目標) 約397万kW/900万kW(累計開発目標)	

●Q9. 貴社の昨年の回答によると、貴社が保有する揚水発電所の2017年度から2021年度の設備容量と発電電力量、揚水消費電力量の実績は以下の通りです。

年度	2017	2018	2019	2020	2021
設備容量(万kW)	488	488	488	488	488
発電電力量(億kWh)	10	14	16	14	12
揚水消費電力量(億kWh)	14.90	22.84	25.70	22.16	19.15

① 貴社の4基の揚水発電所のそれぞれについて、上部ダムの満水状態から100%出力で稼働した場合に発電可能な時間と発電電力量を教えてください。

② 各年度の発電電力量実績は、揚水に要する時間等を無視して設備容量に8760時間(=365日×24時間)をかけた427億4880万kWhと比べると、2.3%~3.7%です。現在、揚水発電所はどのような考え方で運用されているのでしょうか

か。電力市場において、より積極的に活用することはできないのでしょうか。

- ③ 関西電力送配電管轄外の地域で再生可能エネルギーの出力制御が必要となる際には、出力制御量を抑えるための揚水運転が貴社の揚水発電所でも行われているのでしょうか。

【回答】

- ① 4か所の揚水発電所の発電可能量は、設備上の満水位でおよそ3,800万kWhになります。これを、仮に下限水位に到達するまで100%出力で運転した場合、単純計算でおよそ8時間になります。
- ② 当社として、急激な需給の変動等も考慮しつつ、電氣的価値の低い時間帯の電源等を活用し（下池の水を上池へ汲み上げ）、電氣的価値の高い時間帯に発電する（上池の水を下げる）というように、揚水発電所の運用計画を立てています。しかし、実際の揚水発電所の運用は、一般送配電事業者と調整力契約を締結しており、この契約に従い、予備力確保や周波数調整を目的に、一般送配電事業者が実施しています。よって、各年度の発電電力量実績は一般送配電事業者が運用した結果となります。

また、日本卸電力取引所などの電力市場への応札に関しては、相対卸販売の契約分などを控除した後の余力について適切に応札することで、揚水発電所を含めた自社で活用できる電源の活用を図っております。

- ③ 関西電力送配電管轄外の地域で再生可能エネルギーの出力制御が必要となる際には、一般送配電事業者が、電力広域的運営推進機関の「送配電等業務指針」に定める優先給電ルールに基づいて揚水発電機等の電源を運用しています。当社は、これらの電源について、調整力公募を通して一般送配電事業者へ供出しています。

- Q10. 貴社の小売電気、CO₂フリーのプラン（特別高圧・高圧・低圧それぞれの再エネ指定プラン、非再エネ指定プラン）の種類と契約件数比率を教えてください。また、デマンドレスポンスの取り組み状況についても教えてください。

【回答】

再エネ指定プランについて、特別高圧・高圧は「再エネECOプラン」、「再エネECOプラン プレミアム」の2種類、低圧は「再エネECOプラン」、「ふるさとECOプラン from 飛騨市」の2種類を提供しています。

非再エネ指定プランおよび各プランの契約件数比率に関する詳細については、営業戦略上、回答を差し控えさせていただきます。

デマンドレスポンスの取り組み状況について、今夏においては、電気料金のご負担軽減に繋がる節電・省エネの効果をさらに高めるべく、「夏のDRプロジェクト2023」を実施しています。

尚、昨夏・昨冬においては、無理のない範囲で節電へのご協力をお願いし、その実効性を高めるべく、デマンドレスポンス（DR）を活用した「節電プロジェクト（低圧向け）」および「eレスポンス特約（高圧・特別高圧向け）」を実施しています。

- Q11. 貴社が5月12日に経済産業大臣に提出された新電力顧客情報不正閲覧に係る業務改善計画の進捗状況を教えてください。

【回答】

小売電気事業者間の公正な競争に大きな影響を及ぼす不適切な事案を発生させたことなどについて、お客さまや株主の皆さまをはじめ関係者の皆さまに、多大なご心配、ご迷惑をおかけし、改めて深くお詫び申し上げます。

本事案の判明を受け、同様の事案を起ささないために速やかに講じる改善策として、以下を実施済みです。

- ✓ 業務運用および情報システムの総点検
- ✓ コンプライアンス研修と継続して研修を行う仕組みの整備
- ✓ 従業員の声を拾い上げるための対話活動の強化
- ✓ 業務の適切性を確保するためのチェック体制の強化
- ✓ 委託先への対応

託送情報システムの物理的分割については、2023年4月に専任組織を設立し、作業を開始しています。

内部統制の強化については、各組織・機能の役割

・責任の再整理や体制強化を実施することとし、7月1日の組織改正で、コンプライアンス推進本部およびCCOを設置しました。また、業務部門等における内部統制を整備・運用する責任者の明確化、内部監査体制の質的強化などを進めています。

また、今回の組織改正では、組織風土改革を推進するために、組織風土改革室を新たに設置しました。組織風土改革室における取組みの一例として、リスクを秘めた行動等に「気づく」・「言える」・「行動する」を当社の組織風土に根付かせるため、職場との対話活動や役職者に対する研修等を検討しています。

新Q12. 経済産業省が7月14日に貴社に対して行った電力カルテル問題に係る業務改善命令では、「今回の一連の事案について、貴社は経営層が参加する会議において意思決定を行った後、経営層以下の各階層において主体的に中部電力・中国電力・九州電力に働きかけを継続して行ってきたことが確認されており、かかる行為の悪質性、故意性、組織性・計画性が認められる。」と、貴社に対してだけ「主体的」「悪質性」「計画性」という言葉を用いて事実認定が行われたことについて、どのように受け止められていますか。教えてください。

【回答】

電力・ガス取引監視等委員会による調査によって把握した事実に基づき認定されたものと承知しております。

独占禁止法の誤った理解により、自らの行為が独占禁止法上の問題になるとは考えておらず、独占禁止法違反の可能性に対する認識が低かったと考えております。

不当な取引制限を禁止する独占禁止法第3条に違反があったとの認定を受けたことを、大変重く受け止めております。

新Q13. 貴社が8月10日までに提出を求められている電力カルテル問題に係る業務改善計画の原因分析と改善策のポイントを教えてください。

また、金品受領問題以降、法令等遵守体制の強化と健全な組織風土の醸成に努めてきたはずにも関わらず、それに反する事案が続いている現状が

5月12日と8月提出の業務改善計画で本当に改善されると言えますか。貴社の考えを教えてください。

【回答】

電力自由化の趣旨に反し、電気事業の健全な発達に支障を及ぼす不適切な事案を発生させたことについて、お客さまや株主の皆さまをはじめ関係者の皆さまに、多大なご心配、ご迷惑をおかけし、改めて深くお詫び申し上げます。

本事案の原因は、

1. 電力自由化への政策転換後の事業ルールに対する意識の不足
2. 法令遵守意識の希薄さ
3. 独占禁止法の知識・理解の不足
4. 経営トップ層の活動に対するチェック機能の不足・不全

であると考えています。

これらの解決に向け、経営トップによる公正な競争の実現に向けたコミットメントのもと、独占禁止法遵守に関する規程等を制定し、社内リニエンシー制度を導入するとともに、予防機能を強化するべく内部通報制度の活用周知等にも取り組んでいます。

また、今後、コンプライアンスや独占禁止法に関する教育・研修等の充実に加え、第三者による定期監査や監査委員会による重点監査等、監視機能の強化にも取り組んでいきます。

今回策定した業務改善計画は、外部人材が過半数を占める取締役会、監査委員会ならびにコンプライアンス委員会からも助言・指導を受けながら、必要な再発防止策を盛り込んだものです。

その上で、今後大切なことは、業務改善計画で掲げた各施策を、一人ひとりが「自分事」として真摯に向き合い、かつ、自然に実践していけるよう、組織風土の改革にまで踏み込んで、粘り強く継続して取り組んでいくことだと考えています。

今年7月に新設したコンプライアンス推進本部では、各職場における具体的な業務においてコンプライアンスを実践できているかどうか、内部統制の視点からもチェックしていくとともに、不適切事案の未然防止に取り組んでいきます。

また、社長をトップとする「組織風土改革会議」を旗振り役に、全役員・全従業員が、職位や所属の

垣根を越えて自身の思いや気付きを率直に語り合えるような組織風土を作り上げるとともに、組織風土に関する一連の改革を統括し、推進していきます。

さらに、取締役会による特別監督（改革モニタリング）や監査委員会による特別監査を通じて、一連の改革の達成状況について、外部の知見を取り入れてより実効性の高い検証を実施できる体制を新たに整備しました。

当社は、監督官庁のご指導に真摯に対応するとともに、二度とこのような事態を起こさない、真にコンプライアンスを徹底できる企業へと再生できるよう、全社一丸となって、再発防止策の徹底と組織風土改革に取り組むことで、社会の皆さまからの信頼回復に引き続き全力を尽くしてまいります。

新Q14. 弊会に対する7月27日付回答で、貴社は4月12日に公表された退任役員への役員報酬自主返納要請に退任役員が応じられたかどうかについて回答を差し控えるとされました。しかし、「責任

の所在を明らかにするため、本日、以下のとおり役員の報酬減額等を決定しました。」として貴社が社会に対して公表された措置について、それを公表内容通りに実施することが貴社に求められるのは当然であり、その結果についても公表することが社会に対する貴社の責任ではないでしょうか。改めて、退任役員が自主返上に応じられたかどうかについて回答を求めます。

【回答】

当社は、不当な取引制限を禁止する独占禁止法第3条に違反する行為があったと公表されたことを受け、責任の所在を明らかにするため、4月12日に役員の報酬減額等を決定しています。

現経営陣の報酬減額および当社退任済の元役員に対する自主返納要請は、すでに実施しています。

個別の返納状況については、当社役員を退任済でもあることから、回答を差し控えていただきます。

各種データについて

(1) 供給実績と需給実績

※(1)については経営戦略上、以下の様式へと変更しております。

供給実績とその内訳 (単位：百万kWh)

年度	2018	2019	2020	2021	2022	
自 社	水 力	13,496	13,523	12,775	13,531	13,443
	火 力	61,207	57,916	61,454	46,961	45,394
	原子力	30,092	26,717	15,335	33,553	26,544
	新工ネ	19	13	28	26	21
	他社受電	21,353	22,630	19,626	13,299	33,629
揚水発電所の揚水消費電力量	▲ 2,284	▲ 2,570	▲ 2,216	▲ 1,915	▲ 2,130	
合 計	123,884	118,230	106,986	105,456	116,900	
販売電力量	117,826	112,992	102,331	100,657	111,565	
出水率 (%)	103.1	98.6	96.5	100.7	96.4	

※自社の発電電力量については、発電端電力量から送電端電力量へ変更している。

※四捨五入の関係で合計が合わないことがあります。

(4) 火力発電用燃料計画と消費量

火力発電用燃料消費等

年 度	2018	2019	2020	2021	2022
重油消費量 (千キロリットル)	136	47	210	683	822
原油消費量 (千キロリットル)	194	30	218	176	183
LNG消費量 (千トン) ^{※1}	6,929	6,654	7,028	4,410	4,220
石炭消費量 (千トン)	3,738	3,566	3,537	3,905	3,574
その他消費量 (千キロリットル) ^{※2}	22	0	10	63	106
重油換算消費量計 (千キロリットル)	12,045	11,170	12,200	9,289	8,959
熱効率 (%)	47.00	47.1	46.2	45.9	45.9
重油換算消費率 (リットル/kWh)	0.189	0.183	0.192	0.190	0.190

※1 都市ガス消費量 (LNG換算) を含む。

※2 LPG、軽油、灯油、木炭ベレット等消費量 (重油換算) を含む。

(6) 電灯・電力別販売電力量の実績 (百万kWh)

		2018	2019	2020	2021	2022	
特定需要	電灯計	22,458	18,240	15,787	13,704	12,678	
	電力計	3,468	3,070	2,802	2,620	2,665	
	計	25,926	21,310	18,589	16,324	15,342	
その他需要	低圧	電灯	15,214	16,592	18,227	18,622	18,226
		電力	841	873	823	796	741
		計	16,055	17,465	19,050	19,418	18,967
	高圧	36,956	37,940	33,685	32,041	37,120	
	特高	38,889	36,276	31,007	32,874	40,135	
	計	91,900	91,682	83,743	84,333	96,223	
合計		117,826	112,992	102,331	100,657	111,565	

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがあります。

(7) 期末の資産内訳、公租公課内訳

期末の各資産内訳 (億円)

	2018	2019	2020	2021	2022
電気事業固定資産	32,596	32,362	14,711	14,435	15,735
核燃料	5,062	5,093	5,284	5,105	4,940
長期投資	1,985	2,126	2,359	2,718	3,262
建設仮勘定	5,661	7,412	5,268	5,933	4,733
繰延資産	0	0	0	0	0

各種引当金の残高 (億円)

	2018	2019	2020	2021	2022
退職給付引当金	3,343	3,343	1,849	1,830	1,804
使用済核燃料再処理引当金	0	0	0	0	0
使用済燃料再処理等引当金	0	0	0	0	0
使用済燃料再処理等準備引当金	0	0	0	0	0
原子力発電施設解体引当金	4,449	4,567	4,679	4,747	4,878
災害復旧費用引当金	13	0	0	0	0
役員賞与引当金	0	0	0	0	0
渴水準備引当金	283	274	259	258	250
日本国際博覧会出展引当金	0	0	0	0	0

公租公課の実績 (億円)

	2018	2019	2020	2021	2022
法人税	4	45	▲280	▲22	▲110
事業税	254	237	119	132	152
固定資産税	504	489	180	197	214
電源開発促進税	516	506	0	0	0
水利使用料	44	44	44	44	44
雑税	125	114	103	95	140
公租公課計	1449	1437	167	447	441

(8) 年度末の電源設備、発電電力量

※経営戦略上、計画値については回答を差し控させていただきます。

期末の発電電力量及び構成比 (単位: 億kWh, %)

種別	年度	電源別需給実績 (億kWh, %) ※1					
		2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	2022年度 (実績)	
自社 ※2	水力	一般	121(12)	119(12)	114(13)	123(13)	121(14)
		揚水	14(1)	16(2)	14(2)	12(1)	14(2)
		小計	135(13)	135(14)	128(14)	135(14)	134(16)
	火力	石油・その他	12(1)	2(0)	17(2)	36(4)	41(5)
		LNG	495(47)	475(48)	497(56)	322(34)	310(36)
		石炭	105(10)	102(10)	100(11)	112(12)	103(12)
		小計	612(58)	579(59)	614(69)	470(50)	454(53)
	原子力	301(29)	267(27)	153(17)	336(36)	265(31)	
	新エネルギー等 ※3	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	
	自社計	1,048(100)	982(100)	896(100)	941(100)	854(100)	
他社 ※4	受電電力量	—	—	—	—	—	
	送電電力量	—	—	—	—	—	
	他社計	213	226	197	133	336	
揚水発電所の揚水電力量		▲23	▲26	▲22	▲19	▲21	
合計		1,239	1,182	1,070	1,055	1,169	

(注): カッコ内は構成比 (%) を表す。

: 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

※1: 一部、確定していないインバランスを含む。

※2: 自社について、2015年度以前は発電端、2016年度以降は送電端を記載。

※3: 新エネルギー発電電力量は、汽力発電設備におけるバイオマスと新エネルギー等発電設備における太陽光による発電電力量である。

※4: 他社について、受電端を記載。2019年度以降は合計値のみ記載。

期末の電源設備及び構成比 (単位: 万kW, %)

種別	年度	年度末設備 (万kW, %)				
		2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	2022年度 (実績)
水力	一般	334(10)	335(11)	335(11)	336(11)	336(12)
	揚水	488(14)	488(16)	488(17)	488(17)	488(17)
	小計	823(24)	823(27)	824(28)	825(28)	825(29)
火力	石油・その他	747(22)	379(12)	379(13)	379(13)	379(13)
	LNG	1,018(30)	1,018(33)	898(31)	898(31)	823(29)
	石炭	180(5)	180(6)	180(6)	180(6)	180(6)
	小計	1,944(57)	1,577(52)	1,457(50)	1,457(50)	1,382(48)
原子力	658(19)	658(22)	658(22)	658(22)	658(23)	
新エネルギー等	1(0)	1(0)	1(0)	1(0)	1(0)	
自社計	3,426(100)	3,059(100)	2,939(100)	2,940(100)	2,865(100)	
他社	他社計	1,034	969	951	1,003	1,043
合計		4,460	4,028	3,890	3,944	3,908

(注): カッコ内は構成比 (%) を表す。

: 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

(9) 変動項目の影響額

変動項目の影響額

(単位：約〇億円)

年 度	2018	2019	2020	2021	2022
CIF価格 1 ドル/バレル	49	43	36	30	33
為替 1 円/ドル	50	43	38	54	92
原子力利用率 1 %	41	* 37	* 25	* 43	79
出水率 1 %	12	11	9	13	21

※2017年度以降は、大飯発電所1、2号機廃止後の出力を基に算定。

(10) 発電所毎のCO₂排出量実績の推移発電所別のCO₂排出量実績（発電所等配分後）※¹

発電所名	CO ₂ 排出量実績 (t-CO ₂)				
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
堺 港 発 電 所	91,053	91,013	86,225	80,333	78,744
南 港 発 電 所	85,302	78,431	89,802	57,201	58,935
関西国際空港エネルギーセンター	1,058	798	1,239	819	753
舞 鶴 発 電 所	262,228	459,327	472,870	666,529	477,961
海 南 発 電 所	16,548	0	0	0	0
御 坊 発 電 所	44,292	24,832	40,408	73,925	106,379
姫 路 第 一 発 電 所	60,971	56,176	56,528	43,834	45,502
姫 路 第 二 発 電 所	191,823	184,611	186,180	130,445	142,235
相 生 発 電 所	33,383	27,076	33,889	21,302	12,037
赤 穂 発 電 所	52,192	30,389	60,661	90,030	106,938
合 計	838,850	952,654	1,027,803	1,164,418	1,029,484

※1：発電所におけるエネルギーの使用（燃料の燃焼および他人から供給された電気・熱の使用）に伴う全てのCO₂排出量から、お客さまおよび他の電力会社に販売した電力・熱に伴う排出量を除いた排出量。発電所別のCO₂排出量実績（発電所等配分前）※²

発電所名	CO ₂ 排出量実績 (t-CO ₂)				
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
堺 港 発 電 所	4,802,340	4,575,301	4,523,833	3,403,849	2,920,953
南 港 発 電 所	2,582,887	2,325,544	2,752,448	1,437,671	1,365,341
関西国際空港エネルギーセンター	578	82	1,976	78	1,746
舞 鶴 発 電 所	8,712,848	8,311,581	8,254,045	9,097,085	8,337,157
海 南 発 電 所	45,126	0	0	0	0
御 坊 発 電 所	392,654	82,960	439,464	1,118,654	1,523,130
姫 路 第 一 発 電 所	2,790,432	2,624,847	2,726,677	1,279,186	1,330,081
姫 路 第 二 発 電 所	8,104,467	8,061,013	8,436,873	5,714,624	5,870,267
相 生 発 電 所	550,287	424,152	601,869	256,396	195,849
赤 穂 発 電 所	496,352	150,471	746,747	1,391,028	1,423,505
合 計	28,477,970	26,555,951	28,483,933	23,698,570	22,968,029

※2：発電所におけるエネルギーの使用（燃料の燃焼および他人から供給された電気・熱の使用）に伴う全てのCO₂排出量。

※ 関西電力から「非公表」との回答のあったデータについては掲載していません。