

平成22年度
数表でみる
東京電力

2

7

0

5

8

1



TEPCO

目 次

概要
需要
設備
燃料
原子力
経理
料金
資金
合理化
技術
環境
省エネ
関連
その他

I. 事業概要

1. サービス区域	1
2. 事業規模	2
(1) 事業規模	2
(2) 事業規模の推移	3
(3) 地域別の事業規模	4
(4) 当社と10電力ならびに世界の主要電力会社	5
a. 日本における当社の位置づけ	5
b. 世界の主要電力会社	5
c. 電力会社別の事業概要	6
3. 組織図	8

II. 電力需要

1. GDPと当社電力需要の推移	10
(1) GDPと当社電力需要の推移	10
(2) GDP・最終エネルギー消費・ 販売電力量・最大電力の平均増加率	11
(3) 最近におけるGDP弾性値の推移	11
(4) 大口電力カーブ	12
(5) 電力化率の推移（一次エネルギー供給ベース）	13
2. 販売電力量	14
(1) 販売電力量および契約口数の推移（平成17～21年度）	14
(2) 販売電力量および契約口数の推移（平成12～16年度）	14
(3) 販売電力量および契約口数の推移（平成11年度以前）	15
(4) 大口電力の業種別構成比の推移	17
(5) 一般家庭の電力需要 一般家庭1軒あたりの使用量と契約電力の推移 （当社サービス区域 1ヵ月平均）	18
3. 最大電力	19
(1) 最大電力の推移（発電端1日最大）	19
<参考> 近年の最大電力の推移	20
<参考> 主要国の最大電力	21
(2) 月別最大電力の推移（発電端1日最大）	22
(3) 一日の電気の使われ方（年間ピーク発生日）	23

(4) 最大電力と年負荷率の推移	24
(5) 最大電力（送電端）に占める冷房等夏期需要（推定値）	25

III. 電力供給設備

1. 発電設備	26
(1) 発電設備（認可出力）	26
<参考> 発電設備関係特記事項	26
(2) エネルギー別発電設備出力	28
(3) 電源構成比の推移	29
a. 当社	29
(a) 電源構成比の推移（当社）	29
(b) 電源構成比の推移（当社：含他社受電）	29
<参考> 一日の時間帯別発電	30
b. 10社	31
(a) 電源構成比の推移（10社）	31
(b) 電源構成比の推移（10社：含他社受電）	31
c. 主要国別電源構成比	32
d. 海外事業の展開状況	34
<参考> 各エネルギー源の特徴	36
供給安定性	36
経 済 性	37
環 境 面	38
<参考> 燃料関係換算式	39
(4) 主要な発電設備	40
a. 水力発電所（出力5万kW以上）	40
b. 火力発電所	41
c. 原子力発電所	42
d. 新エネルギー発電所	42
(5) 発電電力量	43
(6) エネルギー別発電電力量構成比の推移（含他社受電）	44
a. 当社	44
b. 10社	45
(7) 電源開発計画	46
a. 主要電源開発計画	46
b. 需要見通し	47
c. 最大電力見通し	47

(8) 供給予備力	47
<参考> 電源立地手続きの概要（原子力発電所の例）	48
(9) 広域運営	49
a. 目的	49
b. 最近の状況	49
<参考> 電力融通の種類	49
c. 東京電力における広域運営の歴史	50
d. 広域運営のための連系設備の状況	51
(10) 電力卸供給入札概要	52
a. 電力卸供給入札の結果	52
b. 落札事業者一覧	52
c. IPP電源の調達（年度別調達量と累計）	53
2. 流通設備	54
(1) 送電・地中送電	54
a. 電圧別送電設備	54
b. 送電線地中化率	54
<参考> 100万V設計送電線（UHV）	55
(2) 変電設備	56
(3) 配電設備	56
a. 配電設備支持物・変圧器数	56
b. 配電線地中化率	56
3. 事故停電状況	57
<参考> 電灯のお客さまの单相3線式施設率	57

IV. 燃 料

1. 燃料消費量（汽力）	58
2. 原油・重油	59
(1) 原油受入消費実績	59
a. 当社の原油受入消費実績	59
b. 10社計原油受入消費実績	59
(2) 重油受入消費実績	59
a. 当社の重油受入消費実績	59
b. 10社計重油受入消費実績	59
(3) 年度別原油CIF価格の推移	60
<参考> 月別原油価格の推移	60

3. LNG	61
(1) LNG受入消費実績	61
a. 当社のLNG受入消費実績	61
b. 電気事業者計国別LNG受入消費実績	61
(2) 当社のLNG契約の概要（長期契約のみ）	62
4. 石炭	64
(1) 当社の石炭受入消費実績	64
(2) 10社計石炭受入消費実績	64
V. 原子力	
1. 原子力発電	66
(1) 原子力発電所各号機の概要	66
(2) 原子力発電所の設備利用率の推移	68
(3) 原子力発電所の稼働状況	69
(4) トラブル発生件数	70
原子炉等規制法及び電気事業法による報告対象	70
(5) 固体廃棄物年間発生量の推移	71
<参考>放射能・放射線の単位	72
<参考>放射線の量と人体への影響	73
2. 原子燃料サイクル	74
(1) 原子燃料サイクル施設の概要	74
(2) わが国のウラン精鉱の確保状況	75
(3) プルサーマル計画の概要	76
(4) 使用済燃料の貯蔵量	76
a. 使用済燃料貯蔵量	76
b. 福島第一原子力発電所の共用プールの設備概要	77
c. 福島第一原子力発電所の使用済燃料乾式貯蔵設備概要	77
(5) リサイクル燃料備蓄センターの概要	78
(6) 原子燃料再処理契約の現状	79
(7) 高レベル放射性廃棄物の貯蔵状況	80
<参考>地層処分のスケジュール	80
<参考>原子燃料サイクルの概念図	81

VI. 経 理

1. 利益・財務体質改善目標	82
a. 経常利益の推移	82
b. ROE・ROAの推移	82
c. 有利子負債残高の推移	82
d. 株主資本比率の推移	82
<参考>「経営ビジョン2010」の数値目標	83
2. 貸借対照表	84
(1) 単独	84
(2) 連結	85
3. 損益計算書	86
(1) 単独	86
(2) 連結	87
4. 収支比較表（単独）	88
5. 連結キャッシュ・フロー計算書	89
6. 経常利益の推移	90
(1) 単独	90
(2) 連結	90
7. 資本金の推移	91
8. 株主数と株式数の推移（単元未満株主・株式を含む）	92
<参考>個人株主比率、個人持株比率の他業種との比較（単元株）	92
<参考>株式の所有者別分布状況（単元株）	92
<参考>大株主（上位10位）	93
9. 自己資本比率の推移	94
<参考>産業別自己資本比率（20年度）	94
10. 総資産営業利益率の推移	94
11. 電力供給コストの推移	95
<参考>販売電力量1kWhあたり設備関係費・燃料費の推移	95
<参考>為替レートの推移（インターバンク月平均値）	96
<参考>年度別為替レート（インターバンク）	96

VII. 電気料金・制度

1. 電気料金	98
(1) 電灯電力総合単価	98
(2) 電気料金改定の歴史	98
(3) 電気料金単価表（平成22年4月1日実施）	100
(4) 主な契約種別の電気料金計算式（1ヵ月の料金）	104
(5) 燃料費調整制度について	105
(6) 太陽光発電の新たな買取制度による 太陽光発電促進付加金について	107
(7) 電気料金の家計費、生産額に占める割合	109
a. 電気料金の家計費に占める割合（全国全世帯）	109
b. 電気料金の生産額に占める割合（製造業計）	109
c. 電気料金の生産額に占める割合（産業別）	109
<参考> 電気料金と他の公共料金等との上昇率比較（東京都区部）	110
(8) 家庭用電気器具使用料金参考表	111
(9) 電気料金算定のプロセス	112
2. 制度	113
(1) 用途別契約口数と契約電力	113
(2) 当社の深夜電力利用電気給湯機の加入口数	114
(3) 低圧のお客さまにお選びいただける選択約款メニュー	115
(4) 太陽光発電の新たな買取制度	116
買取対象	116
買取単価	116
買取期間と買取単価の見直し	116
(5) 接続供給サービス	117

VIII. 設備投資・資金調達

1. 設備投資額の推移	118
2. 設備資金調達実績（純増）の推移	119
(1) 当社	119
<参考> 設備資金調達（純増）の推移	119
(2) 10社	120
<参考> 設備資金調達（10社）の推移	120
<参考> 民間の設備投資額の推移	121
<参考> 業種別投資額比較（20年度）	121
3. 社債発行額の推移	122

4. 社債・借入金残高	123
5. 資材調達額の推移	124

IX. 合理化・効率化

1. 従業員一人あたりの販売電力量の推移	125
2. 火力発電熱効率（低位発熱量）	126
<参考>火力発電熱効率の国際比較	126
3. 送配電ロス率の推移	127
4. 水力発電所・変電所の無人化率の推移	127

X. 技術開発・再生可能エネルギー等

1. 技術開発	128
(1) 平成22年度技術開発の取り組み	128
(2) 研究開発費の推移	129
(3) 売上高に占める研究開発費の比率	129
(4) 特許出願数の推移	129
2. 電気自動車	130
当社事業所の電気自動車導入台数の推移	130
<参考>一台あたりの年間CO ₂ 排出量（10,000km走行時）	130
3. 再生可能エネルギー	131
(1) 当社が導入している地点（平成22年3月末）	131
(2) 事業用設備（平成22年3月末）	132
<参考>太陽光ならびに風力発電の導入量の国際比較	132
(3) 課題ならびに当社の研究開発のあゆみ	133
(4) 他社からの購入実績	134
<参考>太陽光・風力からの電力購入量	134

XI. 環境対策

1. 火力発電所から大気中へ排出される単位発電電力量あたりの SOx・NOx排出量の推移	136
<参考>使用電力量1kWhあたりのCO ₂ 排出量（日本の電源別）	137
2. 当社のCO ₂ 排出量・排出原単位の推移	138
<参考>事業者別CO ₂ 排出係数一覧（平成20年度）	138
3. グリーン調達の推進	139
4. 環境対策コスト（2009年度実績、当社単独ベース）	140
5. 当社における産業廃棄物のリサイクル	141

6. 当社PCB処理施設の概要	143
XII. 省エネルギー	
1. 地域熱供給（DHC）地区の総合エネルギー効率 （当社サービス区域内）	144
2. 地域熱供給（DHC）地区の単位販売熱量あたりのCO ₂ 排出量 （当社サービス区域内）	145
3. IIP（鉱工業生産指数）あたりエネルギー消費原単位	145
4. 主要な家電製品の省エネルギー	146
<参考> 家庭における消費電力量ウェイトの比較	147
<参考> 暖房器具環境性能比較	148
5. 当社がおすすめる主な電化機器・システム	149
<参考> 空調用蓄熱システムの普及推移（累計）	154
XIII. 関連事業	
1. 主な関係会社	155
2. 新事業	161
<参考> 東京電力のガス事業の概要	162
XIV. その他	
1. 主要国のエネルギー輸入依存度（2007年）	163
2. 主要国の一次エネルギー構成（2007年）	163
<参考> わが国のエネルギー自給率	164
<参考> 各エネルギー別の自給率（2007年）	164
<参考> フランスを中心とした電気の輸出（2007年）	164
3. 日本のエネルギー需給見通し	165
(1) 最終エネルギー消費	165
(2) 一次エネルギー供給	165
4. 電力長期需給見通し	166
(1) 年度末設備容量（電気事業者）	166
(2) 発電電力量（電気事業者）	166
5. 各国のセキュリティ指標（2007年）	167
6. わが国の原油輸入実績とセキュリティ指標の推移	167
7. 電源別の発電コストについて	168
<参考> 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討 小委員会が試算するにあたって使用した諸元	168

I. 事業概要

1. サービス区域



(電力10社のサービス区域)



2. 事業規模

(1) 事業規模

資 本 金	6,764億3,419万7,050円 (平成22年3月末)
発行済株式総数	13億5,286万7,531株 (平成22年3月末)
株 主 数	79万4,653人 (平成22年3月末)
販 売 電 力 量	(平成21年度)
電 灯	96,089百万kWh
電 力	184,078百万kWh
合 計	280,167百万kWh
最 大 電 力	6,430万kW (平成13年7月24日)
契約口数・kW	(平成22年3月末 特定規模需要を除く)
電 灯	2,642万口・ 9,367万kW
電 力	219万口・ 1,502万kW
合 計	2,862万口・ 10,870万kW
電 気 料 収 入	4兆5,045億円 (平成21年度)
発電所数・出力	(平成22年3月末)
水 力	160カ所・ 898.7万kW
火 力	25カ所・ 3,818.9万kW
石 油	1,083.0万kW
石 炭	160.0万kW
LN(P)G	2,575.9万kW
原子力	3カ所・ 1,730.8万kW
新エネルギー等	2カ所・ 0.4万kW
合 計	190カ所・ 6,448.7万kW
従 業 員 数	3万8,227人 (平成22年3月末)

(2) 事業規模の推移

年度末 年度	昭和26	30	40	50	60	平成7	平成16	平成17	平成18	平成19	平成20	平成21	10電力計 21
資本金	14億円	131 (9.4)	1,200 (85.7)	4,009 (286.4)	6,500 (464.3)	6,764 (483.1)	26,559						
電気料収入	258億円	576 (2.2)	2,747 (10.6)	12,496 (48.4)	40,323 (156.3)	49,006 (189.9)	46,372 (179.7)	46,820 (181.5)	47,046 (182.3)	49,147 (190.5)	52,959 (205.3)	45,045 (174.6)	137,496
設備投資額	86億円	285 (3.3)	1,246 (14.5)	3,832 (44.6)	11,043 (127.9)	13,992 (162.7)	4,642 (54.0)	5,050 (58.7)	4,963 (57.7)	5,688 (66.1)	5,902 (68.6)	5,921 (68.8)	20,344
電気事業 固定資産	770億円	1,653 (2.1)	6,434 (8.4)	17,788 (23.1)	63,604 (82.6)	96,545 (125.4)	93,109 (120.9)	91,549 (118.9)	87,705 (113.9)	84,160 (109.3)	81,595 (106.0)	78,717 (102.2)	247,736
販売電力量	73億kWh	109 (1.5)	410 (5.6)	1,022 (14.0)	1,653 (22.6)	2,544 (34.8)	2,867 (39.3)	2,887 (39.5)	2,876 (39.4)	2,974 (40.7)	2,890 (39.6)	2,802 (38.4)	8,585
発電設備	182万kW	244 (1.3)	810 (4.5)	2,459 (13.5)	3,759 (20.7)	5,121 (28.1)	6,282 (34.5)	6,184 (34.0)	6,183 (34.0)	6,247 (34.3)	6,398 (35.2)	6,449 (35.4)	20,396
契約口数	397万口	452 (1.1)	822 (2.1)	1,505 (3.8)	1,995 (5.0)	2,483 (6.3)	2,774 (6.9)	2,780 (7.0)	2,809 (7.1)	2,834 (7.1)	2,851 (7.2)	2,862 (7.2)	8,351
従業員数	29,274人	29,453 (1.0)	37,724 (1.1)	38,341 (1.3)	39,058 (1.3)	43,448 (1.5)	38,510 (1.3)	38,235 (1.3)	38,108 (1.3)	38,234 (1.3)	38,030 (1.3)	38,227 (1.3)	125,420

- (注) 1. 昭和26年度の年度数値(電気料収入、販売電力量)は、関東配電(株)の昭和26年4月分を含む。
2. () 内数値は昭和26年度、昭和26年度末を1とした場合の倍率で、表示数値からの単純計算値。
3. 資本金、電気料収入、設備投資額、電気事業固定資産の数値は、億円未満を切り捨て。その他は、四捨五入。
4. 従業員数は、就業人員数。東京電力は、出向人員数等も含む。
5. 10電力の契約口数は、特定規模需要を含まない需給契約ベースの数値。

(3) 地域別の事業規模

(平成21年度末)

店 所	面 積 (km ²)	人 口 (万人)	契 約 口 数 (万口)	販 売 電 力 量 (億kWh)	最大電力		支社 (数)	発電設備出力(万kW) (当社分)				
					万kW	月・日		水 力	火 力	原子力	新工ネ等	合 計
栃 木	6,413	202	131	170	312	8.5	3	220.6	-	-	-	220.6
群 馬	6,393	206	133	159	301	7.16	4	243.8	-	-	-	243.8
茨 城	6,117	303	194	254	429	7.30	4	-	540.0	-	-	540.0
埼 玉	3,790	716	423	379	748	7.16	6	-	-	-	-	-
千 葉	5,135	624	387	370	649	7.30	5	-	1,650.0	-	-	1,650.0
神 奈 川	2,445	907	537	502	921	8.9	7	4.6	1,024.9	-	-	1,029.5
山 梨	4,323	85	66	62	118	7.16	2	105.4	-	-	-	105.4
沼 津	2,631	123	86	106	185	8.4	3	1.8	-	-	-	1.8
東 京 2 支 店	2,263	1,292	905	800	1,616	7.30	11	0	224.0	-	0.4	224.3
そ の 他					-			322.4	380.0	1,730.8	-	2,433.2
合 計	39,510 (10)	4,457 (35)	2,862	2,802 (33)	5,450 (34)	7.30	45	898.7 (26)	3,818.9 (31)	1,730.8 (37)	0.4 (1)	6,448.7 (32)
全 国 (10電力計)	377,947	12,748	8,351	8,585	15,913	8.7		3,489.8	12,234.5	4,623.0	48.7	20,396.0

- (注) 1. 新エネ等は風力、太陽光、廃棄物発電、地熱およびバイオマス発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)。
2. 沼津とは、富士川以東の静岡県をサービスエリアとし、東京2支店とは、東京支店・多摩支店の合計。
3. ()内数値は全国(10電力計)に占める比率(%)。
4. 面積の当社分については、各店所の受持面積。全国(10電力計)については、平成21年10月1日現在の数値。
(出所)国土交通省 全国都道府県市区町村別面積
5. 支店別の最大電力は需要端とした。
* 合計の欄は、当社最大電力(発電端)としたため、店所別の最大電力の合計とは一致しない。
6. 10電力の契約口数は、特定規模需要を含まない需給契約ベースの数値。
7. 端数処理の関係で表中の数値と合計が合わない場合がある。
8. 支社数は、平成22年3月31日現在の数値。
9. 全国の人口は、平成22年1月1日現在の数値。
(出所)総務省人口推計月報

(4) 当社と10電力ならびに世界の主要電力会社

a. 日本における当社の位置づけ

(平成21年度末)

	当社受持区域 (a)	全 国 (10電力計) (b)	(a) / (b)
人 口 (万人)	4,457	12,748	34.9%
面 積 (km ²)	39,510	377,947	10.5%
人 口 密 度 (人 / km ²)	1,125.0	337.3	333.5%
販 売 電 力 量 (億kWh)	2,802	8,585	32.6%
最 大 電 力 (万kW)	5,450 注(1) H21.7.30	15,913 H21.8.7	34.2%
資 本 金 (億円)	6,764	26,559	25.5%
総 資 産 (億円)	126,430	384,299	32.9%
総 収 入 (億円)	48,527	148,196	32.7%
契 約 口 数 (万口)	2,862	8,351 注(2)	-

(注) (1) 当社最大は、6,430万kW (平成13年7月24日)

(2) 10電力の契約口数は、特定規模需要を含まない需給契約ベースの数値。

(3) 全国の人口は平成22年1月1日現在の数値。

(出所) 総務省人口推計月報

b. 世界の主要電力会社

(2009年、2009年末)

国 名	事業者名	販売電力量 (百万kWh)	総資産 (億円) (1)
アメリカ	エクセロン	173,065(2)	46,018
	サザン・カンパニー	152,591	48,699
	デューク・エナジー	136,583(2)	53,372
ド イ ツ	E.ON	345,400	198,717
	RWE	250,200	121,647
イタリア	ENEL	287,700	208,899
カナダ	ハイドロ・ケベック	188,673	56,645
イギリス	セントリカ	77,963	28,436
	スコティッシュ・アンド・サザンエナジー	63,300	25,989
フランス	EDF	400,400(3)	314,948
	GDFスエズ	345,100(2)(4)	223,146
スウェーデン	バッテンフォール	171,400(5)	73,708
日 本	東京電力	280,167	126,430
	関西電力	141,605	62,756
	中部電力	122,849	49,695

(注) 販売電力量は、海外販売分を含めた値(卸市場への販売分を除く)。

総資産は、電気事業以外を含む。持株会社制採用の場合、連結の値(除:日本)。

(1) 1ドル=93.57円、1ユーロ=130.19円、1ポンド=146.26円、1カナダドル=82.12円として換算。(内閣府 海外経済データ 2009年値)

1スウェーデンクローナ=12.24円(スウェーデンバッテンフォールアニュアルレポート2009年値を基に算出)。

(2) 卸市場への販売分を含む。

(3) 国内のみの値。

(4) グループ会社(ベルギー・エレクトラベル等)による国外の販売電力量が大半を占める。

(5) グループ会社(ドイツ・バッテンフォールヨーロッパ)等による国外の販売電力量がほぼ半数を占める。

(出所) 各社アニュアルレポート他

c. 電力会社別の事業概要

項目 会社別	資本金 (百万円)	総資産 (百万円)	水 力		火 力		原 子 力		
			発 電	最大出力	発 電	最大出力	発 電	最大出力	
			所 数	(千kW)	所 数	(千kW)	所 数	(千kW)	
北 海 道	114,291	1,536,430	53	1,232	(1) 12	(50) 4,115	1	2,070	
東 北	251,441	3,589,252	210	2,422	(4) 17	(224) 10,853	2	3,274	
東 京	676,434	12,643,034	160	8,987	(1) 26	(3) 38,192	3	17,308	
中 部	430,777	4,969,455	182	5,219	(0) 11	(0) 23,904	1	3,504	
北 陸	117,641	1,382,606	115	1,817	(0) 6	(0) 4,400	1	1,746	
関 西	489,320	6,275,570	149	8,196	(0) 12	(0) 16,357	3	9,768	
中 国	185,527	2,587,479	97	2,905	(0) 12	(0) 7,801	1	1,280	
四 国	145,551	1,320,236	58	1,141	(0) 4	(0) 3,501	1	2,022	
九 州	237,304	3,776,569	139	2,979	(5) 50	(208) 11,785	2	5,258	
9 社 計	2,648,286	38,080,631	1,163	34,898	(11) 150	(485) 120,908	15	46,230	
沖 縄	7,586	349,308	-	-	(0) 21	(0) 1,924	-	-	
10 社 計	2,655,872	38,429,939	1,163	34,898	(11) 171	(485) 122,832	15	46,230	
9 社	昭和26年度 または 昭和26.5.1	7,200	113,506	1,269	5,760	89	2,816	-	-
社	平20/昭26 (倍)	367.8	335.5	0.9	6.1	1.7	42.9	-	-

- (注) 1. 火力および合計欄の()は地熱発電所の再掲。
2. 最大出力千kW未満四捨五入。
3. 発受電電力量 = 自社発電 + 他社受電 + 融通(差引) - 揚水用動力。
4. 販売電力量には事業用・建設工事用を含み、地帯間販売・他社販売を除く(百万kWh未満四捨五入)。

(平成21年度または平成22年3月末現在)

<最大電力は平成22年6月末現在>

その他		合 計		発電電 電力量 (百万kWh)	最大電力 (万kW) <年・月・日>	販 売 電力量 (百万kWh)	電気料収入 (百万円)	需要家数 (千口)	従業員数 (人)
発電 所数	最大 出力 (千kW)	発電 所数	最大出力 (千kW)						
-	-	(1) 66	(50) 7,418	35,448	<22・2・5> 569	31,451	518,481	3,957	4,726
-	-	(4) 229	(224) 16,550	86,894	<17・8・5> 1,520	78,992	1,286,764	7,688	11,831
1	0.5	(1) 190	(3) 64,487	304,456	<13・7・24> 6,430	280,167	4,504,579	28,599	38,227
-	-	(0) 194	(0) 32,626	133,779	<20・8・5> 2,821	122,849	2,011,532	10,455	15,507
-	-	(0) 122	(0) 7,963	30,175	<20・7・23> 569	27,175	397,561	2,084	4,364
-	-	(0) 164	(0) 34,321	154,642	<13・8・2> 3,306	141,605	2,229,495	13,432	20,217
-	-	(0) 110	(0) 11,986	63,595	<19・8・17> 1,229	57,911	913,576	5,197	8,879
2	0.6	(0) 65	(0) 6,665	30,778	<20・8・4> 599	27,496	444,490	2,833	4,549
2	3.3	(5) 193	(208) 20,025	91,530	<20・8・1> 1,771	83,392	1,293,161	8,437	11,634
5	4.4	(11) 1,333	(485) 202,040	931,298	<13・7・24> 18,125	851,038	13,599,639	82,680	119,934
-	-	(0) 21	(0) 1,924	8,476	<21・8・3> 154	7,478	150,644	834	1,499
5	4.4	(11) 1,354	(485) 203,964	939,774	<13・7・24> 18,269	858,516	13,750,283	83,514	121,433
-	-	1,358	8,576	41,207	<26・12・26> 636	30,382	109,891	15,717	136,851
-	-	1.0	23.6	22.6	28.5 (平13/昭26)	28.0	123.8	5.3	0.9

5. 電気料収入は、地帯間販売、他社販売を除く。百万円未満切り捨て。

6. 従業員数は、就業人員数。東京電力は、出向人員等を含む。

7. 表中 は10社中一位の項目。

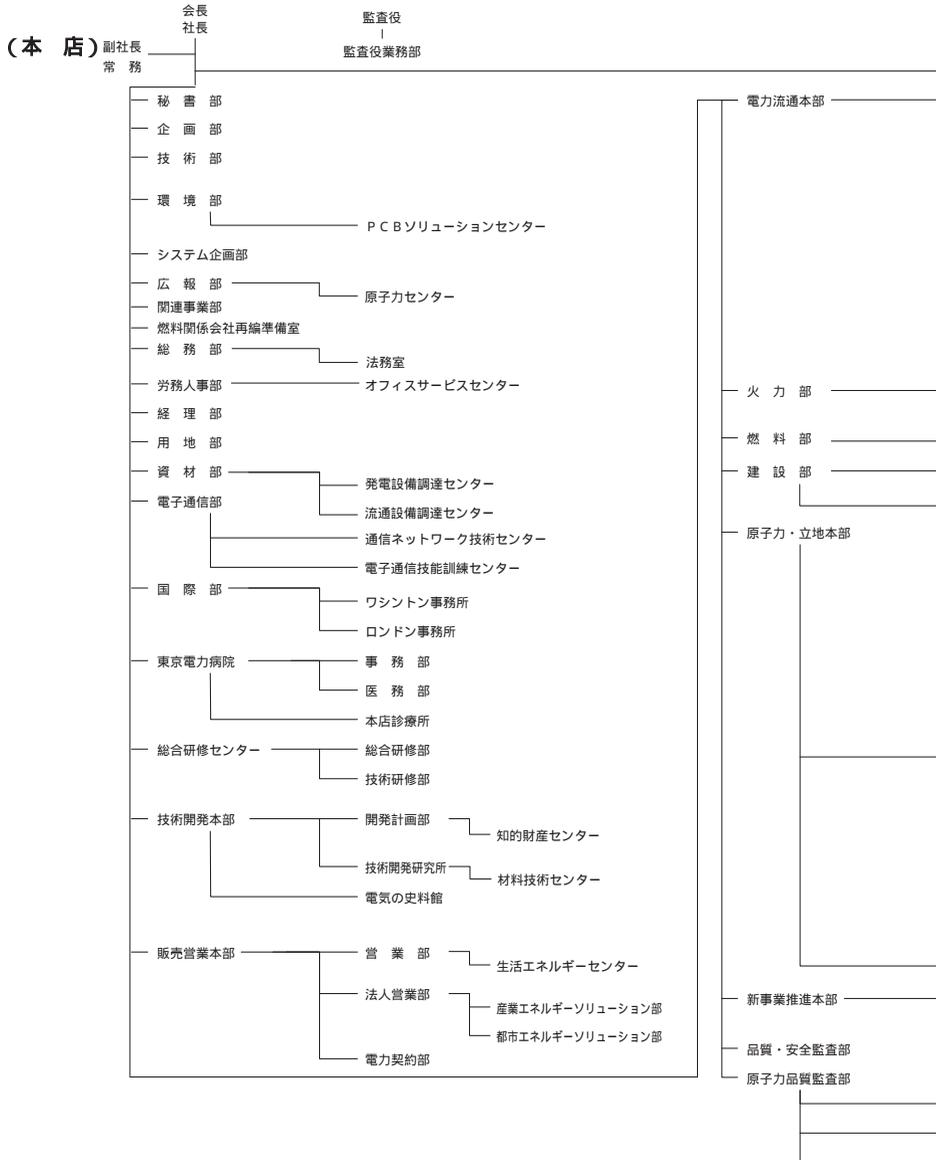
8. 端数処理の関係で表中の数値と合計が合わない場合がある。

9. 需要家数は、特定規模需要を除く。

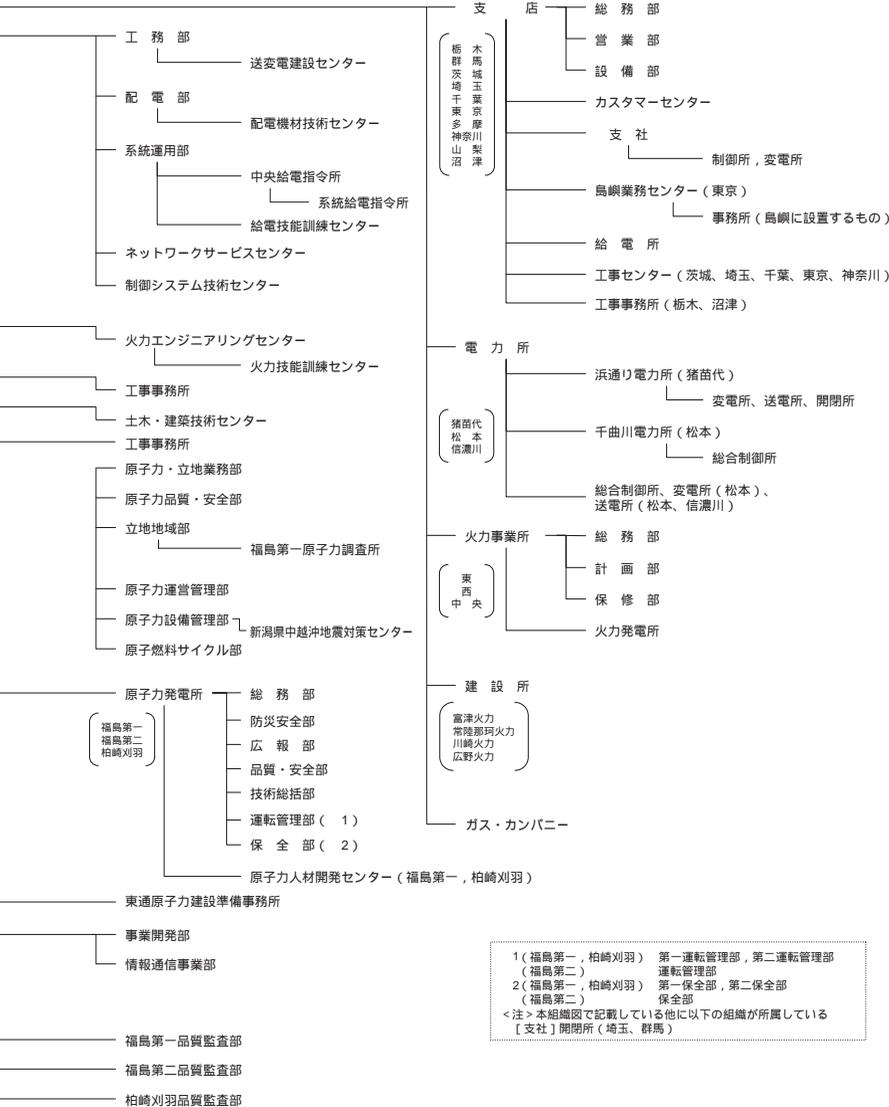
(出所) 電力統計情報(電事連ホームページ)、有価証券報告書

3. 組織図

東京電力株式会社 組織図



(店 所・カンパニー)

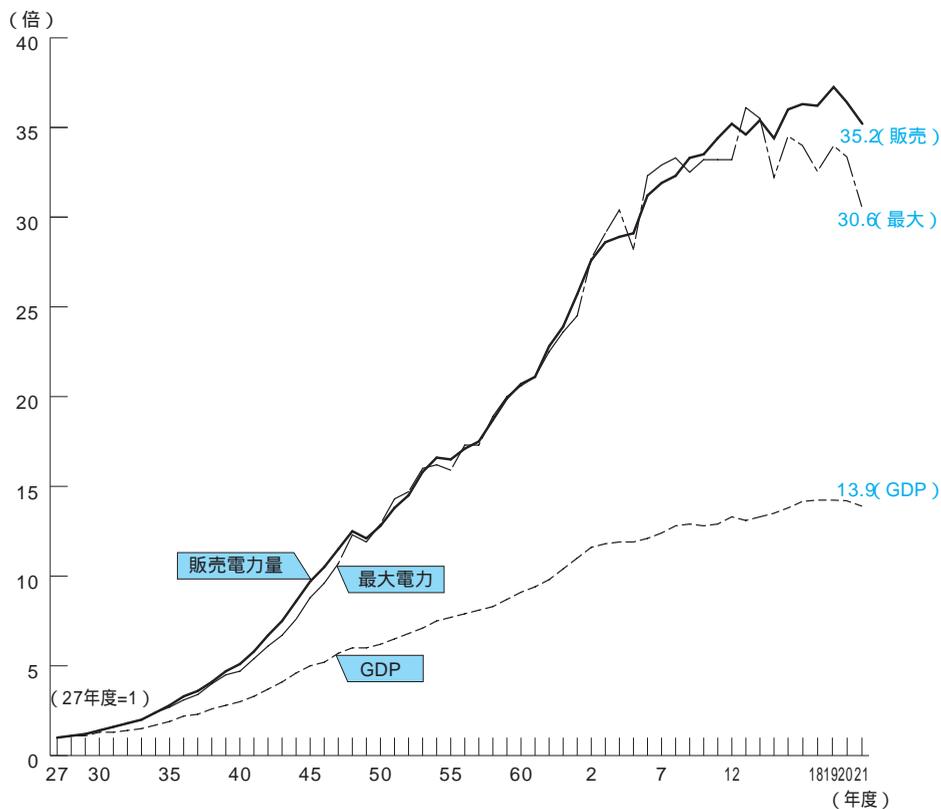


1(福島第一, 柏崎刈羽) 第一運転管理部, 第二運転管理部
 (福島第二) 運転管理部
 2(福島第一, 柏崎刈羽) 第一保全部, 第二保全部
 (福島第二) 保全部
 <注> 本組織図で記載している他に以下の組織が所属している
 [支社] 閉閉所(埼玉、群馬)

II. 電力需要

1. GDPと当社電力需要の推移

(1) GDPと当社電力需要の推移



(注) 実質GDPは2000年(平成12年)価格基準(連鎖方式)による。

ただし、昭和29年以前は85年(昭和60年)価格基準、昭和54年以前は90年(平成2年)価格基準を基に推計(いずれも固定基準年方式)。

(2) GDP・最終エネルギー消費・販売電力量・最大電力の平均増加率

(単位：%)

期間(年度)	S26~H21	S38~48	S48~54	S54~60	S60~H2	H2~9	H9~19	H19~21
	(58年間)	(10年間)	(6年間)	(6年間)	(5年間)	(7年間)	(10年間)	(2年間)
G D P (A)	4.9	8.9	3.7	4.0	5.0	1.3	1.2	2.9
当社の販売電力量 (B)	6.5	11.7	4.9	3.8	5.9	2.7	1.1	2.9
最終エネルギー消費 (C)	4.1 (28~20)	11.6	0.9	0.5	4.2	1.8	0.1	6.7 (19~20)
G D P 弾性値 (B/A)	1.3	1.3	1.3	0.9	1.2	2.1	0.9	-
G D P 弾性値 (C/A)	0.9 (28~20)	1.3	0.2	-	0.8	1.4	0.0	-
最 大 電 力	6.2	11.9	4.7	4.1	6.0	2.3	0.6	5.8

- (注) 1. S48年度は第1次オイルショック 2. S54年度は第2次オイルショック
 3. S60年度は円高不況 4. H2年度はバブル崩壊
 5. H19、20年度は世界同時不況
 6. 最終エネルギー消費は、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より

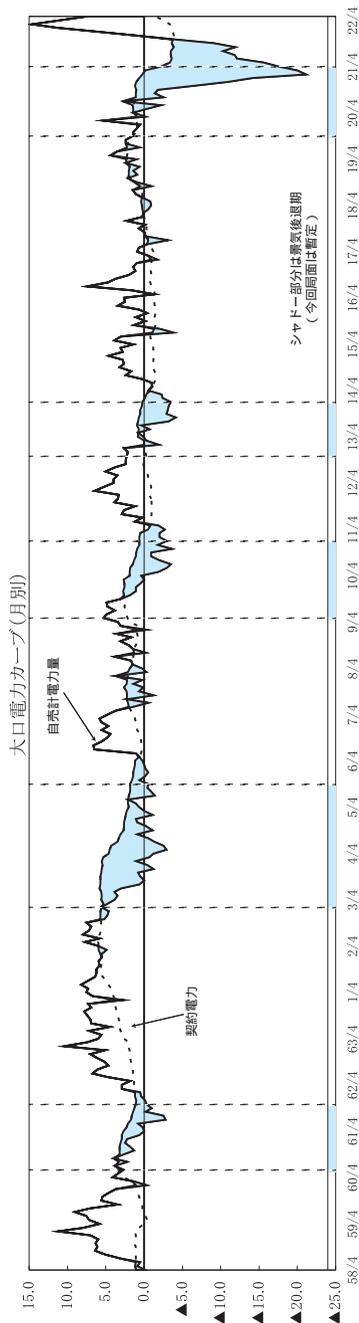
(3) 最近におけるGDP弾性値の推移

(単位：%)

年 度	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	G D P (A) (対前年度増加率)	6.2	2.3	0.7	0.5	1.5	2.3	2.9	0.0	1.5	0.7	2.6	0.8	1.1	2.1	2.0	2.3	2.3	1.8	3.7
当社の販売電力量(B) (対前年度増加率)	7.6	3.5	1.1	0.7	7.4	2.2	1.2	3.1	0.6	2.7	2.3	1.8	2.3	2.1	3.9	0.7	0.4	3.4	2.8	3.0
最終エネルギー消費(C) (対前年度増加率)		1.5	0.8	1.0	3.4	3.3	1.6	0.9	1.7	2.5	1.0	1.2	1.4	0.8	1.1	0.3	0.2	1.1	6.7	
GDP弾性値(B/A)	1.2	1.5	1.5		5.0	1.0	0.4			3.7	0.9		2.1		2.0	0.3		1.9		
GDP弾性値(C/A)		0.6	1.1		2.3	1.5	0.6			3.4	0.4		1.3		0.5					
最 大 電 力 (対前年度増加率)	12.8	5.3	4.2	7.2	14.7	1.8	1.3	2.4	2.1	0.1	0.0	8.5	1.7	9.2	7.2	2.2	3.4	5.9	0.9	10.5

- (注) 最大電力：発電端1日最大

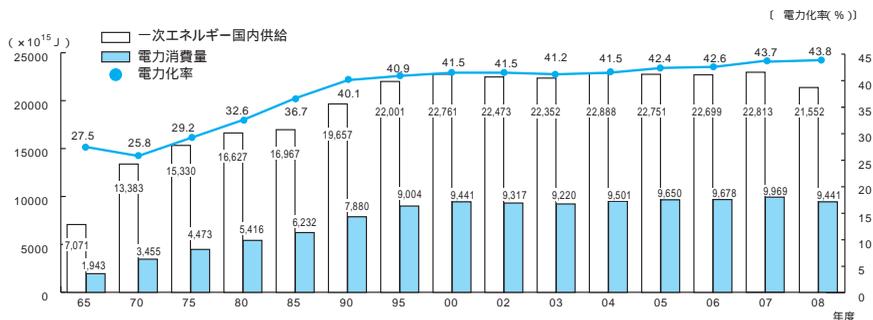
(4) 大口電力カーブ



単位数(%)	13年度				14年度				15年度				16年度				17年度				18年度				19年度				20年度				21年度			
	Q1	Q2	Q3	Q4																																
(a) 自売計電力量	0.1	2.3	3.1	2.8	0.9	1.4	2.9	3.5	2.8	1.6	0.1	2.2	1.0	5.3	1.5	0.4	0.4	1.1	1.0	0.1	0.5	0.6	1.3	1.5	3.0	1.8	1.3	1.8	0.4	0.3	6.3	18.5	15.0	11.3	4.4	10.6
(b) 契約電力	0.8	0.8	0.4	0.0	1.0	1.5	1.2	1.2	0.9	1.3	1.4	1.4	1.2	0.8	1.0	0.9	1.0	0.5	0.3	0.1	0.3	0.3	1.7	2.0	2.2	2.1	1.1	1.0	1.3	1.1	1.1	0.3	3.1	3.6	3.8	3.6
(a)-(b) 淨自売比率	0.7	3.1	3.5	2.8	0.1	2.9	4.1	4.7	3.7	0.3	1.5	3.6	2.2	6.1	2.5	0.5	1.4	0.6	1.3	0.2	0.8	0.3	0.4	0.5	0.8	0.3	0.2	0.8	1.7	1.4	7.4	18.8	11.9	7.7	0.6	14.2

(注) 大口電力カーブとは電力需要面から景気の現状を判断する指標の一つ。大口電力量(自稼働含み)と大口契約電力の対前年増加率の推移を示したものの。

(5) 電力化率の推移（一次エネルギー供給ベース）

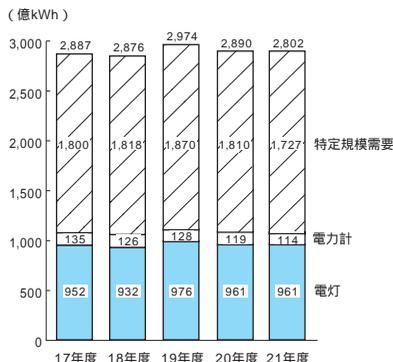


(出所) 総合エネルギー統計 2008年度版

2. 販売電力量

(1) 販売電力量および契約口数の推移（平成17～21年度）

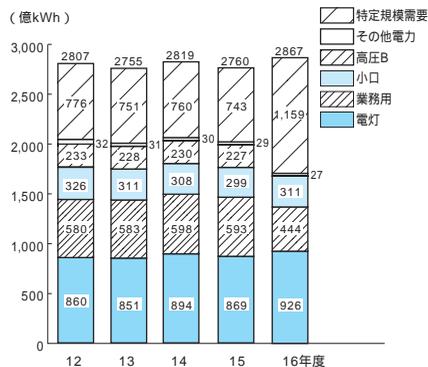
		年度					
		17	18	19	20	21	
販売電力量	特定規模需要以外の需要	電 灯	952	932	976	961	961
		電力計	135	126	128	119	114
	特定規模需要	1,800	1,818	1,870	1,810	1,727	
	合 計	2,887	2,876	2,974	2,890	2,802	
契約口数	電 灯 計	2,543	2,576	2,605	2,627	2,642	
	電 力 計	236	232	228	224	219	
	電 灯 電 力 計	2,780	2,809	2,834	2,851	2,862	
構成比	民 生 用	70	70	70	71	73	
	産 業 用	30	30	30	29	27	



- (注) 1. 販売電力量の単位は億kWh。
 2. 契約口数は年度末、単位は万口。特定規模需要を含まない。
 3. 特定規模需要の範囲について、平成17年度以降は契約電力が原則として高圧以上のお客さま。

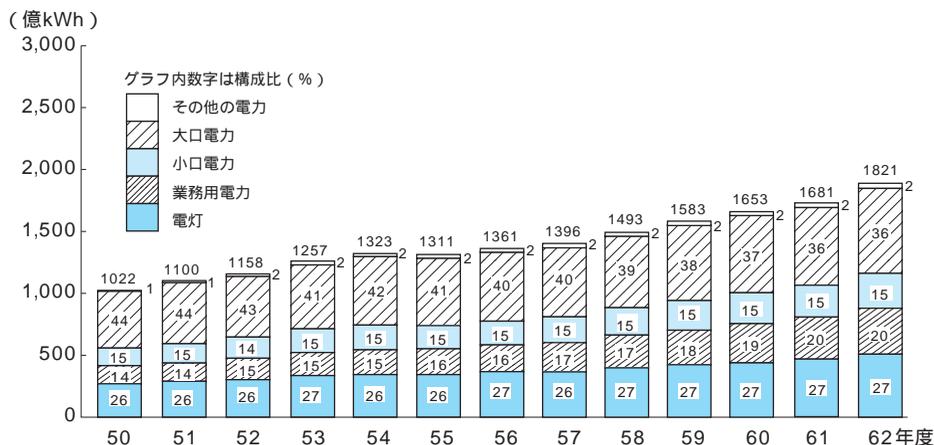
(2) 販売電力量および契約口数の推移（平成12～16年度）

		年度					
		12	13	14	15	16	
販売電力量	特定規模需要以外の需要	電 灯	860	851	894	869	926
		業務用電力	580	583	598	593	444
		小口電力	326	311	308	299	311
		高圧電力B	233	228	230	227	-
		その他電力	32	31	30	29	27
	電力計	1,171	1,153	1,166	1,148	782	
	特定規模需要	776	751	760	743	1,159	
合 計	2,807	2,755	2,819	2,760	2,867		
契約口数	電 灯 計	2,388	2,423	2,454	2,482	2,512	
	電 力 計	279	276	271	268	263	
	電 灯 電 力 計	2,667	2,699	2,725	2,750	2,774	
構成比	民 生 用	69	70	70	70	70	
	産 業 用	31	30	30	30	30	



- (注) 1. 販売電力量の単位は億kWh。
 2. 契約口数は年度末、単位は万口。特定規模需要を含まない。
 3. 特定規模需要の範囲について、平成12年度から平成15年度については契約電力が原則として2,000kW以上のお客さま。平成16年度については契約電力が原則として500kW以上のお客さま。
 4. 構成比は販売電力量の構成比(%)、民生用は電灯 + 深夜電力 + 業務用電力 + 低圧電力 + 公共その他（鉄道用など）、残りは産業用。
 5. 端数処理の関係で表中の数値と合計が合わない場合がある。
 電力自由化に伴い、特定規模需要が位置づけられたため平成12年度以降表示形式変更。

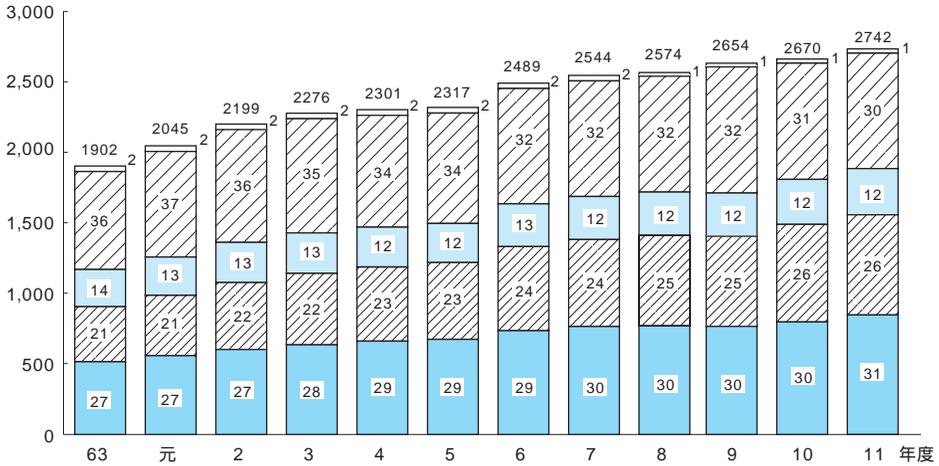
(3) 販売電力量および契約口数の推移（平成11年度以前）



		年度	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	
販売電力量	電 灯		270	285	302	333	344	343	359	370	399	421	441	453	493	
	電 力	業務用電力	144	155	171	194	204	206	222	236	261	286	310	330	368	
		小口電力	低圧電力	53	55	59	68	70	66	70	70	77	83	86	85	94
			高圧電力	96	104	110	119	125	126	131	134	145	156	163	166	180
		計	149	159	169	187	195	192	201	204	222	239	249	251	274	
	大口電力	一 般	346	359	360	376	397	394	398	402	431	455	466	470	499	
		需給調整契約	100	126	134	142	156	146	149	151	145	145	151	140	149	
		計	446	485	494	518	553	540	547	553	576	600	617	610	648	
		その他電力	13	16	22	25	27	30	32	33	35	37	36	37	38	
		計	752	815	856	924	979	968	1,002	1,026	1,094	1,162	1,212	1,228	1,328	
	電灯電力計	1,022	1,100	1,158	1,257	1,323	1,311	1,361	1,396	1,493	1,583	1,653	1,681	1,821		
契約口数	電 灯		1,343	1,391	1,436	1,482	1,527	1,565	1,601	1,636	1,671	1,707	1,745	1,787	1,836	
	電 力		162	175	187	199	212	223	230	236	241	246	250	255	259	
	計		1,505	1,566	1,623	1,681	1,739	1,788	1,831	1,872	1,912	1,953	1,995	2,042	2,095	
構成比	民 生 用		53	53	54	55	55	55	56	57	58	58	58	60	60	
	産 業 用		47	47	46	45	45	45	44	43	42	42	42	40	40	

- (注) 1. 販売電力量の単位は億kWh。
 2. 契約口数は年度末、単位は万口。
 3. 構成比は販売電力量の構成比(%) 民生用は電灯+深夜電力+業務用電力+低圧電力+大口電力のうち公共その他(鉄道用など) 残りは産業用。

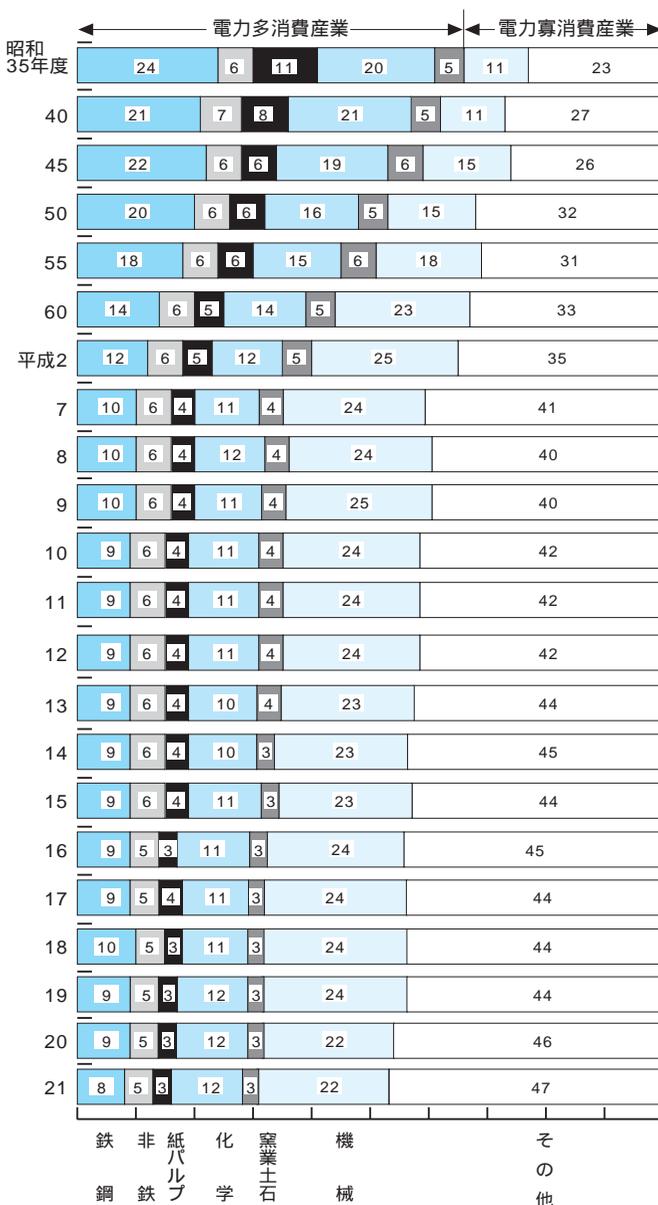
(億kWh)



		年度												
		63	元	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
販売電力量	電灯	515	558	602	635	661	674	735	765	765	789	810	840	
	電力	業務用電力	390	429	474	506	526	544	596	616	634	667	691	715
		小口電力												
		低圧電力	93	100	109	110	108	106	123	123	120	123	124	129
	高圧電力	171	170	176	177	174	171	180	182	184	189	186	190	
	計	264	270	285	287	282	277	303	305	304	312	310	319	
	大口電力													
	一般	540	586	622	638	629	624	655	661	671	686	673	682	
	需給調整契約	153	162	177	171	163	158	162	158	159	164	151	152	
	計	694	748	799	809	792	782	817	819	830	850	824	834	
その他電力	39	40	39	39	40	40	38	39	41	36	35	34		
計	1,387	1,487	1,597	1,641	1,640	1,643	1,754	1,779	1,809	1,865	1,860	1,902		
電灯電力計		1,902	2,045	2,199	2,276	2,301	2,317	2,489	2,544	2,574	2,654	2,670	2,742	
契約口数構成比	電灯	1,886	1,943	1,998	2,048	2,089	2,124	2,160	2,204	2,249	2,291	2,325	2,356	
	電力	265	271	276	280	282	283	284	284	284	283	282	280	
	計	2,151	2,214	2,274	2,328	2,371	2,407	2,444	2,488	2,533	2,574	2,607	2,636	
民生用	民生用	60	61	61	62	64	65	66	66	66	67	68	69	
	産業用	40	39	39	38	36	35	34	34	34	33	32	31	

(4) 大口電力の業種別構成比の推移

(%)

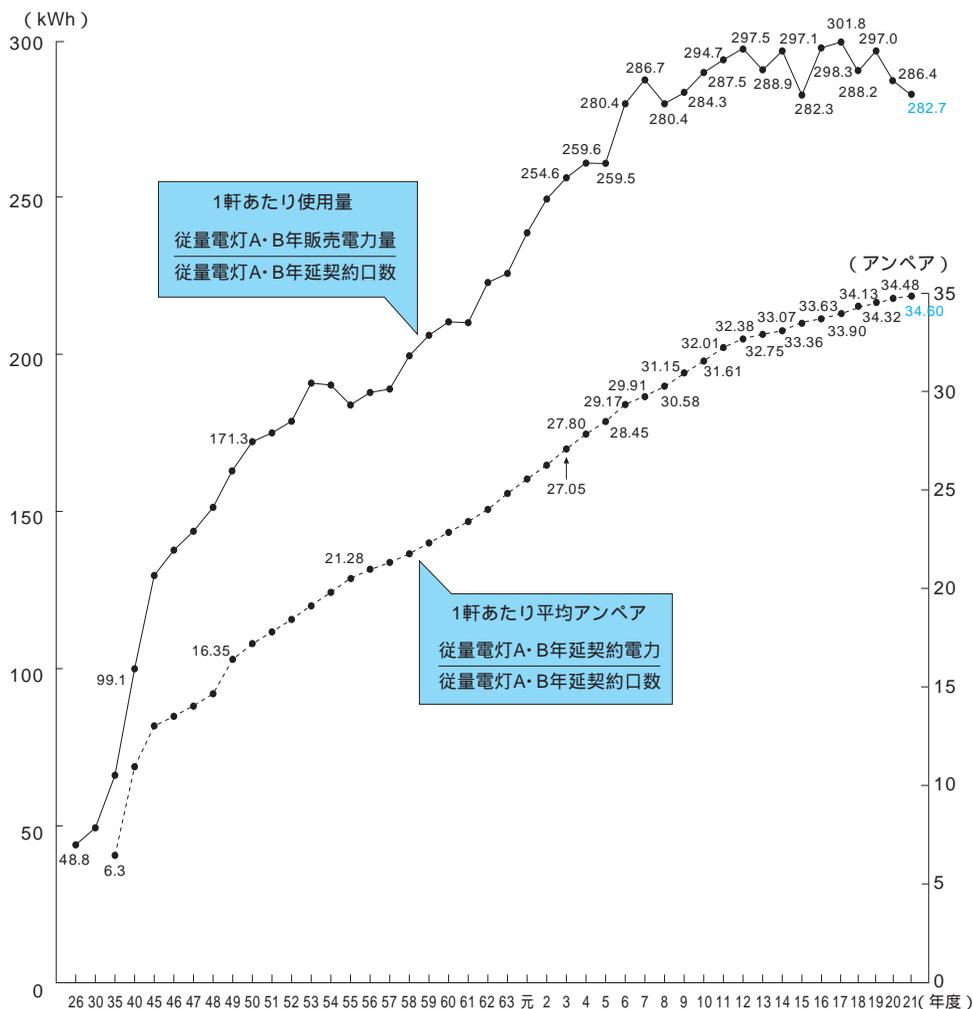


(注) その他は鉄道、食料品、金属、石油・石炭、プラスチック、印刷、出版、水道など。

(5) 一般家庭の電力需要

一般家庭 1 軒あたりの使用量と契約電力の推移

(当社サービス区域 1 ヶ月平均)



3. 最大電力

(1) 最大電力の推移（発電端1日最大）

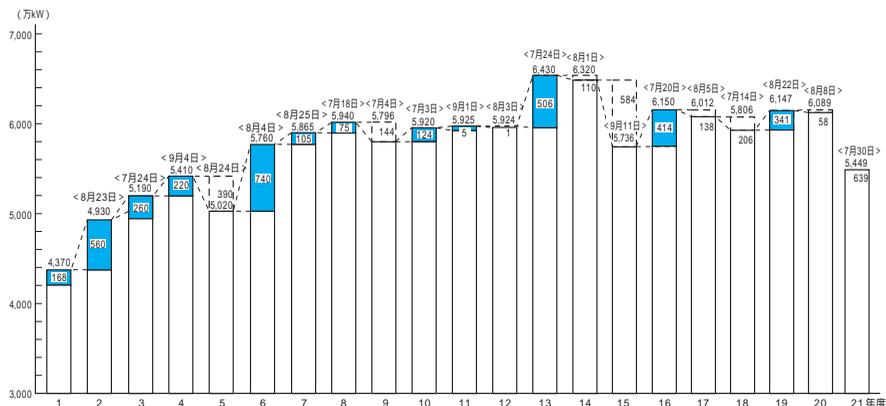
年 度 別	冬 期			夏 期			日 量		
	最大電力 (万kW)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (万kW)	最大電力 (万kW)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (万kW)	1日当り 最 大 電力量 (百万kWh)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (百万kWh)
26	166.5	27. 3.31 (月)		156.7	26. 5.16 (水)		31.0	26. 5. 8 (火)	
30	257.2	30. 12.21 (水)	34.8	228.4	30. 9.28 (水)	27.6	43.7	30. 12.21 (水)	4.8
31	284.0	31. 12.11 (火)	26.8	248.6	31. 9.26 (水)	20.2	46.9	32. 2. 7 (木)	3.2
32	320.4	32. 12.20 (金)	36.4	271.1	32. 9.16 (月)	22.5	52.9	32. 12. 5 (木)	6.0
33	353.7	34. 1.13 (火)	33.3	299.0	33. 9.25 (木)	27.9	60.9	33. 12.26 (金)	8.0
34	420.7	35. 1.19 (火)	67.0	358.9	34. 9.25 (金)	59.9	71.7	35. 3.26 (土)	10.8
35	476.4	36. 1.13 (金)	55.7	404.3	35. 9.20 (火)	45.4	82.0	35. 12.22 (木)	10.3
36	554.7	37. 1.23 (火)	78.3	469.0	36. 6.28 (水)	64.7	96.3	37. 3.30 (金)	14.3
37	611.1	38. 1.24 (木)	56.4	529.0	37. 8.22 (水)	60.0	108.0	38. 3.12 (火)	11.7
38	715.7	39. 1.24 (金)	104.6	619.8	38. 8.23 (金)	90.8	124.5	39. 1.31 (金)	16.5
39	805.9	39. 12.17 (木)	90.2	719.0	39. 8.26 (水)	99.2	141.3	39. 12.17 (木)	16.8
40	842.2	41. 1.21 (金)	36.3	798.9	40. 8.25 (水)	79.9	151.4	41. 1.25 (火)	10.1
41	957.5	41. 12.13 (火)	115.3	906.9	41. 8.24 (水)	108.0	172.0	42. 2. 9 (木)	20.6
42	1,087.4	42. 12.14 (木)	129.9	1,047.7	42. 8.25 (金)	140.8	193.9	42. 12.19 (火)	21.9
43	1,191.3	44. 1.29 (水)	103.9	1,180.5	43. 8. 9 (金)	132.8	218.7	44. 2.21 (金)	24.8
44	1,342.4	45. 3. 4 (水)	151.1	1,356.9	44. 8. 8 (金)	176.4	250.9	45. 2.26 (木)	32.2
45	1,479.1	45. 12.25 (金)	136.7	1,569.0	45. 9. 3 (木)	212.1	283.7	45. 9. 3 (木)	32.8
46	1,603.2	47. 2.10 (木)	124.1	1,716.5	46. 8.11 (水)	147.5	303.7	46. 8.11 (水)	20.0
47	1,759.8	47. 12.19 (火)	156.6	1,908.3	47. 9. 8 (金)	191.8	334.7	47. 9. 7 (水)	31.0
48	1,816.9	48. 11. 6 (火)	57.1	2,195.8	48. 8. 9 (木)	287.5	386.1	48. 8.10 (金)	51.4
49	1,889.4	49. 12.10 (火)	72.5	2,117.7	49. 8.29 (木)	78.1	361.8	49. 8.29 (木)	24.3
50	2,017.5	50. 12. 9 (火)	128.1	2,304.1	50. 8.21 (木)	186.4	391.3	50. 7.31 (木)	29.5
51	2,130.7	52. 2.10 (木)	113.2	2,556.2	51. 8.24 (火)	252.1	433.0	51. 8.24 (火)	41.7
52	2,200.6	53. 1.26 (木)	69.9	2,611.9	52. 8. 5 (金)	55.7	453.7	52. 8. 5 (金)	20.7
53	2,413.6	53. 12.19 (火)	213.0	2,856.6	53. 7.25 (火)	244.7	498.1	53. 7.25 (火)	44.4
54	2,442.3	55. 2.19 (火)	28.7	2,885.0	54. 7.24 (火)	28.4	505.8	54. 7.24 (火)	7.7
55	2,529.8	55. 12.23 (火)	87.5	2,831.3	55. 7.22 (火)	53.7	499.8	55. 7.23 (水)	6.0
56	2,592.0	57. 1.18 (月)	62.2	3,086.8	56. 7.17 (金)	255.5	541.6	56. 7.17 (金)	41.8
57	2,734.1	58. 1.18 (火)	142.1	3,078.3	57. 8.24 (火)	8.5	537.3	57. 8.24 (火)	4.3
58	2,886.2	59. 2.17 (金)	152.1	3,363.3	58. 8.19 (金)	285.0	591.1	58. 9. 6 (火)	53.8
59	3,013.7	60. 1.24 (木)	127.5	3,570.0	59. 9. 3 (月)	206.7	627.5	59. 8. 7 (火)	36.4
60	3,186.1	61. 2.18 (火)	172.4	3,678.0	60. 8.29 (木)	108.0	643.7	60. 8.29 (木)	16.2
61	3,294.6	62. 1.12 (月)	108.5	3,765.0	61. 9. 4 (木)	87.0	659.4	61. 9. 4 (木)	15.7
62	3,490.6	62. 12. 7 (月)	196.0	4,012.0	62. 8.21 (金)	247.0	717.0	62. 7.24 (金)	57.6
63	3,801.0	元 1.23 (月)	310.4	4,202.0	63. 8.23 (火)	190.0	756.8	63. 8.22 (月)	39.8

年 度 別	冬 期			夏 期			日 量		
	最大電力 (万kW)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (万kW)	最大電力 (万kW)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (万kW)	1日当り 最 大 電力量 (百万kWh)	発 生 月 日	対 前年度 増加量 (百万kWh)
元	4,035.0	2. 1.23 (火)	234.0	4,370.0	元. 8.22 (火)	168.0	781.9	元. 9.12 (火)	25.1
2	4,220.0	3. 1.21 (月)	185.0	4,930.0	2. 8.23 (木)	560.0	902.2	2. 8.24 (金)	120.3
3	4,350.0	4. 3.18 (水)	130.0	5,190.0	3. 7.24 (水)	260.0	919.8	3. 7.24 (水)	17.6
4	4,520.0	5. 1.25 (月)	170.0	5,410.0	4. 9. 4 (金)	220.0	960.9	4. 9. 3 (木)	41.1
5	4,615.0	6. 2. 1 (火)	95.0	5,020.0	5. 8.24 (火)	390.0	885.3	5. 8.25 (水)	75.6
6	4,586.9	6. 12.20 (火)	28.1	5,760.0	6. 8. 4 (木)	740.0	1,043.8	6. 8. 4 (木)	158.5
7	4,795.0	8. 2. 2 (金)	208.1	5,865.0	7. 8.25 (金)	105.0	1,045.9	7. 8.25 (金)	2.1
8	4,855.0	9. 2. 3 (月)	60.0	5,940.0	8. 7.18 (木)	75.0	1,077.5	8. 7.18 (木)	31.6
9	5,230.0	10. 1.12 (月)	375.0	5,795.6	9. 7. 4 (金)	144.4	1,053.7	9. 7. 8 (火)	23.8
10	4,919.2	10. 12. 3 (木)	310.8	5,920.0	10. 7. 3 (金)	124.4	1,070.5	10. 7. 3 (金)	16.8
11	5,005.0	12. 1.12 (水)	85.8	5,925.0	11. 9. 1 (水)	5.0	1,069.1	11. 9.14 (火)	1.4
12	5,129.5	13. 1.15 (月)	124.5	5,924.0	12. 8. 3 (木)	1.0	1,091.8	12. 8. 3 (木)	22.7
13	5,038.0	13. 12.21 (金)	91.5	6,430.0	13. 7.24 (火)	506.0	1,184.3	13. 7.24 (火)	92.5
14	5,220.0	14. 12. 9 (月)	182.0	6,320.0	14. 8. 1 (木)	110.0	1,167.6	14. 8. 1 (木)	16.7
15	4,967.6	16. 1.19 (月)	252.4	5,736.0	15. 9.11 (木)	584.0	1,073.7	15. 9.12 (金)	93.9
16	5,185.8	17. 3. 4 (金)	218.2	6,149.9	16. 7.20 (火)	413.9	1,155.5	16. 7.21 (水)	81.8
17	5,236.0	18. 2. 6 (月)	50.2	6,011.8	17. 8. 5 (金)	138.1	1,134.6	17. 8. 5 (金)	20.9
18	5,027.5	19. 1.17 (水)	208.5	5,805.8	18. 7.14 (金)	206.0	1,099.6	18. 7.14 (金)	35.0
19	5,502.2	20. 1.23 (水)	474.7	6,147.1	19. 8.22 (水)	341.3	1,164.2	19. 8.22 (水)	64.6
20	5,029.1	21. 1. 9 (金)	473.1	6,089.1	20. 8. 8 (金)	58.0	1,157.6	20. 8. 8 (金)	6.6
21	5,240.1	22. 1.12 (火)	211.0	5,449.6	21. 7.30 (木)	639.5	1,028.7	21. 7.16 (木)	128.9

(注) 昭和44年度以降冬ピークから夏ピークに移行。

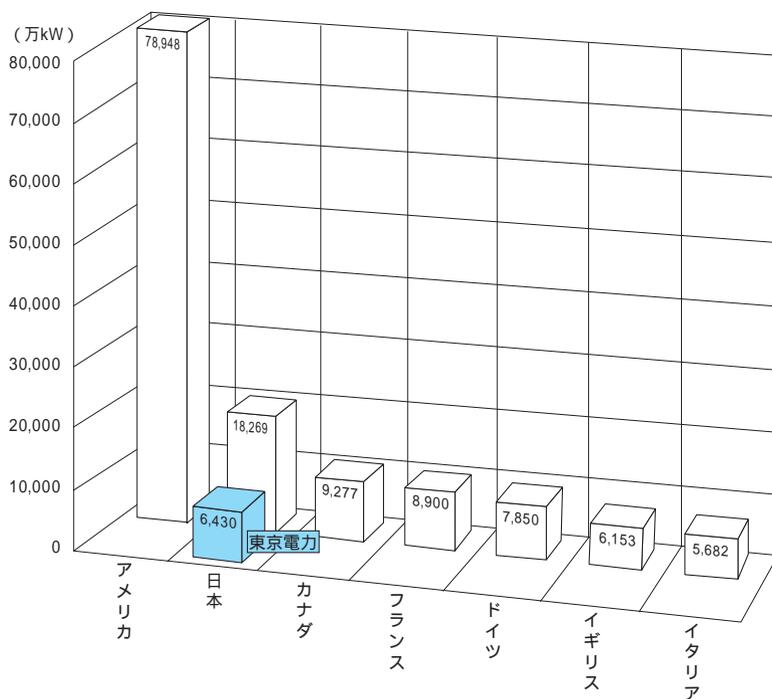
■ 表中1位項目

参考 近年の最大電力の推移



(注) ■ は対前年増加分。

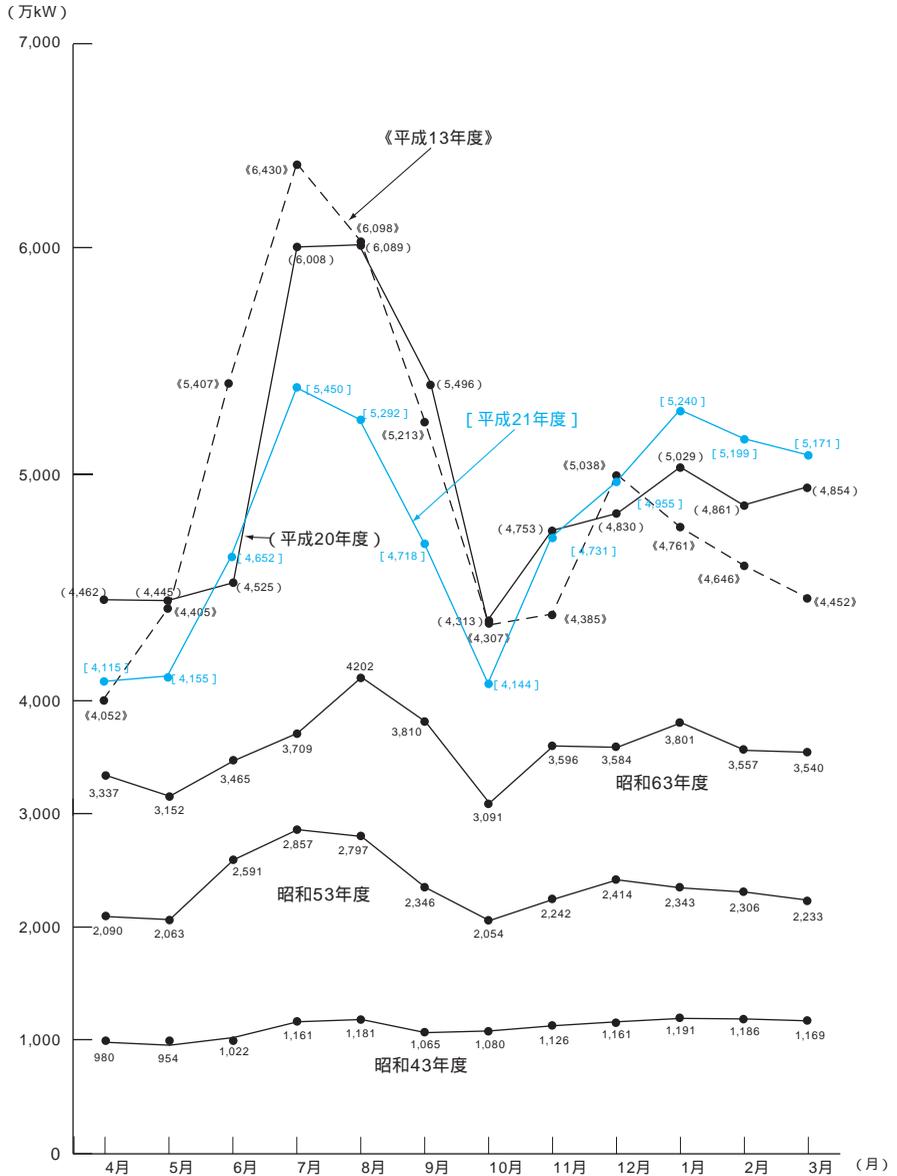
参考 主要国の最大電力



(注) '07年実績値。日本は10電力、発電端1日最大('01.7.24)、東京電力は発電端1日最大('01.7.24)。アメリカは'06年夏季最大の合計。

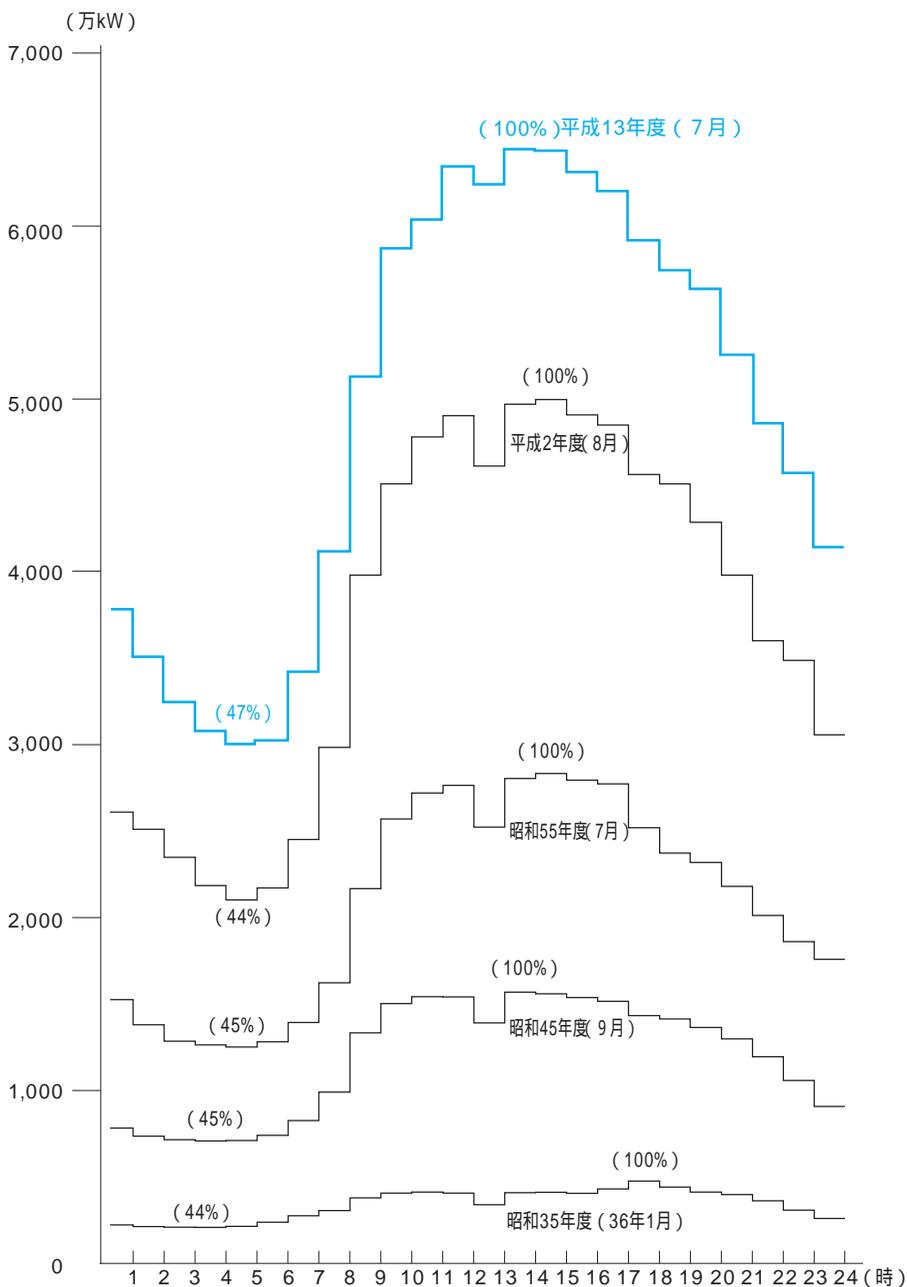
(出所) 海外電力調査会編「海外電気事業統計」(2009年版)

(2) 月別最大電力の推移（発電端1日最大）

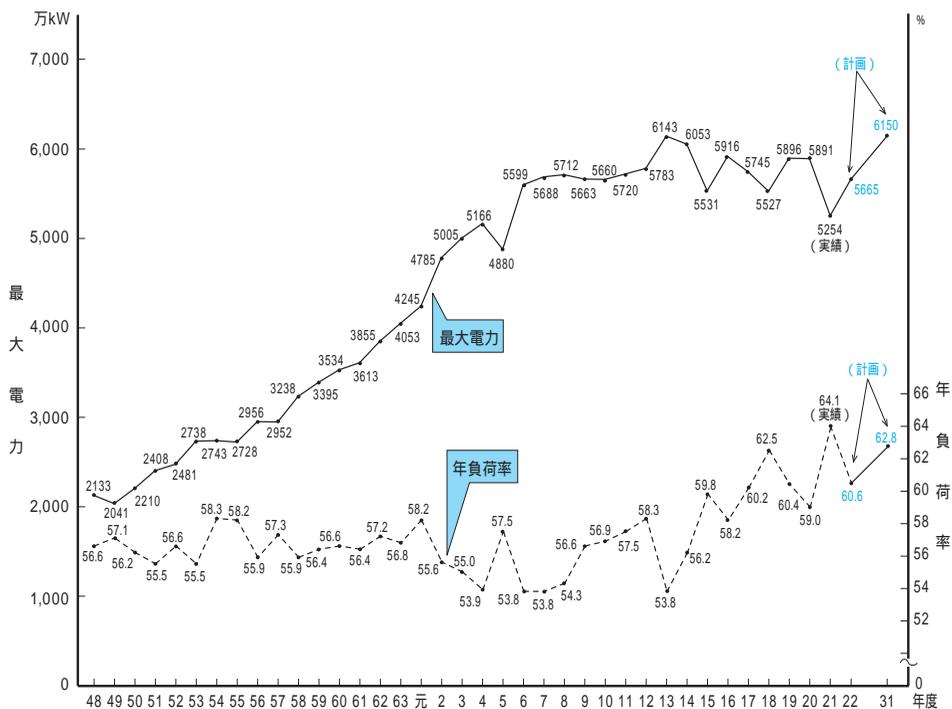


(注) 昭和44年度以降冬ピークから夏ピークに移行。

(3) 一日の電気の使われ方 (年間ピーク発生日)

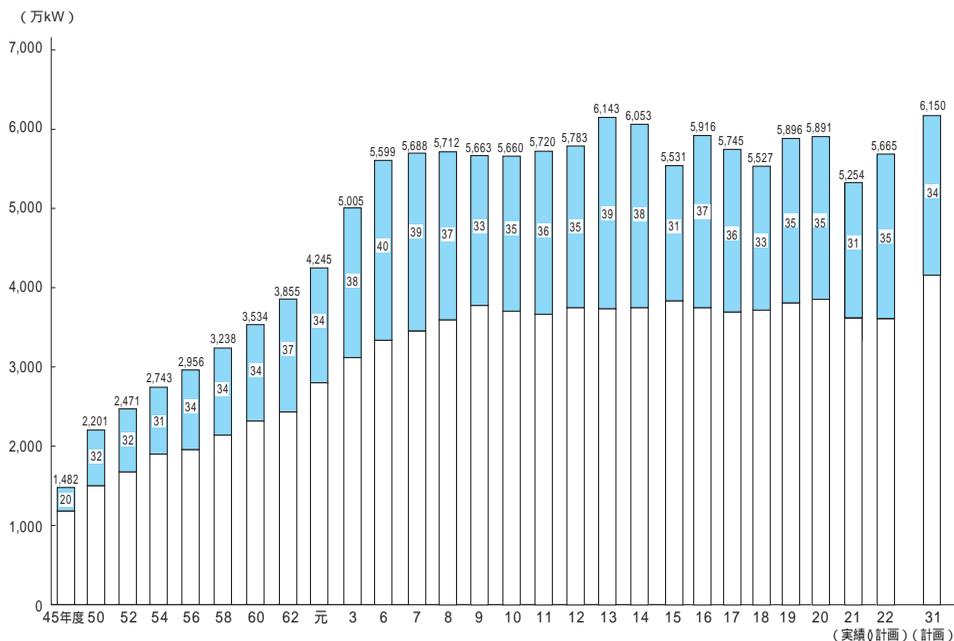


(4) 最大電力と年負荷率の推移



- (注) 1. 最大電力は送電端最大3日平均需要。
 2. 計画値は平成22年度経営計画による。

(5) 最大電力（送電端）に占める冷房等夏期需要（推定値）



(注) 1. 送電端8月最大3日平均。

(ただし、昭和54、56、62、平成3、8～10、13、16、21年度は7月分、昭和60、平成4、15年度は9月分)

2. ■は冷房等夏期需要、数値は最大電力全体に占める構成比(%)。

III. 電力供給設備

1. 発電設備

(1) 発電設備（認可出力）

（単位：万kW）

年次 設置時 (26.5.1)	30	40	50	60	7	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	10電力計 21	
水力	< 242> 144 (80.7)	< 230> 164 (66.8)	< 222> 210 (25.9)	< 185> 319 (13.0)	< 155> 507 (13.5)	< 155> 763 (14.9)	< 160> 810.3 (14.0)	< 160> 850.8 (14.5)	< 160> 851.9 (14.1)	< 160> 852.0 (14.1)	< 160> 852.0 (13.6)	< 160> 852.1 (13.6)	< 161> 899.3 (14.5)	< 161> 899.3 (14.5)	< 160> 898.5 (14.4)	< 160> 896.6 (14.0)	< 160> 898.7 (13.9)	< 1,163> 3,489.8 (17.1)
火力	< 9> 35 (19.3)	< 11> 81 (33.0)	< 16> 600 (74.1)	< 26> 1,937 (78.8)	< 28> 2,343 (62.3)	< 25> 2,898 (56.6)	< 25> 3,243.4 (56.1)	< 24> 3,302.6 (56.1)	< 25> 3,454.8 (57.2)	< 25> 3,454.8 (57.2)	< 26> 3,683.1 (58.8)	< 26> 3,699.5 (58.9)	< 26> 3,553.6 (57.5)	< 26> 3,553.3 (57.5)	< 26> 3,617.9 (57.9)	< 26> 3,768.6 (58.9)	< 25> 3,818.9 (59.2)	< 160> 12,234.5 (60.0)
原子力	< -> - (-)	< -> - (-)	< -> - (-)	< 1> 203 (8.2)	< 3> 910 (24.2)	< 3> 1,460 (28.5)	< 3> 1,730.8 (29.9)	< 3> 1,730.8 (29.4)	< 3> 1,730.8 (28.7)	< 3> 1,730.8 (28.7)	< 3> 1,730.8 (27.5)	< 3> 1,730.8 (28.0)	< 3> 1,730.8 (28.0)	< 3> 1,730.8 (27.7)	< 3> 1,730.8 (27.1)	< 3> 1,730.8 (26.8)	< 3> 1,730.8 (26.8)	< 15> 4,623.0 (22.7)
新エネ等	< -> - (-)	< -> - (-)	< -> - (-)	< -> - (-)	< -> - (-)	< -> - (-)	< 1> 0.1 (0.0)	< 2> 0.4 (0.0)	< 17> 48.7 (0.2)									
計	< 251> 179 (100.0)	< 241> 244 (100.0)	< 238> 810 (100.0)	< 212> 2,459 (100.0)	< 186> 3,759 (100.0)	< 183> 5,121 (100.0)	< 189> 5,784.6 (100.0)	< 188> 5,884.3 (100.0)	< 189> 6,037.7 (100.0)	< 189> 6,037.7 (100.0)	< 190> 6,266.0 (100.0)	< 190> 6,282.5 (100.0)	< 191> 6,183.7 (100.0)	< 191> 6,183.5 (100.0)	< 190> 6,247.3 (100.0)	< 190> 6,398.1 (100.0)	< 190> 6,448.7 (100.0)	< 1,355> 20,396.0 (100.0)

- (注) 1. 上段の< >内数値は箇所数、下段の()内数値は認可出力の構成比%。
 2. 20年度以前の火力には地熱分を含む。
 3. 端数処理の関係で表中の数値と合計が合わない場合がある。
 4. 新エネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)、21年度はこれらに地熱およびバイオマス発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)を加えたもの。

< 参考 > 発電設備関係特記事項

- 昭和34年 8月18日 電源構成が火主水従となる
 40. 12. 10. 矢木沢発電所運転開始(当社初の揚水式)
 43. 3. 30. 発電設備 1,000万kW突破
 45. 4. 24. 南横浜火力運転開始(世界初のLNG専焼火力)
 46. 3. 26. 福島第一原子力1号機(46万kW)運転開始
 48. 6. 16. 国内炭専焼火力廃止(新東京火力が最後)
 49. 7. 18. 発電設備 2,000万kW突破
 49. 9. 28. 鹿島火力5号機運転開始(単機容量、わが国初の100万kW)
 53. 10. 12. 福島第一原子力4号機運転開始(原子力が水力を上回る)
 54. 10. 24. 福島第一原子力6号機(110万kW)運転開始
 (発電所総出力469.6万kW)
 54. 10. 26. 発電設備3,000万kW突破
 56. 9. 11. 新高瀬川発電所全竣工(最大出力128万kW、単機出力32万kW)
 57. 4. 20. 福島第二原子力1号機(110万kW)運転開始
 57. 12. 17. 玉原発電所1,4号機(各30万kW)運転開始
 59. 6. 30. 鶴見火力発電所(44.5万kW)廃止

60. 2. 28. 横須賀火力1号機 (26.5万kW) のCOM燃料による運転開始
60. 9. 18. 柏崎刈羽原子力1号機 (110万kW) 運転開始
60. 12. 20. 富津火力1号系列第1軸 (16.5万kW) 運転開始
61. 7. 4. 玉原発電所2, 3号機 (30万kW × 2基) 運転開始
61. 11. 6. 富津火力1号系列全軸 (100万kW) 運転開始
62. 8. 25. 福島第二原子力4号機 (110万kW) 運転開始
福島第二原子力発電所全竣工 (総出力440万kW、原子力発電設備保有量は、1,000万kWを突破)
62. 9. 18. 東扇島火力1号機 (100万kW) 運転開始
63. 7. 8. 今市発電所1号機 (35万kW) 運転開始
- 元. 6. 23. 広野火力3号機 (100万kW) 運転開始
3. 3. 12. 東扇島火力2号機 (100万kW) 運転開始
3. 8. 29. 新東京火力 (35万kW) 廃止
3. 12. 20. 今市発電所2, 3号機 (35万kW × 2基) 運転開始
今市発電所全竣工 (最大出力 105万kW、単機出力 35万kW)
5. 1. 22. 広野火力4号機 (100万kW) 運転開始
6. 6. 24. 塩原発電所1, 2号機 (30万kW × 2基) 運転開始
6. 7. 7. 五井6号機ガスタービン (12.6万kW) 運転開始
7. 6. 16. 塩原発電所3号機 (30万kW) 運転開始
9. 7. 2. 柏崎刈羽原子力7号機 (135.6万kW) 運転開始
柏崎刈羽原子力発電所全竣工 (総出力821.2万kW、世界最大の原子力発電所となる)
10. 1. 21. 横浜火力発電所7号系列全軸 (140万kW) 運転開始
10. 1. 22. 横浜火力発電所8号系列全軸 (140万kW) 運転開始
11. 3. 25. 八丈島地熱発電所 (0.33万kW) 運転開始 (当社初の地熱発電所)
11. 3. 29. 千葉火力発電所1~4号機 (60万kW) 廃止
11. 12. 3. 葛野川発電所1号機 (40万kW) 運転開始
12. 3. 27. 横浜火力発電所1~3号機 (52.5万kW) 廃止
12. 3. 31. 八丈島風力発電所 (500kW) 運転開始 (電力会社初の事業用風力発電所)
12. 4. 7. 千葉火力発電所1号系列全軸 (144万kW) 運転開始
12. 6. 8. 葛野川発電所2号機 (40万kW) 運転開始
12. 6. 15. 千葉火力発電所2号系列全軸 (144万kW) 運転開始
15. 8. 20. 品川火力発電所1号系列全軸 (114万kW) 運転開始
15. 11. 13. 富津火力発電所3号系列全軸 (152万kW) 運転開始
15. 12. 12. 常陸那珂火力発電所1号機 (100万kW) 運転開始
16. 7. 12. 広野火力発電所5号機 (60万kW) 運転開始
16. 12. 20. 横須賀火力発電所1号機 (26.5万kW) 廃止
16. 12. 20. 横浜火力発電所4号機 (17.5万kW) 廃止
17. 12. 22. 神流川水力発電所1号機 (47万kW) 運転開始
18. 3. 27. 川崎火力発電所1~6号機 (105万kW) 廃止
18. 3. 27. 横須賀火力発電所2号機 (26.5万kW) 廃止
20. 7. 29. 富津火力発電所4号系列第1軸 (50.7万kW) 運転開始
21. 2. 5. 川崎火力発電所1号系列全軸 (150万kW) 運転開始
21. 11. 10. 富津火力発電所4号系列第2軸 (50.7万kW) 運転開始

(2) エネルギー別発電設備出力

(単位：1,000kW、%)

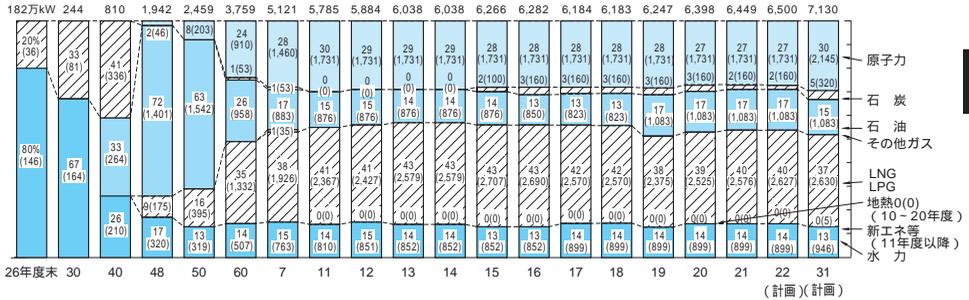
年度末		平成21		22(計画)		31(計画)	
		自社設備	含他社受電	自社設備	含他社受電	自社設備	含他社受電
		出力	出力	出力	出力	出力	出力
水 力	一般	2,179 (3)	4,105 (5)	2,181 (3)	4,112 (5)	2,183 (3)	4,119 (5)
	揚水	6,808 (11)	10,533 (14)	6,808 (11)	10,533 (14)	7,278 (10)	11,003 (13)
	小計	8,987 (14)	14,638 (19)	8,989 (14)	14,645 (19)	9,461 (13)	15,122 (18)
火 力	石油	10,830 (17)	12,012 (16)	10,831 (17)	11,946 (15)	10,831 (15)	11,946 (14)
	石炭	1,600 (2)	4,774 (6)	1,600 (2)	4,774 (6)	3,200 (5)	6,400 (8)
	L N G L P G	25,759 (40)	26,463 (34)	26,265 (40)	26,936 (35)	26,299 (37)	26,970 (31)
	その他 ガス	()	1,613 (2)	()	1,613 (2)	()	1,314 (2)
	小計	38,189 (59)	44,862 (58)	38,696 (59)	45,269 (58)	40,330 (57)	46,631 (55)
原子力	17,308 (27)	18,188 (23)	17,308 (27)	18,188 (23)	21,453 (30)	22,795 (27)	
新工ネ等	4 (0)	4 (0)	4 (0)	4 (0)	52 (0)	52 (0)	
計	64,487 (100)	77,692 (100)	64,996 (100)	78,106 (100)	71,296 (100)	84,600 (100)	

- (注) 1. ()内数値は構成比。
 2. 計画値は平成22年度経営計画による。
 3. 既決定の入札分については、22, 31年度ともにエネルギー別に振り分けられている。
 4. 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 5. 新工ネ等は風力、太陽光および廃棄物発電、地熱およびバイオマス発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)。

(3) 電源構成比の推移

a. 当社

(a) 電源構成比の推移 (当社)



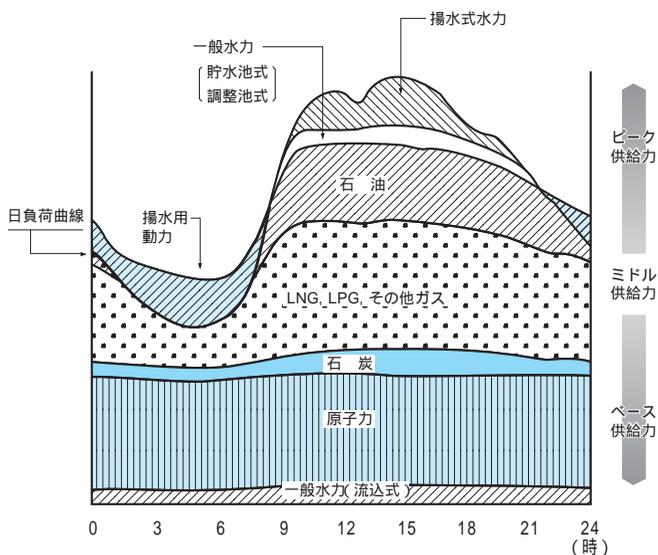
- (注) 1. 上段ならびに () 内数値は認可出力 (万kW)。
 2. 計画値は平成22年度経営計画による。
 3. 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 4. 8年度以降、その他ガスのうち都市ガスは、LNG・LPGに分類されることとなった。
 5. 新工ネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電 (供給力が見込める設備および自社認可設備) 21年度以降はこれらに地熱およびバイオマス発電 (供給力が見込める設備および自社認可設備) を加えたもの。

(b) 電源構成比の推移 (当社：含他社受電)



- (注) 1. 上段ならびに () 内数値は認可出力 (万kW)。
 2. 計画値は平成22年度経営計画による。
 3. 既決定の入札分については、22, 31年度ともにエネルギー別に振り分けされている。
 4. 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 5. 8年度以降、その他ガスのうち都市ガスは、LNG・LPGに分類されることとなった。
 6. 新工ネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電 (供給力が見込める設備および自社認可設備) 21年度以降はこれらに地熱およびバイオマス発電 (供給力が見込める設備および自社認可設備) を加えたもの。

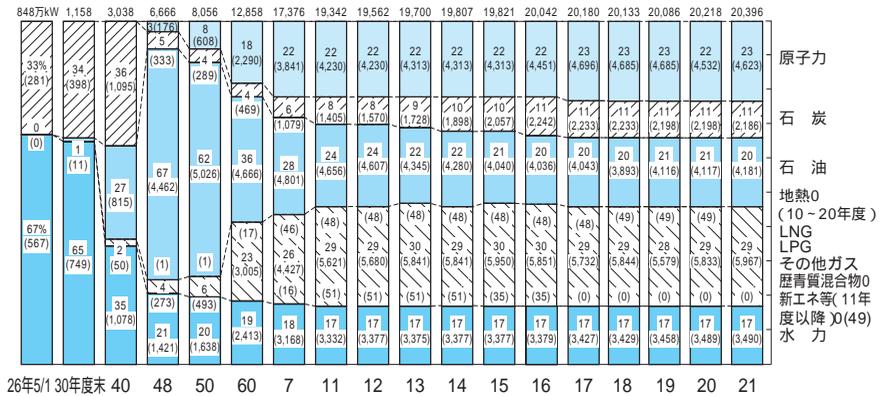
参考 一日の時間帯別発電



- | | |
|-----------|--|
| 原 子 力 | 燃料供給の安定性、経済性、環境保全の面で優れていることから、安全の確保を第一にベース供給力の主力として開発を推進していく。 |
| 石 炭 火 力 | 燃料供給の安定性や経済性に優れており、電源多様化の観点から、環境保全に配慮しつつ、ベース供給力として開発を進めていく。 |
| L N G 火 力 | 他の化石燃料に比べて環境適合性、運用性に優れていることから、高効率化を目指しつつ、ベース・ミドル供給力を担う需要地近傍の都市型電源として開発を進めていく。 |
| 石 油 火 力 | 需要変動に柔軟に対応できる運用性と燃料供給のバッファ機能に優れていることから、既設設備の長寿命化などにより、ピーク供給力としてある程度設備量を確保していく。 |
| 揚 水 式 水 力 | 負荷追従性に優れており、電力貯蔵機能を活用した、運用面で信用性の高い、経済的なピーク供給力として適正量の開発を進めていく。 |
| 一 般 水 力 | 純国産の再生可能エネルギーであり、環境負荷の点でも優れていることから自然環境との調和と経済性に留意しながら開発を進めていく。 |

b. 10社

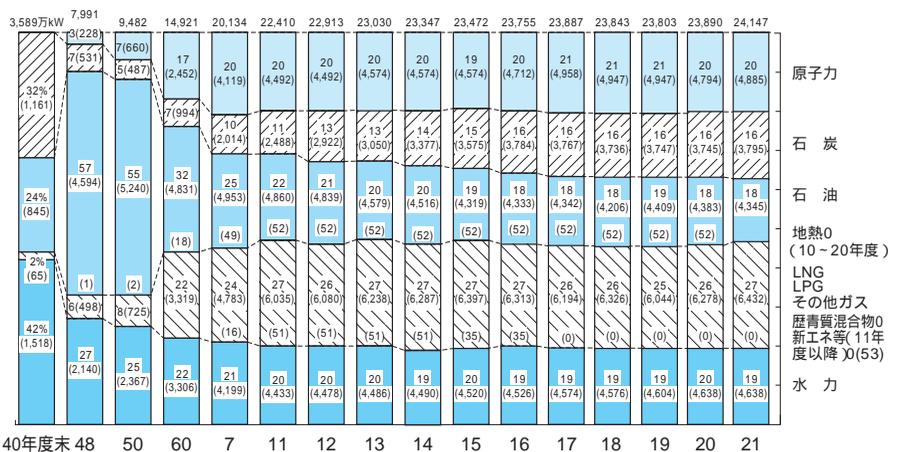
(a) 電源構成比の推移 (10社)



26年5/1 30年度末 40 48 50 60 7 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21

- (注) 1. 上段ならびに () 内数値は認可出力 (万kW)。
 2. 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
 (ただし%表示は合計が100となるようにした)
 3. 60年度以前は、9社計。(沖縄を除く)
 4. 新工ネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電(供給力が見込める設備および自社認可設備) 21年度はこれらに地熱およびバイオマス発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)を加えたもの。

(b) 電源構成比の推移 (10社: 含他社受電)

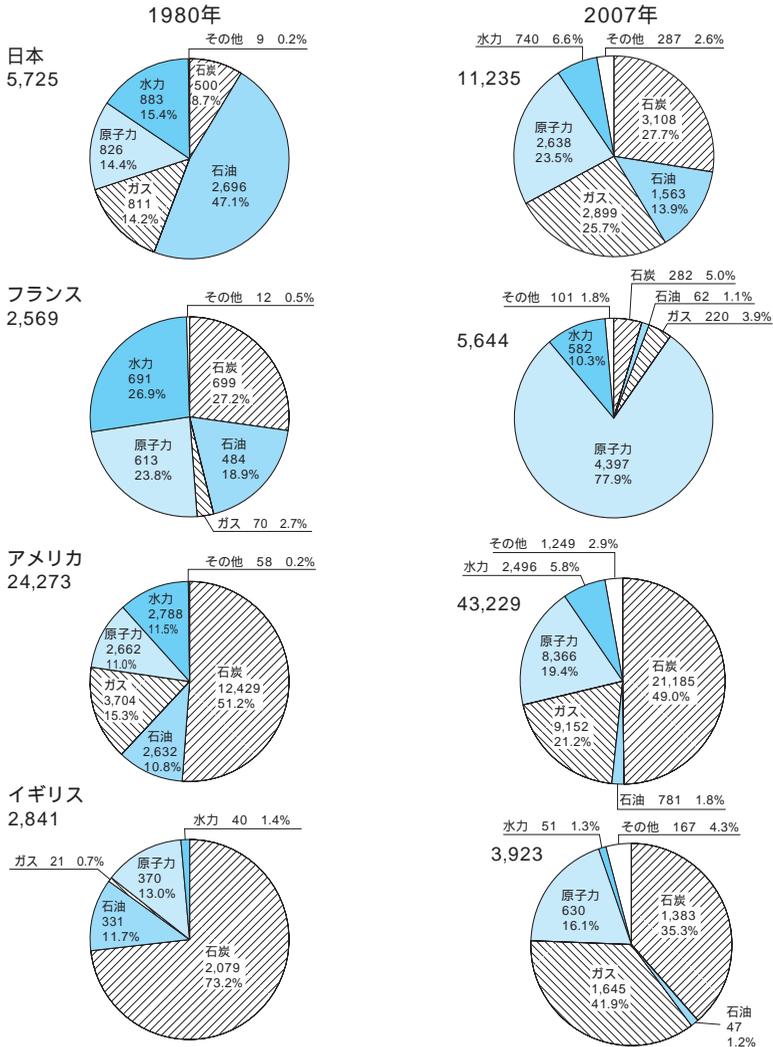


- (注) 1. 上段ならびに () 内数値は認可出力 (万kW)。
 2. 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
 (ただし%表示は合計が100となるようにした)
 3. 60年度以前は、9社計。(沖縄を除く)
 4. 新工ネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電(供給力が見込める設備および自社認可設備) 21年度はこれらに地熱およびバイオマス発電(供給力が見込める設備および自社認可設備)を加えたもの。

c. 主要国別電源構成比

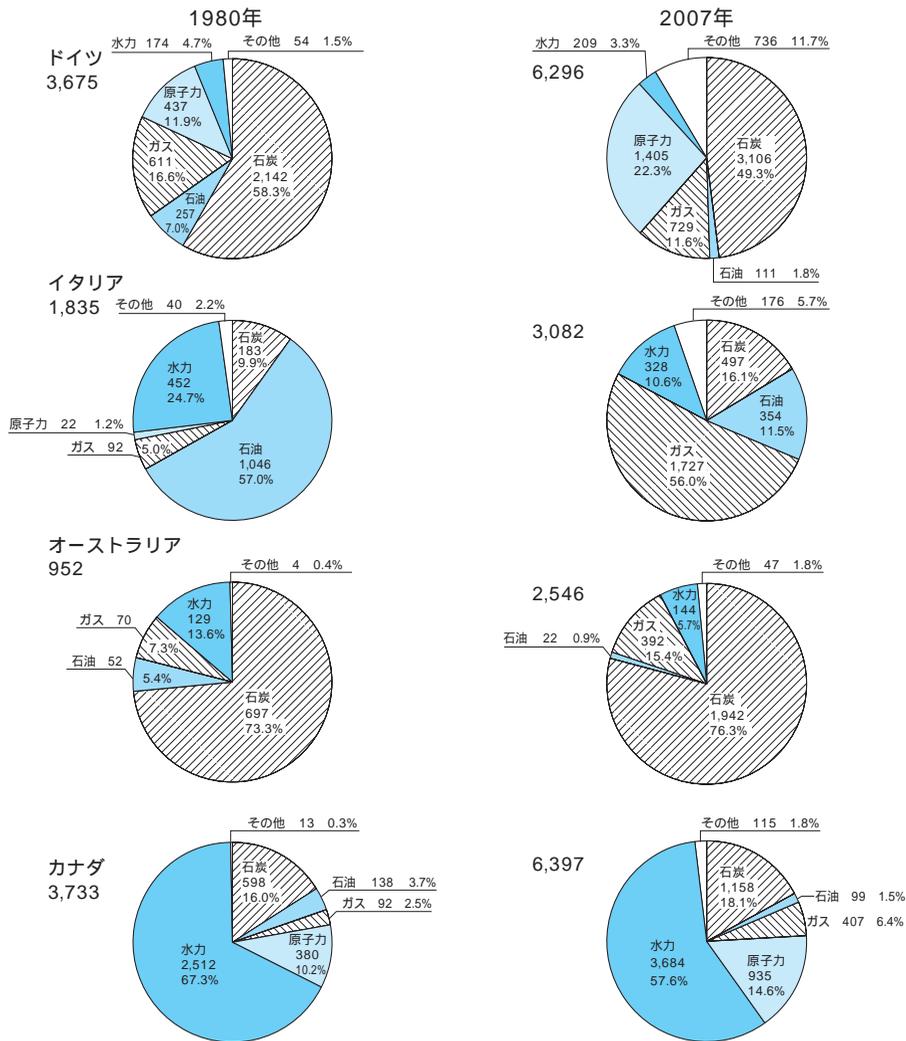
各国別のエネルギー別発電電力量構成（その1）

（単位：億kWh）



（出所）「IEA Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition」

各国別のエネルギー別発電電力量構成（その2） （単位：億kWh）



(注) ドイツの1980年の値は旧西ドイツのデータ

(出所) 「IEA Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition」

d. 海外事業の展開状況

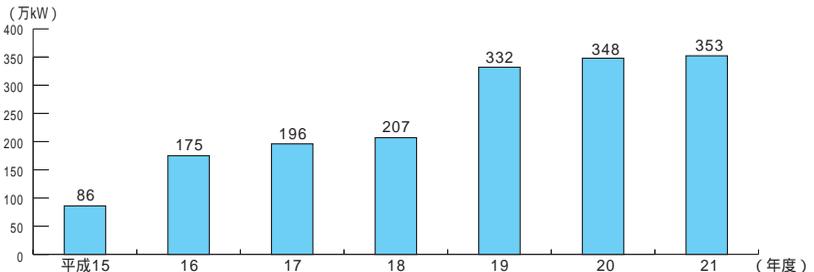
主な海外投資プロジェクト（発電事業）



国と地域	プロジェクト名等	設備容量
台湾	彰濱・豊徳・星元プロジェクト	彰濱：49万kW 豊徳：98万kW 星元：49万kW
ベトナム	フーミー2 - 2プロジェクト	71.5万kW
オーストラリア	ロイ・ヤンAプロジェクト	220万kW
U.A.E.	ウム・アル・ナール・プロジェクト	220万kW
インドネシア	バイトン プロジェクト	123万kW(バイトン (81.5万kW)は建設中)
フィリピン	ティームエナジー・プロジェクト	320.4万kW
米国、欧州、アジア	ユーラスエナジー	190.3万kW (風力発電等)

- (注) 1. 平成22年3月末時点
2. 設備容量とは、発電設備容量の総出力のこと

海外プロジェクトの総発電設備容量の推移



- (注) 1. ユーラスエナジーを含む
2. 各事業会社の発電設備容量に当社持分比率を乗じたものの合計値
3. 各年度3月末時点

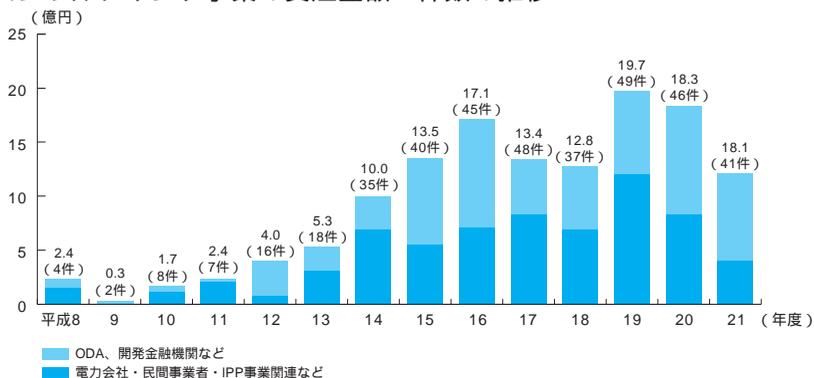
主な海外コンサルティング事業の実績



(注) コンサルティングは、これまでに実施したもの、現在実施中のものから抜粋

国と地域	プロジェクト名等	発注者・支援先等
中国	UHV送変電技術支援	国家电网公司
フィリピン	地方電化人材育成支援	エネルギー省 (JICAより受注)
シンガポール	電力設備包括監査	シンガポールパワーグリッド社
U. A. E.	系統計画支援	アブダビトランスコ社
サウジアラビア	電力省エネルギーマスタープラン調査	水電力省 (JICAより受注)
ザンビア	地方電化マスタープラン調査	エネルギー水資源開発省 (JICAより受注)
デンマーク	地中ケーブル解析支援	エネルギーネット社
アメリカ	原子力発電所ABWR設計建設技術支援	STP社
ジャマイカ・バハマ	電力流通設備技術支援	JPS社、GBPC社
フィジー	再生可能エネルギー調査	電力局 (JBICより受注)
トルコ	ピーク対応型電源最適化計画調査	電力調査開発局 (JICAより受注)
バングラデシュ	石炭火力発電マスタープラン調査	電力開発庁 (JICAより受注)

コンサルティング事業の受注金額・件数の推移



参考 各エネルギー源の特徴

供給安定性

評価項目	石油	石炭	天然ガス	原子力	水力
1. 資源埋蔵量	<ul style="list-style-type: none"> 可採年数は約46年と資源量は希少。 全体の約57%が中東に偏在。 	<ul style="list-style-type: none"> 可採年数は119年と化石燃料中最大。 世界中に広く分布。 	<ul style="list-style-type: none"> 可採年数は約63年。採鉱が石油ほど進んでいない。近年、シェールガスをはじめとする非在来型天然ガスの探査・開発が注目されており、さらに資源量が増加する可能性。 旧ソ連諸国と中東地域で約70%賦存と、石油ほどではないが偏在。 	<ul style="list-style-type: none"> 可採年数は約63年。開発の歴史浅く、追加期待。原子燃料サイクルの確立により伸びる。 世界各地に広く分布。 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーであり、資源埋蔵量自体は極めて大。 但し、年間利用量に限界。
2. 供給	<ul style="list-style-type: none"> 今後、非中東地域の生産の頭打ちによつて、次第に中東依存度が増大し、不安定化する可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> 主要生産国は、中国・米国・豪州・インド・インドネシア等。供給は安定的。 	<ul style="list-style-type: none"> 米・旧ソ連諸国で40%強を生産。米国でシェールガスの生産量が急増しており、今後、非在来型天然ガスの生産量が増加する可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> カナダ・オーストラリア等先進国のウェート高く、供給は安定的。 	
3. 各国への供給	<ul style="list-style-type: none"> ほぼ100%を輸入に依存。 原油輸入の約90%を中東に依存。 	<ul style="list-style-type: none"> 輸入の約65%を豪州に依存しているが、世界各地から幅広く輸入。 	<ul style="list-style-type: none"> LNGの形で輸入。東南アジア地域と豪州からの輸入が多く、両地域・国への依存度は66%と高い。 長期契約が主流のため供給は安定的だが、契約数量の引取義務が生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ウランは100%輸入に依存。長期契約を主体に取柄の安定したカナダ・オーストラリア等から購入。 国内の濃縮・成型加工等の工程途中にあるもの、及び完成燃料体として発電所に保管されているものを合わせると、発電所で利用するウラン量の2~3年分の在庫が存在。 原子燃料サイクルが確立すれば供給は一層安定化。 	<ul style="list-style-type: none"> 国産エネルギーであるが、自然の影響をある程度受け得る。 ただし、揚水式は他電源と比較し、負荷従属性に優れており、ピーク供給力として適正量を開発していく。

経済性

評価項目	石	油	石炭	天然ガス	原子力	水力
1. 価格の安定性	<ul style="list-style-type: none"> 中国・インドの経済成長による需要増や、産油国の供給余力が乏しいことから、中長期的には価格は上昇傾向。 また、不安定な中東情勢・投機資金の流入・出入などを背景に価格の変動幅は大きくなっている。 	<ul style="list-style-type: none"> 他の主要なエネルギーに比較して安価であり、安定的であるが、中国・インドの経済成長による需要増を背景に、中長期的には価格は上昇傾向。しかし依然として価格の優位性は期待できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 現在、LNG価格は原油価格とリンクしている。 世界的に需要が高まっており、中長期的には価格は上昇傾向。 	<ul style="list-style-type: none"> 世界的な原子力開発の活発化により、ウランの需要増が見込まれ、ここ数年価格は上昇傾向であったが、最近はやや落ち着いている。 ただし、燃料費の比率は低く、ウラン価格の変動が発電コストに与える影響は相対的に小さい。 	<ul style="list-style-type: none"> 自然エネルギーであり価格面の問題なし。 	
2. 導入・利用コスト	<ul style="list-style-type: none"> 既存インフラ、施設等の利用により、特段の問題なし。 	<ul style="list-style-type: none"> 新技術導入による利用効率の向上、流通面での整備の進展によるコスト低減を期待。 	<ul style="list-style-type: none"> LNGとして輸入されるため、液化設備、専用運搬船、受入設備等が必要で、イニシャルコスト大。 	<ul style="list-style-type: none"> 建設費は高いが、燃料費を含めた運転コストが安価であり、発電コストは他電源に比べ遜色ないレベル。 	<ul style="list-style-type: none"> 建設費は高いが、燃料費を含めた運転コストが安価であり、発電コストは他電源に比べ遜色ないレベル。 	<ul style="list-style-type: none"> 他電源に比し若干割高。 運転コストは安価であり、長期的なコストの安定性に優れる。

環 境 面

評価項目	石 油	石 炭	天 然 ガ ス	原 子 力	水 力
1. 大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼によりSOx、NOx、ばいじん発生。 ・ 低硫黄重原油の使用、脱硝、集じん装置により対策実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼によりSOx、NOx、ばいじん発生。 ・ 排煙脱硫、脱硝、集じん装置により対策実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼によるSOx、ばいじんの発生はなく、石炭、石油と比較してNOxの発生は少ない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大気汚染物質を発生しない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大気汚染物質を発生しない。
2. 地球温暖化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電時（送電端）のCO₂排出量は0.704kg-CO₂/kWh（石炭を1とした場合0.794） ・ ライフサイクルCO₂排出量は0.742kg-CO₂/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電時（送電端）のCO₂排出量は0.887kg-CO₂/kWh ・ ライフサイクルCO₂排出量は0.975kg-CO₂/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電時（送電端）のCO₂排出量は0.478kg-CO₂/kWh（石炭を1とした場合0.539） ・ ライフサイクルCO₂排出量は0.608kg-CO₂/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電時にCO₂の排出はなし。 ・ ライフサイクルCO₂排出量は0.022kg-CO₂/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電時にCO₂の排出はなし。 ・ ライフサイクルCO₂排出量は0.011kg-CO₂/kWh
備 考	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電効率が高くCO₂の発生抑制に寄与する石炭ガス化複合発電（IGCC）の開発を推進。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1,500 級コンバインドサイクル(MACC)発電設備の導入などによる火力発電熱効率の向上によりCO₂排出削減を推進。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 放射性廃棄物の適切な処理・処分の実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 景観を含む自然環境に配慮。 	

参考 燃料関係換算式

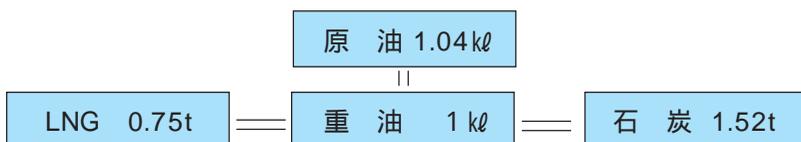
石油

1 バレル = 159

1 kℓ = 6.29バレル

1 バレル / 日 = 58kℓ / 年

熱量等価関係（以下、当社実績ベース）



燃料の単位発熱量

重油	1	=	40,870 kJ (9,760 kcal)
原油	1	=	39,340 kJ
石炭	1 kg	=	26,890 kJ 輸入一般炭
L N G	1 kg	=	54,560 kJ
都市ガス	1 m ³	=	43,070 kJ

100万kWの発電所運転に要する各種燃料比較

L N G	約 100万t (年間)
重油	約 140万kℓ (年間)
石炭	約 200万t (年間)
原子力 (原子燃料)	21t (年間)

- (注) 1. LNG・重油・石炭は火力発電所、原子力(原子燃料)は原子力発電の運転に要するものとして試算。
2. LNG・重油・石炭は設備利用率70%、原子力(原子燃料)は設備利用率80%として試算。

(4) 主要な発電設備

a. 水力発電所（出力5万kW以上）

発電所名	所在地	発電所出力 (千kW)	単機容量 (千kVA)	方式
今市	栃木県日光市	1,050	390 × 3基	ダム水路式（揚水式）
鬼怒川	栃木県日光市	127	66 × 2基	水路式
塩原	栃木県那須塩原市	900	335 × 2基 360 × 1基	ダム水路式（揚水式）
矢木沢	群馬県利根郡みなかみ町	240	85 × 3基	ダム式（揚水式）
玉原	〃	1,200	335 × 4基	ダム水路式（揚水式）
佐久	群馬県渋川市	76.8	28 × 3基 7.6 × 1基	水路式
神流川	群馬県多野郡上野村	470	525 × 1基	ダム水路式（揚水式）
葛野川	山梨県大月市	800	475 × 2基	ダム水路式（揚水式）
早川第一	山梨県南巨摩郡早川町	51.2	8 × 4基 25 × 1基	水路式
秋元	福島県耶麻郡猪苗代町	107.5	31 × 2基 60.8 × 1基	水路式
猪苗代第一	福島県会津若松市	62.4	23.4 × 3基 3.8 × 1基	水路式
安曇	長野県松本市	623	111 × 2基 109 × 4基	ダム式 ダム水路式（揚水式）
水殿	〃	245	65 × 2基 65 × 2基	ダム式 ダム式（揚水式）
新高瀬川	長野県大町市	1,280	367 × 4基	ダム水路式（揚水式）
中津川第一	新潟県中魚沼郡津南町	126	16.7 × 3基 91 × 1基	水路式
信濃川	〃	177	39 × 5基	水路式

平成22年3月末現在

b. 火力発電所

発電所名	所在地	認可最大出力 (千kW)	単機容量 (千kW)	使用燃料
千葉	千葉県千葉市中央区 蘇我町2の1377	2,880	360 × 8基 (1,440 × 2系列)	LNG
五井	千葉県市原市 五井海岸1	1,886	265 × 4基 350 × 1基 476 × 1基	LNG " "
姉崎	千葉県市原市 姉崎海岸3	3,600	600 × 2基 600 × 2基 600 × 2基	LNG・重油・原油 重油・原油・LNG・LPG・NGL LNG・LPG
袖ヶ浦	千葉県袖ヶ浦市中袖 2の1	3,600	600 × 1基 1,000 × 3基	LNG "
富津	千葉県富津市新富25	4,534	165 × 14基 (1,000 × 2系列) 380 × 4基 (1,520 × 1系列) 507 × 2基	LNG " "
横須賀	神奈川県横須賀市 久里浜9の2の1	2,274	350 × 6基 30 × 1基 144 × 1基	重油・原油 軽油 都市ガス・軽油
川崎	神奈川県川崎市川崎区 千鳥町5の1	1,500	500 × 3基 (1,500 × 1系列)	LNG
横浜	神奈川県横浜市鶴見区 大黒町11の1	3,325	175 × 1基 350 × 1基 350 × 8基 (1,400 × 2系列)	LNG・重油・原油・NGL " LNG
南横浜	神奈川県横浜市磯子区 新磯子町37の1	1,150	350 × 2基 450 × 1基	LNG "
東扇島	神奈川県川崎市川崎区 東扇島3	2,000	1,000 × 2基	LNG
鹿島	茨城県神栖市東和田9	4,400	600 × 4基 1,000 × 2基	重油・原油 "
大井	東京都品川区八潮 1の2の2	1,050	350 × 3基	原油
広野	福島県双葉郡広野町 大字下北迫字二ツ沼58	3,800	600 × 1基 600 × 1基 1,000 × 2基 600 × 1基	重油・原油 " " 石炭
品川	東京都品川区東品川 5の6の22	1,140	380 × 3基 (1,140 × 1系列)	都市ガス
常陸那珂	茨城県那珂郡東海村照沼 768の23	1,000	1,000 × 1基	石炭

平成22年3月末現在

c. 原子力発電所

発電所名	所在地 (敷地面積)	発電所出力 (千kW)	単機容量 (千kW)	原子炉の 型式	使用燃料
福島第一	福島県双葉郡大熊町 大字夫沢字北原22 (約350万m ²)	4,696	460 × 1基 784 × 4基 1,100 × 1基	沸騰水型軽水炉	二酸化ウラン 焼結ペレット
福島第二	福島県双葉郡楢葉町 大字波倉字小浜作12 (約150万m ²)	4,400	1,100 × 4基	沸騰水型軽水炉	二酸化ウラン 焼結ペレット
柏崎刈羽	新潟県柏崎市青山町 16 - 46 (約420万m ²)	8,212	1,100 × 5基 1,356 × 2基	・沸騰水型軽水炉 ・改良型沸騰 水型軽水炉	二酸化ウラン 焼結ペレット

平成22年3月末現在

d. 新エネルギー発電所

発電所名	所在地	発電所出力 (千kW)	単機容量 (千kW)
八丈島地熱	東京都八丈島八丈町 中之郷2872	3.3	3.3 × 1基
八丈島風力	東京都八丈島八丈町 中之郷2872	0.5	0.5 × 1基

平成22年3月末現在

(5) 発電電力量

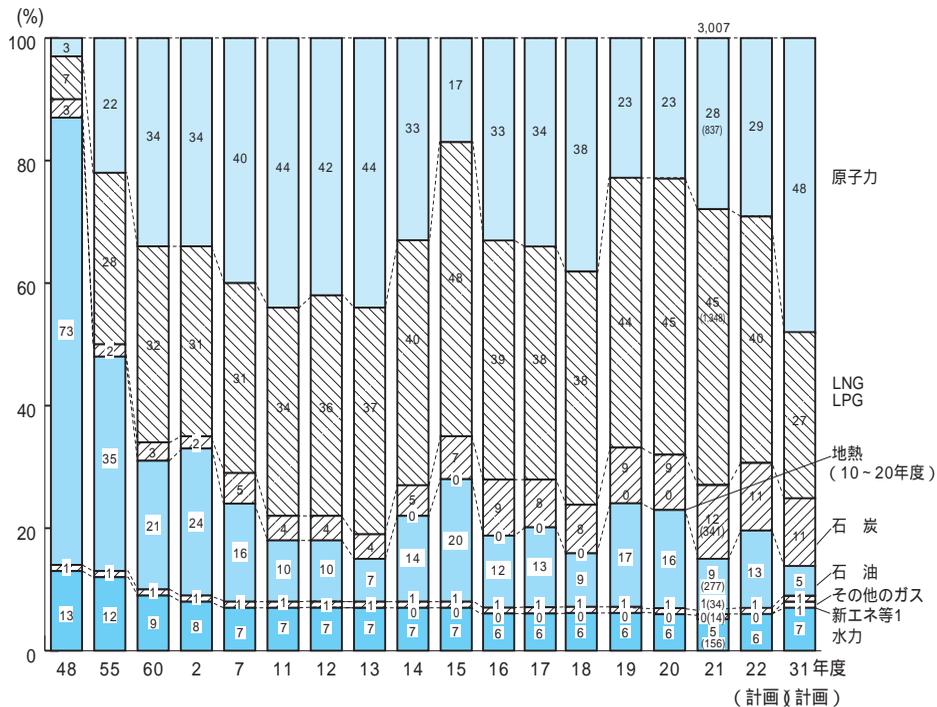
(単位：億kWh)

年度	45	50	55	60	2	7	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
水力 (構成比%) <出水率%>	111 (14.4) <92.4>	106 (11.1) <100.5>	112 (9.1) <101.7>	112 (6.8) <96.5>	126 (5.7) <103.0>	127 (5.1) <90.0>	138 (5.4) <103.7>	130 (4.9) <99.4>	137 (5.2) <101.5>	137 (5.3) <101.1>	125 (5.0) <98.3>	126 (5.4) <107.4>	128 (4.9) <110.5>	117 (4.3) <94.2>	129 (4.8) <102.9>	121 (4.4) <94.4>	107 (4.1) <95.8>	101 (4.0) <94.5>
火力 (構成比%)	652 (85.2)	801 (83.9)	859 (70.0)	969 (58.7)	1,318 (59.5)	1,296 (52.0)	1,151 (46.1)	1,230 (46.6)	1,315 (49.5)	1,218 (47.4)	1,492 (58.8)	1,812 (77.5)	1,555 (59.4)	1,573 (58.4)	1,456 (53.7)	1,931 (70.6)	1,827 (70.3)	1,612 (63.9)
原子力 (構成比%)	3 (0.4)	47 (5.0)	256 (20.9)	569 (34.5)	771 (34.8)	1,069 (42.9)	1,261 (49.5)	1,283 (48.5)	1,204 (45.3)	1,215 (47.3)	920 (36.2)	399 (17.1)	935 (35.7)	1,007 (37.3)	1,125 (41.5)	683 (25.0)	663 (25.6)	809 (32.1)
風力 (構成比%)							0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
自社発電計	766	954	1,227	1,650	2,215	2,492	2,550	2,643	2,656	2,570	2,537	2,337	2,618	2,697	2,710	2,735	2,597	2,522
他社受電計	119	162	214	226	273	337	353	290	362	329	389	449	413	361	366	430	475	441
融通	6	12	9	25	7	44	113	134	116	172	202	240	128	121	95	124	93	99
揚水用电量	21	2	11	30	60	81	92	72	77	76	55	29	41	45	44	58	23	17
発電電計	858	1,126	1,439	1,821	2,421	2,792	2,924	2,995	3,057	2,995	3,073	2,997	3,118	3,134	3,127	3,231	3,142	3,045
発電所所内用 <所内率%>	31 <4.0>	36 <3.7>	49 <4.0>	69 <4.1>	91 <4.1>	103 <4.1>	103 <4.0>	104 <3.9>	102 <3.9>	98 <3.8>	95 <3.8>	94 <4.0>	103 <3.9>	103 <3.8>	102 <3.8>	102 <3.7>	97 <3.7>	97 <3.8>
送電端供給力	827	1,090	1,390	1,752	2,330	2,689	2,821	2,891	2,955	2,897	2,978	2,903	3,015	3,031	3,025	3,129	3,045	2,948
総合ロス率(%) <送配電ロス率%>	10.0 <6.5>	9.2 <6.1>	8.9 <5.5>	9.2 <5.5>	8.9 <5.4>	8.9 <5.2>	8.7 <5.2>	8.4 <5.0>	8.2 <4.9>	8.0 <4.7>	8.3 <5.2>	7.9 <4.8>	8.0 <4.7>	7.9 <4.6>	8.0 <4.8>	8.0 <4.8>	8.0 <4.9>	8.0 <4.8>
需要電力量 (販売電力量)	773	1,022	1,311	1,653	2,199	2,544	2,670	2,742	2,807	2,755	2,819	2,760	2,867	2,887	2,876	2,974	2,890	2,802

- (注) 1. ()内は自社発電に占める構成比。
 2. 四捨五入の関係で各欄の数値を合計しても合計欄の数値とは一致しない。
 3. 火力分には地熱分を含む。
 4. 風力は八丈島風力発電所(500kW、平成12年3月31日運転開始)。

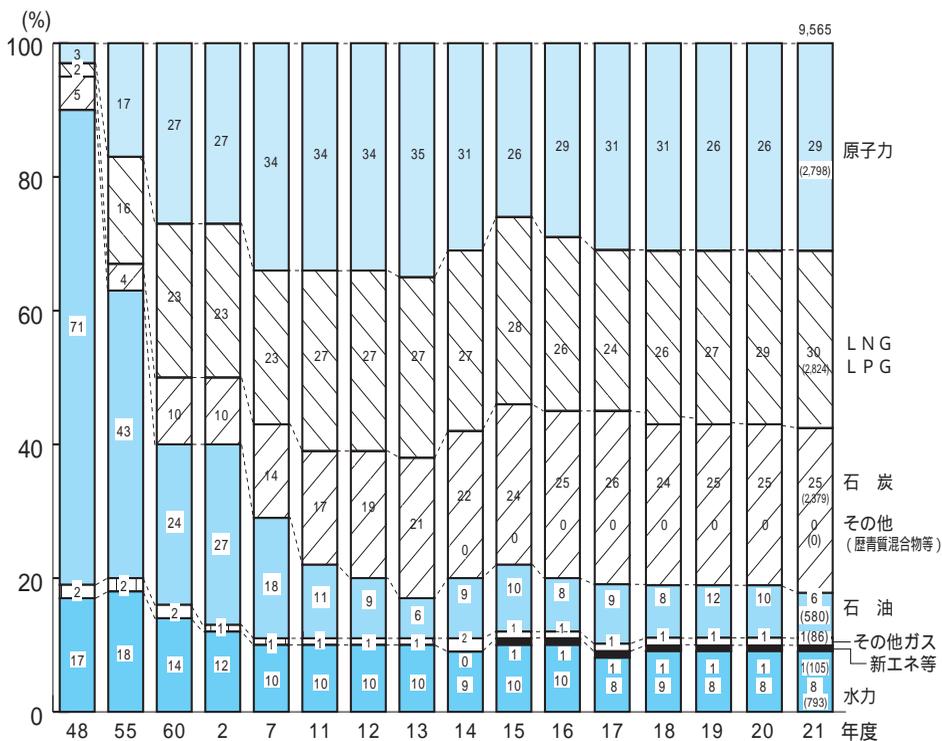
(6) エネルギー別発電電力量構成比の推移 (含他社受電)

a. 当社



- (注) 1. 計画値は、平成22年度経営計画による。
 2. 既決定の入札分については、22, 31年度ともにエネルギー別に振り分けされている。
 3. 21年度の()内は発電電力量。単位は億kWh。
 4. 新エネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電、21年度以降はこれらに地熱およびバイオマス発電を加えたもの。

b. 10社



- (注) 1. ()内の数値は発電電力量。単位は億kWh。
 2. 四捨五入のため合計とは一致しない(ただし構成比は100%に合うように調整)。
 3. 60年度以前は9社計(沖縄を除く)。
 4. 新エネ等の20年度以前は風力、太陽光および廃棄物発電、21年度はこれらに地熱およびバイオマス発電を加えたもの。

(7) 電源開発計画

a. 主要電源開発計画

(平成22年5月末現在)

	地点名	出力 (万kW)	運転開始年月
原子力	福島第一7, 8号	各 138	H28/10, H29/10
	東通1, 2号	各 138.5	H29/3, H32年度以降
石炭火力	常陸那珂2号	100	H25/12
	広野6号	60	H25/12
LNG火力	富津4号系列	152	H20/7, H21/11, H22/10
	川崎2号系列	192	H25/2, H28年度, H29年度
揚水式水力	葛野川	160	H11/12, H12/6, H32年度以降
	神流川	282	H17/12, H24/7, H32年度以降
新エネルギー	浮島太陽光	0.7	H23/8
	扇島太陽光	1.3	H23/12
	米倉山太陽光	1.0	H24/1
	東伊豆風力	1.837	H24/3

b. 需要見通し

(単位：億kWh)

		年 度		23	26	31	平成 31年/21年 平均 増加率(%)
		21 (実績)	22				
当 社	特定規模電灯	961	984	1,003	1,054	1,111	1.5
	電力	114	111	109	104	97	1.6
	以外の需要 灯力計	1,075	1,096	1,112	1,158	1,208	1.2
	特定規模需要	1,727	1,761	1,804	1,875	2,007	1.5
	合 計	2,802	2,857	2,916	3,034	3,216	1.4
10 電力計	特定規模電灯	2,850	2,907	2,949	3,065	3,235	1.3
	電力	452	441	433	422	408	1.0
	以外の需要 灯力計	3,301	3,349	3,382	3,488	3,643	1.0
	特定規模需要	5,284	5,408	5,524	5,723	6,069	1.4
	合 計	8,585	8,756	8,906	9,210	9,712	1.2

- (注) 1. 平成22年度供給計画による。
 2. 特定規模需要は契約電力50kW以上。
 3. 四捨五入により各項目計が合計と合わない場合がある。

c. 最大電力見通し

(単位：万kW)

年 度		21 (実績)	22	23	26	31	平成 31年/21年 平均 増加率(%)
10電力計	15,512	16,965	17,161	17,603	18,257	1.6%	

- (注) 1. 最大3日平均(送電端)。
 2. 平成22年度供給計画による。

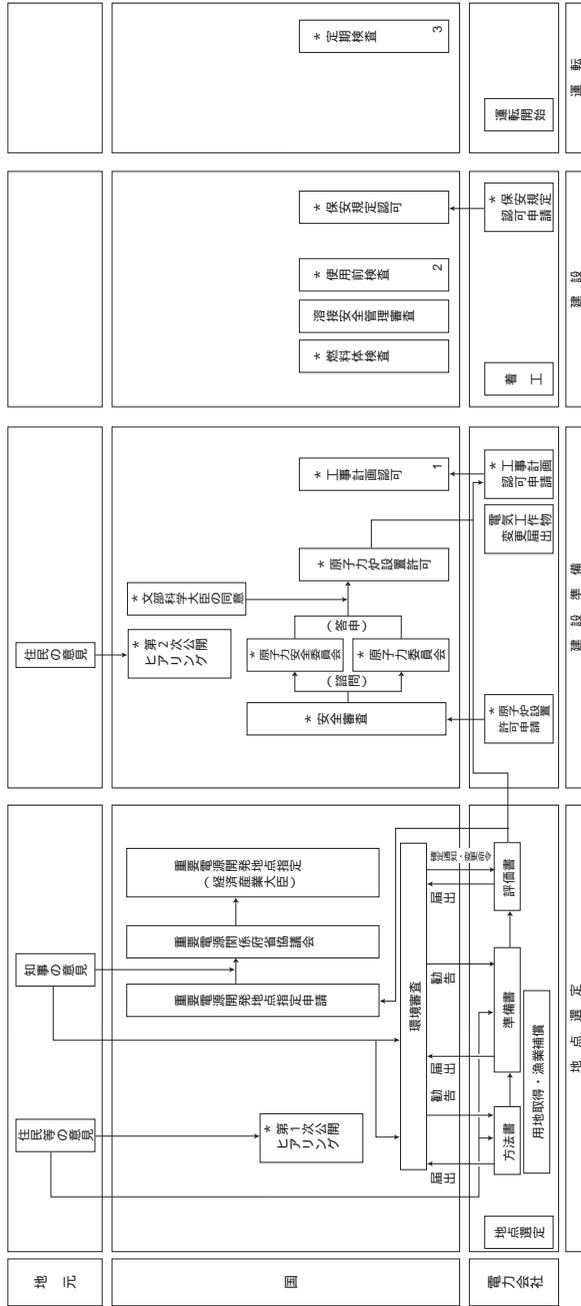
(8) 供給予備力

(単位：万kW、%)

年 度		20 (実績)	21 (実績)	22	31
供給力	万kW	6,346	6,459	6,132	6,702
	予備率	7.7	28.5	8.3	9.0

- (注) 1. 8月の需給バランス。
 2. 平成22年度以降は平成22年度経営計画による。

参考 電源立地手続きの概要（原子力発電所の例）



1 原子力発電所以外の発電所の場合、工事計画は電気事業
者からの届出

2 原子力発電所以外の発電所の場合、使用前安全管理審査
3 原子力発電所以外の発電所の場合、定期安全管理審査
4 *印は原子力発電所に係る手続き

(9) 広域運営

a. 目的

電力会社が相互に協力する事により、設備の開発や事業運営を効率的に実施する。

b. 最近の状況

広域開発

当社が開発に参加している東北電力東通原子力1号機（110万kW）が平成17年12月8日に運転開始。

広域融通

東北電力、北陸電力との特定融通を継続。

広域連系

・ 50Hz

東北・東京間を50万Vで連系する相馬双葉幹線が平成7年6月に運転開始。

・ 60Hz

中部電力東清水変電所周波数変換設備が、平成18年3月に一部運転開始。

参考 電力融通の種類

全国融通
（9社間）

- ・ 需給相互応援融通電力……受電会社の要請により、受電会社の不足する電力を補うため受給する電力。
- ・ 広域相互協力融通電力……環境特性等に配慮し、送電会社の要請により軽負荷時のベース供給を有効活用するために受給する電力。

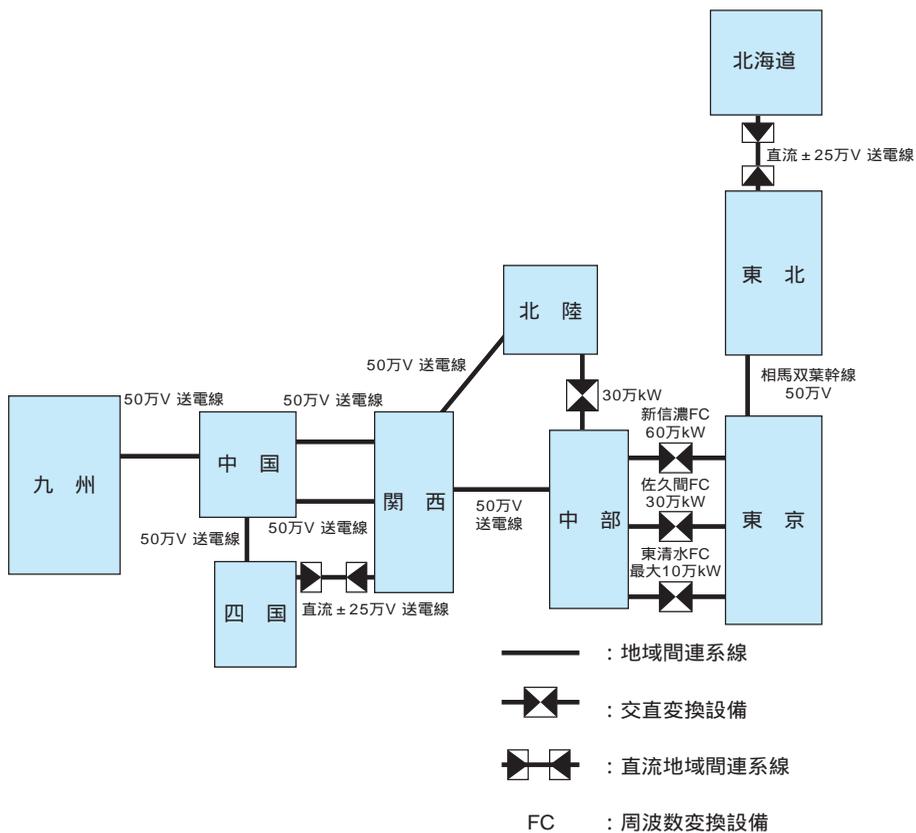
二社間融通

- ・ 系統運用電力……隣接会社の接じょう地帯における、電力設備の有効活用を図るため受給する電力。（原則として同時同量を受給）
- ・ 潮流調整電力……系統運用上必要な系統作業ならびに系統設備の試験等を行うために受給する電力。
- ・ 特定融通電力……特定の発電設備または特定地域の需要を対象として受給する電力、及びその他広域運営を目的として長期にわたり計画的に受給される電力。

c. 東京電力における広域運営の歴史

<p>昭和30年代 不足時電力</p>	<p>電源開発株式会社を活用した接じょう地帯における大規模な一般水力の開発 佐久間系の水力（佐久間35万kW など）開発 東京電力と中部電力で受電 只見系の水力（田子倉38万kW、奥只見36万kW など）開発 東京電力と東北電力で受電</p>
<p>昭和40年代前半</p>	<p>石炭政策に対する協力と石炭資源の有効活用 電発 礪子1・2号（26.5万kW × 2基 平成13年11月営業運転停止）東京電力と東北電力で受電 常磐共火 勿来6・7号（17.5万kW、25万kW） 東京電力と東北電力で受電 我国初の実用原子力発電の開始 原電 東海（ガス炉：16.6万kW 平成9年度末 営業運転停止） 東京電力が全量受電 異周波数地域間を連系することによる連系各社の発電設備の節減および合理的・経済的総合運用を図る 電発 佐久間周波数変換所（30万kW）</p>
<p>昭和40年代後半 （第一次広域運営の 新展開）</p>	<p>電源地点の有効活用とスケールメリットの追求 電発 新豊根揚水式水力（112.5万kW） 東京電力と中部電力で受電 東北電力 新仙台2号（60万kW） 発生電力の一部を東京電力が受電</p>
<p>昭和50年代 （第二次広域運営の 新展開）</p>	<p>石油代替エネルギーの開発による電源多様化の推進 常磐共火 勿来8・9号（60万kW × 2基） 東京電力と東北電力で受電 東京電力 柏崎刈羽1号（110万kW） 発生電力の一部を東北電力へ送電 " 福島第二3・4号（110万kW × 2基） "</p> <p>大容量原子力発電（新技術の実用化促進） 原電 東海第二（110万kW） 東京電力と東北電力で受電 異周波数地域間を連系することによる連系各社の発電設備の節減および合理的・経済的総合運用を図る 東京電力 新信濃周波数変換設備（30万kW） 全国一貫の系統構成とすることによる電力融通の強化、電力設備の節減等合理的、経済的総合運用を図る 電発 北海道・本州間電力連系設備（30万kW）</p>
<p>昭和60年代および平成年代 （第三次広域運営の 新展開）</p>	<p>接じょう地帯における電源の開発による供給力の確保 電発 下郷揚水式水力（100万kW） 東京電力と東北電力で受電 電発 只見一般水力（6.5万kW） "</p> <p>脱石油化の促進と地域振興 相馬共火 新地1号（100万kW）・2号（100万kW） 東京電力と東北電力で受電 電発 礪子新1号（60万kW）]</p> <p>地域間、会社間連系の一層の強化 東京電力 新信濃周波数変換設備増設（30万kW 合計で60万kW） 電発 北海道・本州間電力連系設備増設（30万kW 合計で60万kW） 東京電力・東北電力 相馬双葉幹線新設（東京・東北50万V連系） 中部電力東清水変電所周波数変換装置新設（30万kWのうち一部運転開始）</p> <p>原子力の広域開発 東北電力東通1号（110万kW） 発生電力の一部を東京電力が受電</p>

d. 広域運営のための連系設備の状況



(10) 電力卸供給入札概要

a. 電力卸供給入札の結果

	募 集	応 札	落 札
8年度	100万kW	386万kW (31件)	110万kW (8社)
9年度	100万kW	586万kW (30件)	108万kW (4社)
11年度	100万kW	251万kW (11件)	100万kW (5社)

b. 落札事業者一覧

平成8年度落札者

(供給開始年度・50音順)

事業者名	発電所計画地	契約最大電力	供給開始年度	電源タイプ	主燃料
(株)荻原製作所	神奈川県藤沢市	6.40万kW	平成11年	ミドル	都市ガス
昭和電工(株)	神奈川県川崎市	12.42万kW	平成11年	ベース	残渣油
(株)トーマンパワー寒川	神奈川県高座郡	6.55万kW	平成11年	ミドル	灯油
日立造船(株)	茨城県常陸大宮市	10.27万kW	平成11年	ミドル	重油
新日本石油精製(株)	神奈川県横浜市	4.85万kW	平成12年	ミドル	分解軽油
(株)日立製作所	茨城県日立市	10.28万kW	平成12年	ミドル	重油
ポリプラスチック(株)	静岡県富士市	4.70万kW	平成12年	ミドル	重油
ゼネラル石油(株)	神奈川県川崎市	54.75万kW	平成13年	ベース	残渣油

(契約最大電力合計 110.22万kW) ゼネラル石油の事情により解約

平成9年度落札者

(供給開始年度・50音順)

事業者名	発電所計画地	契約最大電力	供給開始年度	電源タイプ	主燃料
JFEスチール(株)	千葉県千葉市	38.18万kW	平成14年	ミドル	都市ガス
品川白煉瓦(株)	神奈川県座間市	10.95万kW	平成14年	ミドル	都市ガス
(株)ジェネックス	神奈川県川崎市	23.80万kW	平成15年	ベース	副生ガス
新日本石油精製(株)	神奈川県横浜市	34.20万kW	平成15年	ベース	残渣油

(契約最大電力合計 107.13万kW) 品川白煉瓦の事情により解約

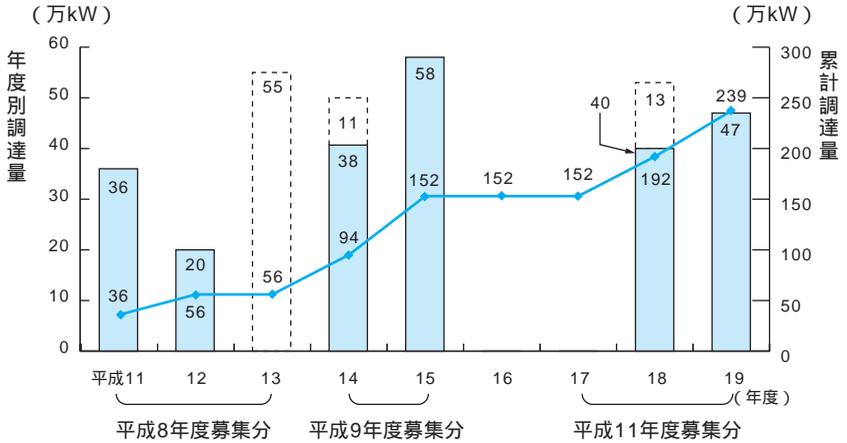
平成11年度落札者

(供給開始年度・50音順)

事業者名	発電所計画地	契約最大電力	供給開始年度	電源タイプ	主燃料
太平洋セメント(株)	岩手県大船渡市	13.40万kW	平成18年	ミドル	石炭
(株)東京ガス横須賀パワー	神奈川県横須賀市	20.02万kW	平成18年	ミドル	都市ガス
(株)日立製作所	茨城県日立市	8.61万kW	平成18年	ミドル	A重油
日立造船(株)	茨城県常陸大宮市	10.90万kW	平成18年	ミドル	A重油
住友金属工業(株)	茨城県鹿嶋市	47.50万kW	平成19年	ベース	石炭

(契約最大電力合計 100.43万kW) 太平洋セメントの事情により解約

c. IPP電源の調達（年度別調達量と累計）



(注) 平成13年度の55万kW、平成14年度の11万kW、平成18年度の13万kWについてはIPP側の事情により解約。

2. 流通設備

(1) 送電・地中送電

a. 電圧別送電設備

(平成22年3月末)

電 圧 (万V)	架 空			地 中	
	電線路亘長(km)	回線延長(km)	支持物数(基)	電線路亘長(km)	回線延長(km)
50.0	2,356	4,326	5,063	40	79
27.5	1,300	2,555	3,629	365	1,082
15.4	3,018	6,136	10,468	300	747
6.6	7,702	14,960	25,080	3,372	6,333
5.5以下	518	566	7,347	2,113	3,519
計	14,894	28,543	51,587	6,190	11,760

(注) 1. 亘長とは線路の2点間の長さ(支持物間の水平距離)の合計をいい、回線延長とは線路の回線別の亘長を合計したものである。

2. 電気事業会計規則の改正(平成12年3月29日施行)に伴い、平成11年度より2万V以上の配電設備を送電設備として整理した。

b. 送電線地中化率

年 度 末	全 社			都 区 内 (23区)			10 社 計		
	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)
40	15,379	2,830	15.5	2,301	2,195	48.8	69,042	5,090	6.9
45	18,393	3,764	17.0	2,331	2,704	53.7	90,553	6,943	7.1
50	20,636	4,833	19.0	785	3,296	80.8	104,410	8,032	7.1
55	22,964	5,967	20.6	741	3,783	83.6	115,483	10,143	8.1
60	24,841	6,548	20.9	695	4,018	85.3	125,154	11,513	8.4
2	26,126	7,548	22.4	644	4,335	87.1	131,192	13,639	9.4
7	27,706	8,820	24.1	616	4,949	88.9	138,404	16,304	10.5
12	28,847	10,933	27.5	619	6,373	91.0	145,020	19,645	11.9
14	28,707	11,100	27.9	610	6,489	91.4	145,971	20,007	12.1
15	28,693	11,120	27.9	606	6,477	91.4	146,135	20,143	12.1
16	28,661	11,178	28.1	603	6,506	91.5	145,620	20,317	12.2
17	28,643	11,237	28.2	602	6,567	91.6	145,795	20,551	12.4
18	28,615	11,325	28.4	585	6,651	91.9	145,948	20,729	12.4
19	28,563	11,510	28.7	588	6,764	92.0	146,244	21,018	12.4
20	28,541	11,652	29.0	573	6,769	92.2	146,213	21,345	12.7
21	28,543	11,767	29.2	578	6,814	92.2			

(注) 1. 地中化率 = $\frac{\text{地中線(回線延長)}}{\text{架空線(回線延長)} + \text{地中線(回線延長)}} \times 100(\%)$

2. 電気事業会計規則の改正(平成12年3月29日施行)に伴い、平成11年度より2万V以上の配電設備を送電設備として整理した。

3. 60年度以前は、9社計(沖縄を除く)。

参考 100万V設計送電線 (UHV)

	西 群 馬 幹 線	南 新 潟 幹 線
区 間	西群馬開閉所～東山梨変電所	柏崎刈羽原子力発電所～西群馬開閉所
長 さ	137.7km	110.8km < 61.2km >
電 圧 と 回 線 数	100万V設計 2回線	100万V設計 2回線 < 一部50万V設計 >
電 線	鋼心アルミより線 610mm ² , 810mm ² × 8 導体	鋼心アルミより線 610mm ² , 810mm ² × 8 導体 < 810mm ² × 4 導体 >
鉄 塔	基数 217基 高さ 平均111m	基数 201基 < 114基 > 高さ 平均97m < 89m >
着 工	昭和63年9月	平成元年3月
運 転 開 始	平成4年4月	平成5年10月

(注) < > は50万V設計区間の内容

	東 群 馬 幹 線	南 い わ き 幹 線
区 間	西群馬開閉所～東群馬変電所	南いわき開閉所～東群馬変電所
長 さ	44.4km	195.4km
電 圧 と 回 線 数	100万V設計 2回線	100万V設計 2回線
電 線	鋼心アルミより線 610mm ² , 810mm ² × 8 導体 低騒音型鋼心アルミより線 960mm ² × 8 導体	鋼心アルミより線 610mm ² , 810mm ² × 8 導体 低騒音型鋼心アルミより線 940mm ² , 960mm ² × 8 導体
鉄 塔	基数 70基 高さ 平均115m	基数 335基 高さ 平均119m
着 工	平成4年9月	平成7年11月
運 転 開 始	2号線 平成11年4月 1号線 平成11年6月	2号線 平成11年7月 1号線 平成11年10月

(2) 変電設備

年度末 (26.5.1)	設立時	30	40	50	60	7	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	10電力計 20
	(26.5.1)	30	40	50	60	7	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
面 所 数	398	371	539	877	1,178	1,433 (476)	1,525 (498)	1,542 (511)	1,558 (511)	1,565 (514)	1,572 (514)	1,573 (514)	1,577 (522)	1,583 (524)	1,587 (526)	1,588 (525)	1,591 (527)	6,656
出 力 (万kVA)	486	633	2,511	7,977	15,458	22,398 (5,438)	24,508 (5,777)	25,095 (6,182)	25,669 (6,193)	25,735 (6,198)	25,657 (6,202)	25,696 (6,220)	25,935 (6,242)	26,328 (6,333)	26,514 (6,324)	26,479 (6,289)	26,576 (6,303)	490 79,949
うち27.5万 ボルト以上 のもの	面所数		7	26	48	62 (18)	67 (19)	70 (20)	71 (20)	71 (20)	71 (20)	71 (20)	71 (20)	73 (20)	74 (20)	74 (20)	74 (20)	335
	出力 (万kVA)		47	3,354	8,327	12,417 (2,060)	13,745 (2,128)	14,199 (2,458)	14,731 (2,458)	14,731 (2,458)	14,628 (2,458)	14,643 (2,473)	14,866 (2,486)	15,149 (2,563)	15,344 (2,563)	15,344 (2,563)	15,344 (2,563)	490 43,474

(平成21年度末)

- (注) 1. 印は周波数変換設備 (FC) の別掲で、単位は万kW。(10電力計には、連系所設備、交直変換設備を含む。
 2. ()内は都内再掲。
 3. 10電力計の27.5万ボルト以上の数値については18.7万ボルト以上の数値。
 4. 10電力計は集計中のため、平成20年度の数値。

(3) 配電設備

a. 配電設備支持物・変圧器数

(単位: 基) (単位: 個)

	鉄 塔	コンクリート柱	鉄 柱	木 柱	計	変圧器数
当 社	65	5,695,713	83,435	15,475	5,794,688	2,412,734 (2,145,709)
10 社	1,163	20,447,227	607,215	181,455	21,237,060	10,189,302 (9,859,597)

(注) ()内は架空設備変圧器再掲。

(平成21年度末)

b. 配電線地中化率

電気事業統計資料より(電事連集約)

年 度	全 社			都 区 内 (23区)			都 心 部 (中央区、 千代田区、港区の一部)			10 社 計		
	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)
40	128,253	3,941	3.0	14,676	2,952	16.7				592,862	5,793	1.0
45	165,009	6,141	3.6	17,208	3,899	18.5				725,459	9,416	1.3
50	198,734	7,934	3.8	18,453	4,701	20.3				832,127	14,358	1.7
55	231,393	10,701	4.4	18,561	6,015	24.5	549	1,961	78.1	919,340	19,841	2.1
60	253,444	13,237	5.0	18,915	7,160	27.5	573	2,109	78.6	987,182	25,208	2.5
2	278,794	19,902	6.7	19,025	10,368	35.3	847	3,249	79.3	1,071,994	38,374	3.5
7	298,436	25,850	8.0	19,170	13,013	40.4	763	3,865	83.5	1,144,958	50,764	4.2
8	302,033	26,723	8.1	19,196	13,269	40.9	750	3,907	83.9	1,155,973	53,070	4.4
9	305,485	27,732	8.3	19,202	13,637	41.5	733	3,964	84.4	1,171,462	55,333	4.5
10	308,563	28,600	8.5	19,221	13,943	42.0	724	3,996	84.7	1,183,776	57,376	4.6
11	311,419	29,492	8.7	19,226	14,216	42.5	717	4,034	84.9	1,194,784	59,359	4.7
12	314,077	30,294	8.8	19,210	14,487	43.0	706	4,068	85.2	1,204,118	61,077	4.8
13	316,385	31,070	8.9	19,197	14,680	43.3	699	4,102	85.4	1,212,142	62,522	4.9
14	318,322	31,609	9.0	19,190	14,687	43.4	694	4,085	85.5	1,282,821	63,949	5.0
15	320,145	32,299	9.2	19,188	14,961	43.8	686	4,058	85.5	1,225,077	65,423	5.1
16	321,935	32,830	9.3	19,187	15,113	44.1	680	4,110	85.8	1,231,180	66,704	5.1
17	324,062	33,418	9.3	19,174	15,305	44.4	664	4,166	86.3	1,247,655	68,088	5.2
18	326,123	34,028	9.4	19,167	15,498	44.7	658	4,207	86.5	1,254,011	69,338	5.2
19	327,928	34,567	9.5	19,160	15,703	45.0	654	4,254	86.7	1,260,137	70,627	5.3
20	329,581	35,061	9.6	19,142	15,840	45.3	651	4,260	86.7	1,265,471	71,943	5.4
21	330,917	35,487	9.7	19,128	16,004	45.6	643	4,278	86.9	1,270,352	73,104	5.4

(注) 1. 地中化率 = $\frac{\text{地中線ケーブル延長}}{\text{架空線巨長} + \text{地中線ケーブル延長}} \times 100 (\%)$

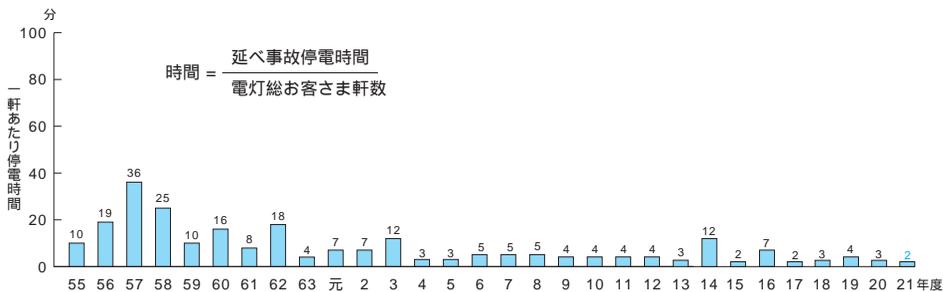
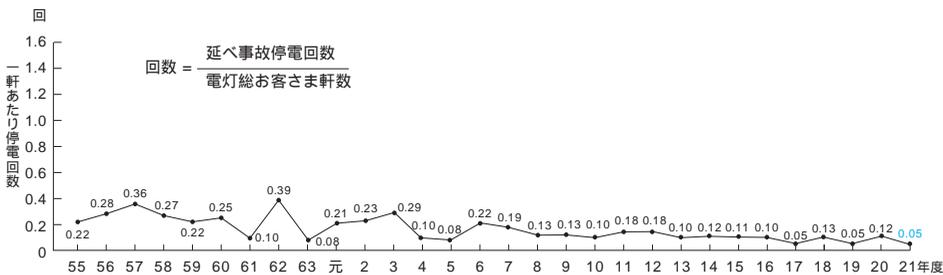
(平成21年度末)

2. 都心部は元年度から中央・千代田区・港の3区全体。

3. 当社の場合2年度から地中線ケーブル延長には配電所管の送電ケーブルを含む。

4. 60年度以前は、9社計。(沖繩を除く)

3. 事故停電状況



(注) 停電は、非常災害及び工事計画による停電を除く。

参考 電灯のお客さまの单相3線式施設率

(単位：%)

電力会社	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社
单相3線式施設率	47.5	59.2	67.2	86.4	72.7	85.9	73.6	79.1	73.9	81.9	73.0

(注) 温水器計器は除く。

(平成21年度末)

IV. 燃 料

1. 燃料消費量（汽力）

年 度	45	50	55	60	平成 2	7	12	15	16	17	18	19	20	21	10社計 21
	石 炭 (万t)	211 (8)	0	0	34 (1)	38 (1)	36 (0)	0 (0)	189 (3)	337 (7)	342 (7)	318 (7)	346 (6)	310 (5)	354 (7)
重 油 (万kℓ)	1,085 (72)	665 (36)	601 (30)	525 (23)	705 (24)	566 (19)	279 (10)	584 (15)	412 (13)	487 (15)	285 (9)	679 (17)	603 (16)	305 (9)	558 (6)
原 油 (万kℓ)	206 (13)	664 (33)	302 (14)	317 (14)	500 (16)	364 (12)	274 (9)	383 (10)	217 (6)	256 (8)	119 (4)	320 (8)	260 (7)	132 (4)	364 (4)
ナ フ サ (万kℓ)	0	105 (5)	65 (3)	1 (0)	0 (0)										
N G L (万kℓ)	0	33 (2)	146 (6)	6 (1)	10 (0)	16 (1)	4 (0)	4 (0)	1 (0)	3 (0)	2 (0)	2 (0)	0 (0)	4 (0)	4 (0)
LNG・LPG (万t)	72 (7)	327 (24)	699 (47)	1,005 (60)	1,299 (58)	1,457 (66)	1,686 (79)	1,944 (68)	1,698 (69)	1,642 (66)	1,710 (75)	2,019 (66)	1,946 (68)	1,871 (76)	4,087 (58)
天然ガス (億Nm ³)	0	0	0	3.0 (1)	2.3 (1)	2.1 (1)	2.1 (1)	2.0 (1)	2.1 (1)	1.6 (0)	1.5 (0)	0.2 (0)	0 (0)	0 (0)	2.4 (0)
都市ガス (億Nm ³)							0.1 (0)	11.8 (3)	12.7 (4)	12.1 (4)	12.3 (5)	11.8 (3)	12.3 (4)	12.0 (4)	12.0 (1)
計 〔重油換算 万kℓ〕	1,501	1,854	2,000	2,239	2,977	2,924	2,824	3,820	3,270	3,303	3,046	4,036	3,784	3,303	9,321

（注）（ ）内は構成比。各年度の重油単位発熱量により各燃料を重油に換算して求めた。

「電力需給の概要」等により作成。

2. 原油・重油

(1) 原油受入消費実績

a. 当社の原油受入消費実績

(単位：千ℓ)

	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
インドネシア	1,668	1,439	1,917	2,518	1,801	1,788	1,081	1,846	1,642	901
ブルネイ	0	32	0	71	65	205	63	142	0	0
中国	470	430	390	678	0	0	0	0	0	0
ベトナム	2	2	0	0	0	0	60	123	157	45
オーストラリア	206	326	331	426	267	289	140	335	227	141
スーダン			55	50	68	305	118	744	569	157
その他							96	108	139	79
受入計	2,346	2,229	2,693	3,743	2,201	2,587	1,558	3,298	2,734	1,323
消費計	2,738	1,727	3,011	3,825	2,166	2,560	1,190	3,196	2,596	1,323

b. 10社計原油受入消費実績

(単位：千ℓ)

	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
インドネシア	4,766	3,145	3,667	3,373	4,030	4,945	3,534			
ブルネイ	0	32	0	71	65	205	63			
ベトナム	135	4	240	102	77	578	510			
オーストラリア	403	442	406	463	309	419	170	391		
ガボン	0	0	50	0	0	95	23	175		
中国	1,901	1,229	1,123	1,442	82	60				
スーダン			94	73	721	1,156	1,532	2,212		
ロシア					27	108	54	223		
受入計	7,230	4,912	5,770	5,669	5,712	7,960	6,847	11,347	8,416	3,609
消費計	7,486	4,551	6,577	5,809	6,050	7,800	6,120	11,301	7,979	3,643

(注) 20年度、21年度の国別受入数量については未発表。

(出所) 「電力需給の概要」等

(2) 重油受入消費実績

a. 当社の重油受入消費実績

(単位：千ℓ)

	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
受入	2,595	2,125	3,928	5,787	4,059	4,962	2,931	6,718	5,975	3,055
消費	2,786	1,942	4,076	5,839	4,123	4,867	2,854	6,792	6,029	3,046

b. 10社計重油受入消費実績

(単位：千ℓ)

	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
受入	9,409	6,546	8,184	9,452	7,955	9,744	7,638	11,892	10,477	5,564
消費	9,475	6,387	8,449	9,559	8,313	9,715	7,351	11,931	10,279	5,583

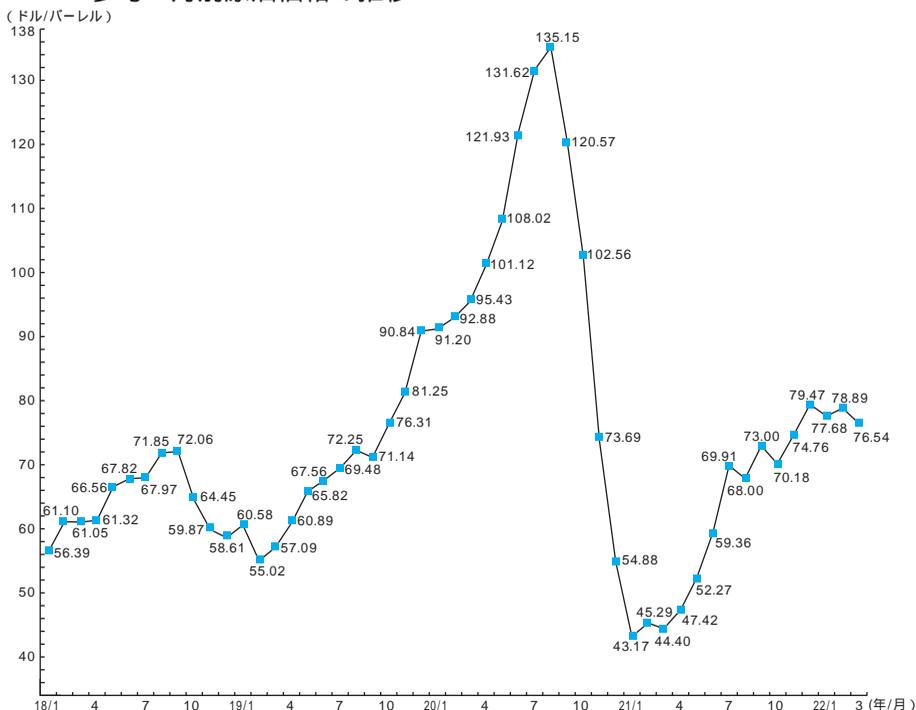
(出所) 「電力需給の概要」等

(3) 年度別原油CIF価格の推移

年度	49	50	51	52	53	54	55	56	57
C I F 価格 (ドル/バレル)	11.51	12.05	12.69	13.69	13.89	23.07	34.61	36.94	34.07
年度	58	59	60	61	62	63	元	2	3
C I F 価格 (ドル/バレル)	29.66	29.14	27.29	13.81	18.15	14.79	17.86	23.34	18.89
年度	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C I F 価格 (ドル/バレル)	19.29	16.73	17.32	18.27	21.63	18.82	12.76	20.92	28.37
年度	13	14	15	16	17	18	19	20	21
C I F 価格 (ドル/バレル)	23.84	27.42	29.43	38.77	55.81	63.50	78.73	90.52	69.40

(注) CIF (Cost, Insurance and Freight) 価格とは、船積み以後の運賃や保険料などの費用を含めた輸入価格のこと。いわば日本の港での引き渡し価格である。

参考 月別原油価格の推移



(注) 平成21年12月まで確定値、平成22年1月～2月確報値。平成22年3月新速報値。

(出所) 財務省貿易統計

3. LNG

(1) LNG受入消費実績

a. 当社のLNG受入消費実績

(単位：千t)

	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
アラスカ	903	972	977	931	933	908	937	846	582	523	422
ブルネイ	3,856	3,939	4,033	4,042	4,302	4,318	4,113	4,180	4,440	4,074	4,122
アブダビ	4,690	4,803	4,913	4,634	4,893	4,868	4,878	4,899	5,119	4,942	4,870
マレーシア	4,648	4,858	4,961	5,127	5,171	5,162	5,037	4,386	4,690	4,091	3,862
インドネシア	545	491	328	708	380	326	108	56	161	107	109
オーストラリア	1,042	1,163	759	893	1,205	562	380	503	484	964	281
カタール	181	240	180	240	237	180	58	58	120	118	238
ダーウィン							61	1,816	2,061	2,217	2,388
カルハット							248	754	685	757	
サハリン											1,807
スポット契約				237	2,029	529	1,026	478	2,006	2,342	723
受入計	15,865	16,466	16,151	16,812	19,150	16,853	16,598	17,470	20,417	20,063	19,579
消費計	15,834	16,598	15,929	16,959	19,118	16,652	16,044	16,804	19,870	18,972	18,507

(注) 日本全体の受入数量約6,635万t(21年度)、世界全体の貿易量約18,174万t(21年)

b. 電気事業者計国別LNG受入消費実績

(単位：千t)

	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
米 国	903	972	977	931	933	908	937	846	582		
ブルネイ	3,856	3,939	4,033	4,042	4,302	4,318	4,113	4,180	4,440		
アブダビ	4,690	4,803	4,913	4,634	5,255	5,047	5,432	5,383	5,506		
インドネシア	12,685	12,317	11,044	11,772	10,923	9,423	7,749	7,999	7,617		
マレーシア	5,688	5,959	6,341	5,814	6,544	6,537	6,481	6,051	6,323		
オーストラリア	5,478	5,383	5,320	4,910	4,857	4,827	5,345	6,812	6,190		
カタール	4,279	5,398	5,544	5,789	5,644	5,660	5,319	6,044	5,956		
オマーン			123	184	794	488	391	1,461	2,082		
トリニダード・トバゴ					56	55	56	54	219		
ナイジェリア						58		165	717		
アルジェリア								184	305		
受入計	37,579	38,771	38,295	38,076	39,308	37,321	35,823	39,179	40,593	42,880	42,222
消費計	37,662	38,662	38,174	37,917	39,062	37,169	34,640	38,165	42,075	41,006	40,641

(注) 1. 一般電気事業者10社と戸畑共同火力株式会社の国別LNG受入消費実績。国別に把握できるもののみ記載。

2. 20年度、21年度の国別受入数量は未発表。

(出所)「電力需給の概要」等

(2) 当社のLNG契約の概要（長期契約のみ）

	ブルネイ	ダス（U.A.E）	サツ（マレーシア）	オーストラリア
売主	ブルネイLNG社	ADGAS (アブダビガス 液化(株))	マレーシアLNG 社	BHP・ピリトン・ ペトロリアム(ノ ース・ウェスト・ シェル)社 BPディベロッ プメント・オース トラリア社 シェブロン・オ ーストラリア社 ジャパン・オ ーストラリアLNG MIMI社 シェル・デベロッ プメント(オース トラリア社) ウッドサイド・エ ナジー社
契約数量 (平年度)	403万t	LNG 430万t LPG 70万t	最大 480万t Ex-Ship 360万t FOB 120万t (うち短期数量 70万t)	30万t
プロジェクト 契約期間 (第一船 受入～終了)	20+20年 (1973.1～2013.3)	17+25年 (1977.5～2019.3)	20+15年 (1983.2～2018.3)	8年 (2009.4～2017.3)
受入地点 (当社)	南横浜・東扇島・ 袖ヶ浦・富津	(LNG)東扇島・富津 (LPG)姉崎	東扇島・袖ヶ浦 富津	東扇島・袖ヶ浦 富津
発電所	[南横浜・東扇島] 横浜・川崎・袖ヶ浦 姉崎・五井・富津・ 千葉]	[東扇島・横浜] 川崎・富津・姉崎 五井・千葉]	[東扇島・横浜・川崎] 袖ヶ浦・姉崎・五井 富津・千葉]	[東扇島・横浜] 川崎・袖ヶ浦 姉崎・五井・富津 千葉]

(2010年4月末現在)

カタール	ダーウィン (オーストラリア)	カルハット	サハリン	バブアニューギニア	購入につき基本合意
					ウィートストーン
カタール液化 ガス株式会社	ダーウィンLNG 社	セルト社	サハリン・エナ ジー・インベス トメント社	バブアニューギニア LNGグローバル社	シェブロン・ オーストラリア社 シェブロンTAPL社
20万t	200万t	最大80万t(三菱 商事(株)と共同 購入)	150万t および 買主オプション 数量	約180万t	約410万t (自社權益取得分 約100万t含む)
25年 (1999.6~2021.12)	17年 (2006.3~2022.12)	15年 (2006.4~2020.12)	22年 (2009.4~2029.3) (供給開始: 2009年3月末)	20年 供給開始予定 (2013年後半~ 2014年)	最長20年 供給開始予定 (2016年~ 2018年)
東扇島・富津	東扇島・富津	東扇島・富津	袖ヶ浦		
[東扇島・横浜・川崎 富津・五井 姉崎・千葉]	[東扇島・横浜・川崎 富津・五井 姉崎・千葉]	[東扇島・横浜・川崎 富津・五井 姉崎・千葉]	[袖ヶ浦・姉崎 五井]		

4. 石炭

(1) 当社の石炭受入消費実績

(単位：千t)

	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
オーストラリア	441	1,762	3,213	3,258	2,964	3,498	3,054	3,384
米国	-	-	-	-	-	-	-	40
南アフリカ	-	-	-	-	-	-	-	-
中国	-	-	-	-	-	-	35	-
カナダ	-	-	-	-	73	83	45	-
インドネシア	-	244	31	154	212	-	-	-
ロシア	-	-	-	-	-	-	-	-
受入計	441	2,006	3,244	3,412	3,249	3,581	3,134	3,424
消費計	304	1,887	3,372	3,417	3,176	3,463	3,099	3,537

(2) 10社計石炭受入消費実績

(単位：千t)

	11年度	12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度
受入計	30,472	34,034	39,047	40,870	43,950	48,549	50,450	50,595	53,040	52,389	46,230
消費計	31,315	34,367	37,429	41,350	44,557	48,229	50,565	50,605	52,701	50,776	47,855

(出所) 「電力需給の概要」等

MEMO

V. 原子力

1. 原子力発電

(1) 原子力発電所各号機の概要

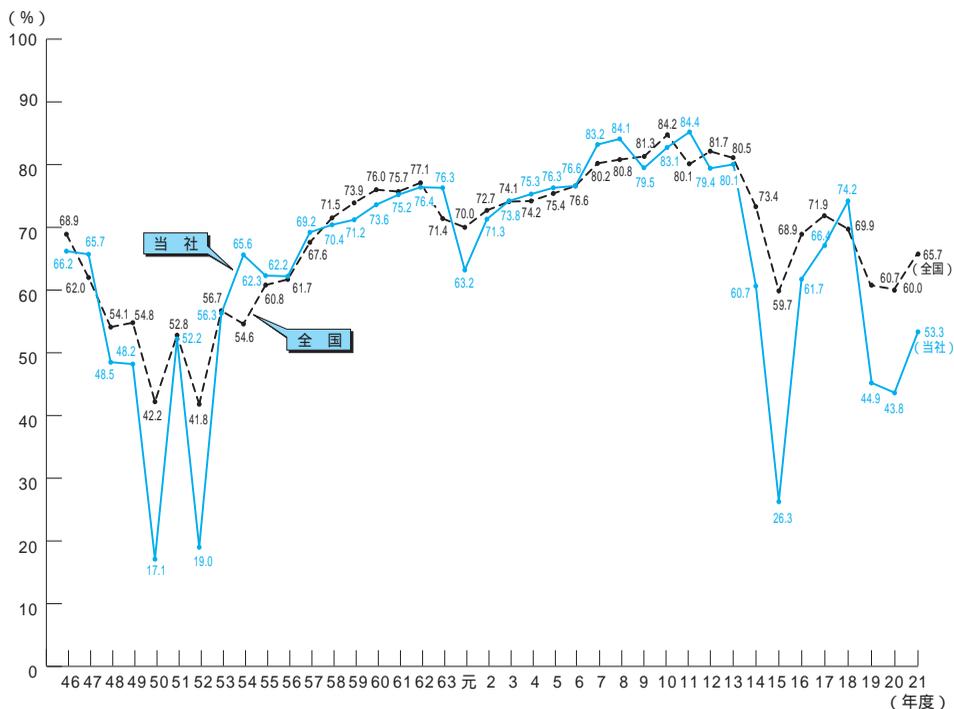
	福島第一原子力発電所						福島第二原	
	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	1号機	2号機
出力(万kW)	46 *	78.4	78.4	78.4	78.4	110	110	110
電調審決定 (回)	43.12.25 (49)	42.12.22 (47)	44. 5.23 (50)	46. 6.30 (55)	46. 2.26 (54)	46.12.17 (57)	47. 6. 7 (59)	50. 3.17 (66)
設置許可申請 〔原子炉等 規制法 第23条〕 許可	* 43.11.19 * 44. 4. 7	42. 9.18	44. 7. 1	46. 8. 5	46. 2.22	46.12.21	47. 8.28	51.12.21
着工 (工事計画認可) 〔電気事業法第47条〕 (基礎掘削開始)	42. 9.29	44. 5.27	45.10.17	47. 5. 8	46.12.22	48. 3.16	50. 8.21	54. 1.23
営業運転開始	46. 3.26	49. 7.18	51. 3.27	53.10.12	53. 4.18	54.10.24	57. 4.20	59. 2. 3
装荷燃料 (トンU) (本)	69 400	94 548	94 548	94 548	94 548	132 764	132 764	132 764
格納容器型式	マークI	マークI	マークI	マークI	マークI	マークII	マークII	マークII 改良
国産化率(%)	56	53	91	91	93	63	98	99
主契約者	G E	G E 東芝	東芝	日立	東芝	G E 東芝	東芝	日立
所在地	福島県双葉郡大熊町				福島県双葉郡双葉町		福島県双葉郡楢葉町	

- (注) 1. 装荷燃料の数値は、上段がウラン燃料(UO₂)の重量(トンU)、下段は燃料集合体の体数である。
2. 福島第一・1号機は、出力変更(40万kW→46万kW)があったため、*については変更後の日付を採用した。

(平成22年3月末時点)

子 力 発 電 所		柏 崎 刈 羽 原 子 力 発 電 所						
3号機	4号機	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	7号機
110	110	110	110	110	110	110	135.6	135.6
52. 3.15 (71)	53. 7.14 (75)	49. 7. 4 (65)	56. 3.26 (84)	60. 3.27 (99)	60. 3.27 (99)	56. 3.26 (84)	63. 3.18 (108)	63. 3.18 (108)
53. 8.16	53. 8.16	50. 3.20	56. 5.11	60. 4.11	60. 4.11	56. 5.11	63. 5.23	63. 5.23
55. 8. 4	55. 8. 4	52. 9. 1	58. 5. 6	62. 4. 9	62. 4. 9	58. 5. 6	H3. 5.15	H3. 5.15
55.11.10	55.11.10	53.11. 4	58. 8.22	62. 6.16	62. 6.16	58. 8.22	H3. 8.23	H3. 8.23
55.12. 1	55.12. 1	53.12. 1	58.10.26	62. 7. 1	63. 2. 5	58.10.26	H3. 9.17	H4. 2. 3
60. 6.21	62. 8.25	60. 9.18	H2. 9.28	H5. 8.11	H6. 8.11	H2. 4.10	H8.11. 7	H9. 7. 2
132 764	132 764	132 764	132 764	132 764	132 764	132 764	150 872	150 872
マークII 改 良	マークII 改 良	マークII	マークII 改 良	マークII 改 良	マークII 改 良	マークII 改 良	鉄筋コン クリート製	鉄筋コン クリート製
99	99	99	99	99	99	99	89	89
東 芝	日 立	東 芝	東 芝	東 芝	日 立	日 立	東 芝 日 立 G E	日 立 東 芝 G E
福島県双葉郡富岡町		新潟県柏崎市				新潟県柏崎市および刈羽村		

(2) 原子力発電所の設備利用率の推移



(注) 1. 14・15年度については、多数の原子力プラントを停止し、点検・補修を行ったため、数値が減少している。

2. 試運転分含まず。四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

$$3. \text{設備利用率} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可出力} \times \text{暦時間数}} \times 100(\%)$$

(3) 原子力発電所の稼働状況

号機 〔運開月〕	福島第一						福島第二				柏崎刈羽							合計	参考		
	1号 (46.3.26)	2号 (49.7.18)	3号 (51.3.27)	4号 (53.10.12)	5号 (53.4.18)	6号 (54.10.24)	1号 (57.4.20)	2号 (59.2.3)	3号 (60.6.21)	4号 (62.8.25)	1号 (60.9.18)	2号 (2.9.28)	3号 (5.8.11)	4号 (6.8.11)	5号 (2.4.10)	6号 (8.11.7)	7号 (9.7.2)		全国平均	BWR	PWR
出力(万kW)	46.0	78.4	78.4	78.4	78.4	110	110	110	110	110	110	110	110	110	135.6	135.6	1,730.8	4,508.3	2,555.1	1,936.6	
46年度	66.2																	66.2	68.9	67.4	72.4
47	65.7																	65.7	62.0	68.6	52.8
48	48.5																	48.5	54.1	62.0	43.2
49	26.2	66.5																48.2	54.8	55.2	52.2
50	16.3	16.5	99.9															17.1	42.2	35.4	46.6
51	24.8	47.7	72.8															52.2	52.8	55.6	49.1
52	6.0	3.9	41.8															19.0	41.8	29.0	51.2
53	40.4	54.6	43.5	82.9	68.3													56.3	56.7	58.5	54.1
54	58.3	65.7	50.8	59.5	70.9	98.0												65.6	54.6	64.2	42.6
55	55.0	45.2	68.8	68.2	68.7	64.1												62.3	60.8	65.0	55.7
56	29.7	46.6	76.1	70.8	69.6	65.5												62.2	61.7	62.4	60.7
57	53.8	80.0	40.6	63.2	62.0	70.3	98.1											69.2	67.6	67.2	68.2
58	63.4	63.1	55.0	91.1	56.9	81.1	69.0	100.0										70.4	71.5	70.6	72.6
59	92.1	56.4	66.7	71.3	81.9	63.4	68.3	79.5										71.2	73.9	72.2	76.2
60	46.7	53.7	77.4	64.9	75.8	58.3	74.4	84.2	96.4		99.7							73.6	76.0	74.1	78.4
61	65.9	85.1	85.7	56.3	60.6	67.6	90.1	84.3	74.1		72.9							75.2	75.7	75.9	75.8
62	61.7	71.3	57.1	79.6	53.9	88.4	82.4	74.4	77.1	99.8	82.6							76.4	77.1	77.2	77.3
63	97.1	62.3	63.2	93.9	90.6	71.1	65.6	77.6	71.1	75.3	84.3							76.3	71.4	72.9	69.9
元	13.7	80.2	93.7	69.8	81.4	39.2	66.5	87.2	0.0	77.8	78.0							63.2	70.0	66.5	74.6
2	64.3	66.1	50.7	62.5	60.1	90.9	65.8	73.9	33.8	96.4	62.9	95.2			99.8			71.3	72.7	72.9	72.6
3	31.1	45.8	60.1	88.6	77.0	76.6	89.4	74.3	67.0	79.1	90.3	74.8			77.0			74.1	73.8	75.0	72.4
4	71.6	62.3	89.5	71.8	87.7	62.5	70.9	62.4	97.9	61.3	84.9	81.5			75.4			75.3	74.2	74.1	74.4
5	52.7	84.4	74.0	59.5	64.3	57.1	61.1	97.6	74.3	83.0	74.6	94.7	99.8		78.7			76.3	75.4	76.7	74.7
6	100.0	34.9	61.2	90.1	64.4	99.9	79.6	76.1	49.8	89.4	76.1	79.1	79.1	63.0	98.7			76.6	76.6	77.8	75.2
7	79.4	76.0	67.8	92.3	80.4	73.8	100.0	73.2	90.9	84.0	81.9	83.5	85.5	90.5	81.5			83.2	80.2	82.5	77.6
8	45.1	88.4	97.2	74.4	96.9	65.9	73.0	87.7	96.1	73.6	91.7	74.3	100.0	87.1	85.6	100.0		84.1	80.8	83.5	77.5
9	99.7	81.9	15.0	50.7	73.0	86.6	66.7	92.1	81.1	87.2	74.2	100.0	86.8	81.5	76.3	83.0	100.0	79.5	81.3	79.7	83.4
10	84.0	36.0	64.6	95.8	81.5	81.3	75.9	80.2	89.7	100.0	78.8	88.4	73.1	88.1	100.0	93.5	84.5	83.1	84.2	84.6	83.9
11	69.3	72.8	66.8	92.9	68.4	85.6	100.0	88.7	75.2	87.8	87.6	89.2	83.4	100.0	84.3	90.1	73.9	84.4	80.1	79.5	80.7
12	72.2	78.4	99.9	66.4	49.6	68.7	78.4	75.9	99.7	71.9	95.6	70.6	100.0	66.4	75.8	81.7	86.1	79.4	81.7	79.9	84.1
13	37.5	69.0	85.5	88.3	89.5	95.2	74.8	92.2	31.6	86.3	74.1	99.1	75.7	69.2	88.3	80.7	99.0	80.1	80.5	78.6	82.9
14	56.9	99.7	29.3	46.0	86.3	67.4	76.9	25.5	46.1	53.6	42.4	40.0	35.7	76.7	92.2	82.4	70.0	60.7	73.4	61.9	89.1
15	0.0	0.0	62.5	2.4	55.0	25.0	57.5	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1	0.0	91.3	45.9	26.3	59.7	39.0	87.9
16	0.0	64.6	36.7	69.0	58.1	24.9	49.2	59.2	67.5	37.4	85.2	75.6	75.6	37.1	91.7	75.3	90.6	61.7	68.9	63.4	76.5
17	47.4	63.9	89.7	30.5	67.1	72.8	86.4	66.0	28.9	58.0	19.5	69.3	85.9	100.8	74.4	71.2	78.4	66.4	71.9	65.2	81.5
18	72.5	45.8	72.7	76.2	59.7	82.1	74.6	100.6	87.8	41.1	93.4	89.7	79.7	31.5	65.9	98.9	71.2	74.2	69.9	63.9	79.2
19	40.8	91.7	65.5	86.3	73.1	62.8	75.1	52.4	76.7	76.7	9.2	6.5	29.5	29.6	0.0	7.3	29.9	44.9	60.7	49.7	77.8
20	54.5	86.0	90.5	70.2	80.5	95.2	89.1	81.6	73.1	93.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.8	60.0	51.1	73.7
21	91.7	73.4	71.2	82.6	86.5	80.0	93.6	93.4	82.1	71.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	72.3	53.3	65.7	55.5	80.6

$$\text{設備利用率} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{認可出力} \times \text{暦時間}} \times 100 (\%)$$

(4) トラブル発生件数

原子炉等規制法及び電気事業法による報告対象

		12年度	13年度	14年度	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	12~21 合計	累計
福島第一	1号機 (共用設備含む)	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	3	37
	2号機	1	0	0	0	1	2	1	0	0	0	5	29
	3号機	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	3	19
	4号機	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	9
	5号機	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	3	14
	6号機	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	13
	小計	2	0	0	0	1	5	4	1	4	1	18	121
福島第二	1号機 (共用設備含む)	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	13(6)
	2号機	0	2	1	0	0	1	0	1	0	0	5	9
	3号機	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	8
	4号機	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	4	6
	小計	2	2	1	1	0	1	2	1	1	1	12	36(6)
柏崎刈羽	1号機 (共用設備含む)	0	1	0	0	2	0	0	1*	0	0	4	7
	2号機	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4
	3号機	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2
	4号機	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4
	5号機	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	3
	6号機	1	1	0	0	0	0	0	2	1	0	5	7(2)
	7号機	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2(1)
	小計	4	2	0	0	3	1	0	4	1	0	15	29(3)
合計	8	4	1	1	4	7	6	6	6	2	45	186(9)	

(注) 1. 累計は各号機の営業運転開始以来の件数。

2. ()内は、営業運転開始以前のもので別掲。

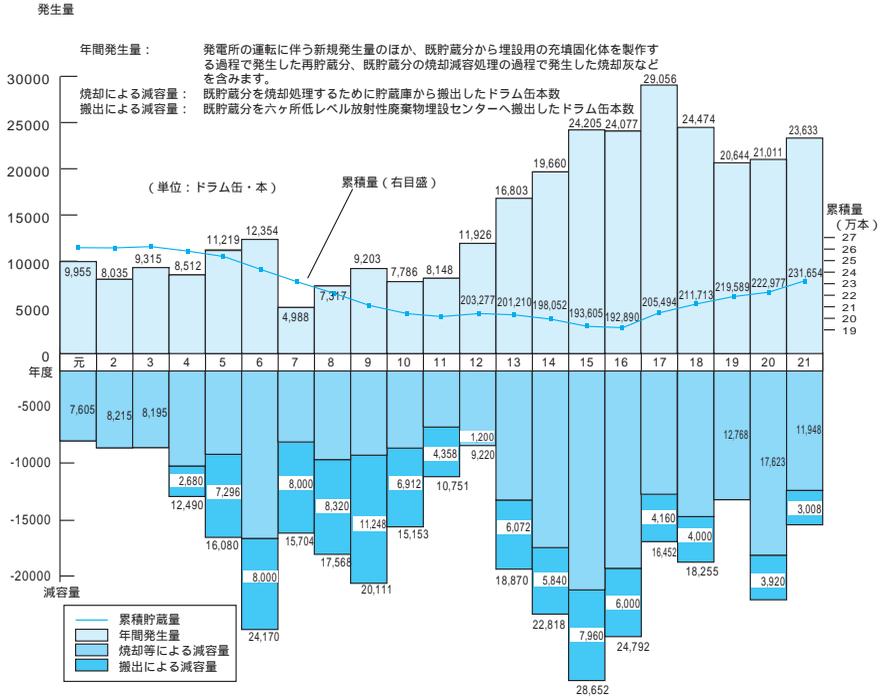
3. 共用設備とは、焼却炉、団体廃棄物貯蔵庫、港湾設備など。

* 新潟県中越沖地震（H19.7.16）に伴って発生した1号機～7号機オペレーティングフロアにおける溢水については、事象を代表して、1号機において1件としてカウント。

(5) 固体廃棄物年間発生量の推移

項目	単位	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ドラム缶発生量																					
福島第一	本	6,101	5,696	8,579	5,493	3,429	4,545	4,295	4,879	6,579	8,916	13,994	12,972	19,699	17,651	20,169	17,979	16,894	16,626	16,938	
福島第二	本	2,546	2,096	1,698	5,936	914	1,046	1,510	867	660	730	1,353	3,281	3,390	3,566	4,760	2,871	3,259	2,302	2,471	
柏崎刈羽	本	656	720	874	925	645	914	1,324	995	669	808	882	761	980	2,114	4,127	3,474	691	2,083	4,224	
合 計	本	9,303	8,512	11,151	12,354	4,988	6,505	7,129	6,741	7,908	10,454	16,209	17,014	24,059	23,331	29,056	24,324	20,644	21,011	23,653	
その他の種類の発生量																					
福島第一	本相当	12	0	68	0	0	0	812	2,074	1,045	240	1,472	2,646	146	746	0	150	0	0	0	
福島第二	本相当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
柏崎刈羽	本相当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合 計	本相当	12	0	68	0	0	0	812	2,074	1,045	240	1,472	2,646	146	746	0	150	0	0	0	
焼却等による減容量																					
福島第一	本	7,673	9,009	8,456	8,997	7,704	9,190	8,269	8,078	6,065	7,878	11,556	12,347	16,481	15,691	10,374	12,448	11,484	12,629	10,607	
福島第二	本	144	252	328	7,173	0	58	594	163	221	18	1,102	4,607	4,161	3,101	1,900	1,794	1,257	1,021	1,285	
柏崎刈羽	本	478	549	0	0	0	0	0	107	124	140	24	50	0	18	13	27	53	56	56	
合 計	本	8,195	9,810	8,784	16,170	7,704	9,248	8,863	8,241	6,393	8,020	12,798	16,978	20,692	18,792	12,292	14,255	12,768	13,703	11,948	
搬出による減容量																					
福島第一	本	0	2,680	7,296	8,000	8,000	8,320	11,248	6,912	4,358	1,200	4,000	3,840	5,960	4,000	3,200	4,000	0	1,920	3,008	
福島第二	本	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
柏崎刈羽	本	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合 計	本	0	2,680	7,296	8,000	8,000	8,320	11,248	6,912	4,358	1,200	4,000	3,840	5,960	4,000	3,200	4,000	0	1,920	3,008	
累積保管量																					
福島第一	本	244,620	238,627	231,454	219,950	207,675	194,710	179,488	169,377	165,531	163,809	160,594	157,842	155,802	162,397	163,928	169,138	171,215	174,538	178,385	
福島第二	本	15,742	17,586	18,956	17,719	18,633	19,621	20,537	21,241	21,680	22,392	20,571	17,245	14,474	12,939	14,839	15,916	17,918	17,199	18,385	
柏崎刈羽	本	2,547	2,718	3,592	4,517	5,162	6,076	7,400	8,395	8,957	9,641	10,363	11,100	12,030	14,144	18,253	21,714	22,378	24,408	28,576	
合 計	本	262,909	258,931	254,002	242,186	231,470	220,407	207,425	199,013	196,168	197,404	194,743	188,939	184,346	182,885	195,489	201,558	209,434	212,822	221,489	
その他の種類の累積保管量																					
福島第一	本相当	162	162	230	230	230	1,042	3,116	4,161	4,401	5,873	6,467	9,113	9,259	10,005	10,005	10,155	10,155	10,155	10,155	
福島第二	本相当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
柏崎刈羽	本相当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合 計	本相当	162	162	230	230	230	1,042	3,116	4,161	4,401	5,873	6,467	9,113	9,259	10,005	10,005	10,155	10,155	10,155	10,155	

- (注) 1. 固体廃棄物は、プラント内で使用した水を蒸発濃縮したものをセメントでドラム缶内に固めたものや、フィルター材、作業に使った紙や布を圧縮・焼却したものなどをドラム缶につめたもので、低レベル放射性廃棄物センターへ運び出した分。
2. 搬出による減容量は青森県六ヶ所村にある低レベル放射性廃棄物埋設センターへ運び出した分。
3. 保管設備容量は、福島第一：284,500本、福島第二：32,000本、柏崎刈羽：45,000本。（平成21年度末）



< 参考 > 放射能・放射線の単位

(国際単位系 < SI > とこれまでの単位の換算表)

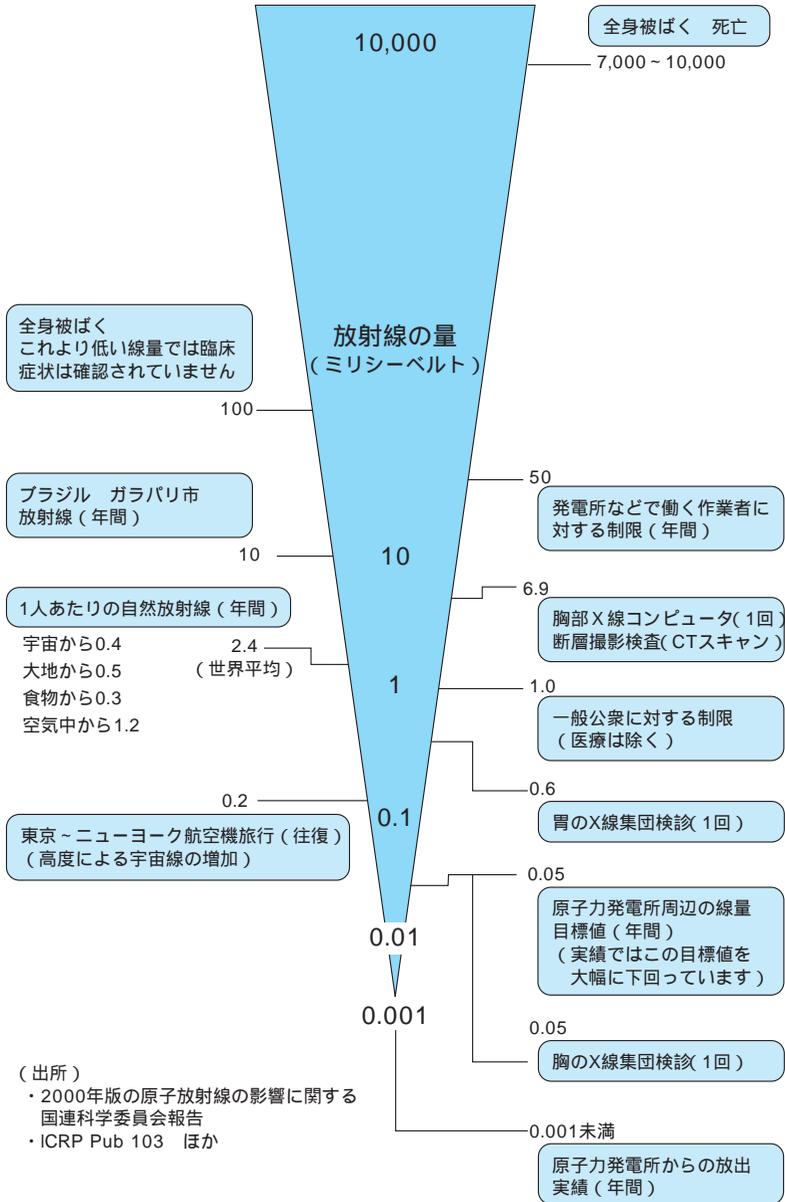
		単位	定義	旧単位	換算
放射線に関する単位	放射能	ベクレル Bq	放射能を出す力を表し、1秒間に原子核が崩壊する数	キュリー Ci	1Ci = 3.7 × 10 ¹⁰ Bq
	吸収線量	グレイ Gy	物質によって吸収された放射線のエネルギー量を表し、物質1kgあたりに吸収されたエネルギー(ジュール)量	ラド rad	1rad = 0.01Gy
放射線の量に関する単位	線量	シーベルト Sv	人が受ける放射線の影響度合を表し、吸収線量(Gy)に線係数(放射線の種類によって決まっている係数)と補正因子(通常は1)をかけたもの	レム rem	1rem = 0.01Sv

単位の関係：

* 1シーベルトの1,000分の1が1ミリシーベルト (mSv)

(注) 1989年度より新しい国際単位の法令取り入れに伴い、従来のキュリー、ラド、レムの単位からそれぞれベクレル、グレイ、シーベルトという単位に変更となった。

< 参考 > 放射線の量と人体への影響



(注) 1. 本図中の数値は実効線量当量または実効線量で記載。
 2. 自然放射線の量については、呼吸によるラドンの効果を含めた場合の値。

2. 原子燃料サイクル

(1) 原子燃料サイクル施設の概要

	ウラン濃縮工場	低レベル放射性廃棄物埋設センター	再処理工場	高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター	MOX燃料加工工場
建設地点	おおいししい 青森県上北郡六ヶ所村大石平地区		いやすかた 青森県上北郡六ヶ所村弥栄平地区		
事業主体	日本原燃(株)				
施設の規模	建設規模1,050 tSWU/年。 最終的には1,500 tSWU/年規模	約8万m ³ (200ドラム缶約40万本相当) 最終的には約60万m ³ (同約300万本相当)	最大再処理能力 800tU/年 使用済燃料貯蔵容量 3,000tU	返還廃棄物貯蔵容量 ガラス固化体1,440本 将来的には2,880本	最大加工能力 130tHM/年
用地面積	おおいししい 大石平 約360万m ² (専用道路等を含む)		いやすかた 弥栄平 約380万m ² (専用道路等を含む)		
工期	工事開始 1988年 操業開始 1992年	工事開始 1990年 埋設開始 1992年	工事開始 1993年 通水作動試験開始 2001年 化学試験開始 2002年 ウラン試験開始 2004年 アクティブ試験開始 2006年 竣工 2010年(予定)	工事開始 1992年 貯蔵開始 1995年	工事開始予定 2010年 操業開始予定 2016年
建設費	約2,500億円	¹ 約1,600億円	約2兆1,930億円	² 800億円	約1,900億円

- (注) 1 低レベル放射性廃棄物約20万m³(200ドラム缶約100万本相当)分の建設費
- 2 高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)1,440本分の建設費

(注) tU = トン・ウラン

ウランは酸素と結びついた状態となっているため、この酸素の重さを除いてウランだけの重さを基準にしたのがトン・ウランです。

(2) わが国のウラン精鉱の確保状況（平成19年3月現在）

購入契約形態	相手先国 (開発輸入分については産出国)	契約数量 (st U ₃ O ₈)
長期契約、短期契約 及び製品購入	カナダ、イギリス、南アフリカ、オーストラリア、フランス、アメリカ、等	約315,900
開発輸入分	ニジェール、カナダ オーストラリア、 カザフスタン	約82,300
計		約398,200

(出所) 原子力ポケットブック2009年版

(注) st = ショート・トン

ショート・トンとは主にアメリカで使われてきた重さの単位で、1ショート・トンは約907kgに相当します。

(3) プルサーマル計画の概要

プルサーマルとは、使用済となったウラン燃料の中に残されているプルトニウムを再処理することによって取り出し、ウランとプルトニウムを混ぜたMOX（モックス）燃料をつくり、現在の原子力発電所（軽水炉）で利用することである。電気事業者全体で2015年度までに16～18基で実施する計画となっている。

資源に乏しいわが国において、将来にわたってエネルギーを安定的に確保していくために、プルサーマルは大変重要な役割を担っていく。

(4) 使用済燃料の貯蔵量

a. 使用済燃料貯蔵量

単位：燃料集合体数（体）

発電所	貯 蔵 量							貯蔵容量		取替量 1炉心分
	03年度末	04年度末	05年度末	06年度末	07年度末	08年度末	09年度末	既 設	(増設後)	
福島第一	7,835	8,069	8,153	8,725	9,117	9,657	10,149	15,558	(16,010)	3,356
福島第二	7,194	5,970	5,532	5,130	5,628	5,614	6,122	10,940	10,940	3,056
柏崎刈羽	10,628	10,980	11,936	11,856	12,372	12,380	12,672	22,479	(22,541)	5,564
合 計	25,657	25,019	25,621	25,711	27,117	27,651	28,943	48,416	(49,491)	11,976

平成22年3月末現在

- (注) 1. 取替量1炉心分とは、それぞれの発電所での全原子炉に入っている燃料集合体の合計。燃料取り替えのために、貯蔵容量に対して1炉心分の余裕をもつように運用している。
2. ()内の増設後貯蔵量は、現在、工事中・計画中の使用済燃料プールの増設、収容能力増加工事を含めたもの。

b. 福島第一原子力発電所の共用プールの設備概要

- ・平成9年10月竣工
- ・設備規模：約55m(横)×約73m(縦)×約35m(高さ)
- ・保管容量：6,840体(90体ラック×76基)
(福島第一原子力発電所全炉心装荷量の2倍)
約12m(横)×約29m(縦)×約11m(深さ)
- ・保管方式：水プール方式
- ・付属設備
 - 冷却浄化系 : 2系統
 - 自動燃料取扱装置 : 1基
 - キャスク搬送台車 : 1基
 - 天井クレーン : 2基(プールエリア及びキャスク搬出入エリア)
 - 輸送用キャスク : 6基(建屋のキャスク保管容量は10基)

c. 福島第一原子力発電所の使用済燃料乾式貯蔵設備概要

項	目	大型貯蔵キャスク	中型貯蔵キャスク
重	量	約 115トン	約 96トン
全	長	約 5.6m	約 5.6m
外	径	約 2.4m	約 2.2m
収	納 体 数	52体	37体
主 要 構 造 材	胴	低温用合金鋼鍛造品	
	中性子遮蔽	レジン(シリコンレジン)	
	一 次 蓋	低温用合金鋼鍛造品	
	二 次 蓋	ステンレス鋼鍛造品	
	バスケット	ボロン添加アルミニウム合金(ボロン含有率約1%)	
内	部 充 填 ガ ス	ヘリウムガス	
蓋	形 式	二重蓋方式	
シ	ー ル 材	金属ガスケット	

(5) リサイクル燃料備蓄センターの概要

平成16年2月に青森県ならびにむつ市に対し、施設立地へのご協力（立地協力要請）をお願いし、平成17年10月、青森県ならびにむつ市より、施設立地の了承をいただきました。

平成17年11月、当社ならびに共同で事業を進める日本原子力発電（株）は、リサイクル燃料貯蔵（株）をむつ市に設立しました。同社は、現地の詳細調査を経て、平成19年3月、経済産業大臣に「リサイクル燃料備蓄センター」の使用済燃料貯蔵事業許可申請を行い、平成22年5月に事業許可を取得しました。また、平成20年3月、準備工事に着手しています。

リサイクル燃料備蓄センター イメージ図



3,000トン貯蔵建屋【約130m×約60m×（高さ）約30m】

リサイクル燃料備蓄センターの概要	
施設の計画地点	青森県むつ市大字関根字水川目地内
事業主体	リサイクル燃料貯蔵株式会社（当社ならびに日本原子力発電（株）が共同で設立）
操業開始時期	2012年 目途
施設の規模	最終貯蔵量：5,000トンU（1棟目3,000トンU） 東京電力分：4,000トンU程度 日本原子力発電分：1,000トンU程度
貯蔵期間	施設ごとの使用期間は50年（各キャスクごと ^{（注）} の貯蔵期間も最長50年） 操業開始後40年目までに貯蔵した使用済燃料の搬出を協議 （注）：「キャスクごと」とは、順次設置する貯蔵容器ごとをいう。
建設費	1,000億円（暫定；含む金属キャスク） 金属キャスクが費用の7～8割

(6) 原子燃料再処理契約の現状

当社は英国NDA社（Nuclear Decommissioning Authority / 原子力廃止措置機関）、仏国AREVA NC社（仏国原子燃料会社）、日本原子力研究開発機構および日本原燃（株）との間で再処理契約を締結しております。現状は下表のとおり。

（平成22年3月末現在）

契約相手先	AREVA NC	NDA	日本原子力研究開発機構	日本原燃
再処理工場名	UP 3工場	THORP工場	東海工場	六ヶ所工場
最大処理能力 (tU)	1,000 / 年	1,200 / 年	40tU・P / 年	800 / 年
当社契約数量 (tU)	約630	約1,244	約223	約12,082
使用済燃料引渡期間 当社引渡実績 (tU) 〔2010/3月末〕	1985 ~ 1993 約630	1974 ~ 1995 約1,244	1977 ~ 約223	1998 ~ 約1,000
再処理工場の建設・ 運 転 状 況	<ul style="list-style-type: none"> ・1989年11月 一部操業開始 ・1990年8月 本格操業開始 	<ul style="list-style-type: none"> ・1994年3月 操業開始 	<ul style="list-style-type: none"> ・1977年9月 ホット運転開始 ・1981年本格 運転開始 	<ul style="list-style-type: none"> ・2006年3月 アクティブ試験開始 ・2010年 本格操業開始 予定
当社分再処理実績 〔2010/3月末〕 使用済燃料再処理用 (tU)	約630	約1,244	約223	約122

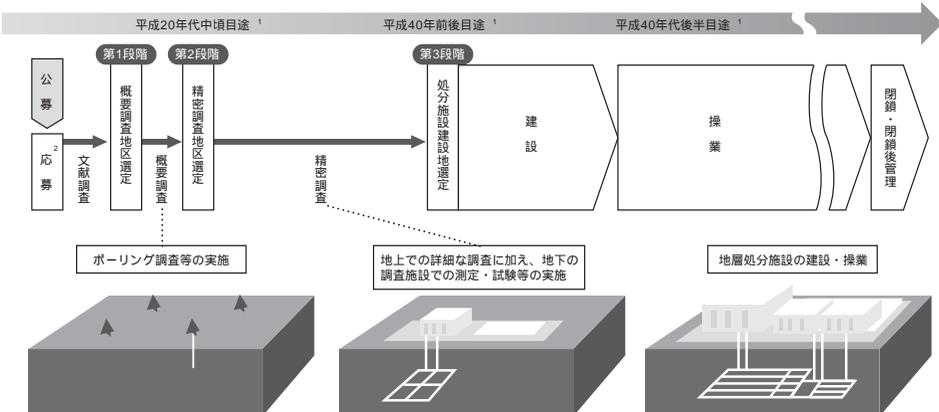
(7) 高レベル放射性廃棄物の貯蔵状況

フランスおよびイギリスから返還される高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）は、青森県六ヶ所村にある日本原燃（株）の高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センターで安全に貯蔵・管理されます。

	本数	うち東京電力分	再処理工場	受け入れ (日本到着)
第1回返還	28本	7本	フランス	平成7年4月
第2回返還	40本	10本	フランス	平成9年3月
第3回返還	60本	20本	フランス	平成10年3月
第4回返還	40本	0本	フランス	平成11年4月
第5回返還	104本	28本	フランス	平成12年2月
第6回返還	192本	60本	フランス	平成13年2月
第7回返還	152本	28本	フランス	平成14年1月
第8回返還	144本	28本	フランス	平成15年7月
第9回返還	132本	18本	フランス	平成16年3月
第10回返還	124本	0本	フランス	平成17年4月
第11回返還	164本	42本	フランス	平成18年3月
第12回返還	130本	20本	フランス	平成19年3月
第13回返還	28本	7本	イギリス	平成22年3月
計	1,338本	268本		

(注) 高レベル放射性廃棄物はガラスで固化され、ステンレス製容器（キャニスター）に入れられます。この大きさは直径約0.4m、高さ約1.3mで重さは約0.5tです。

<参考> 地層処分のスケジュール



1 「特定放射性廃棄物の最終処分に関する計画」（平成20年3月閣議決定）による。

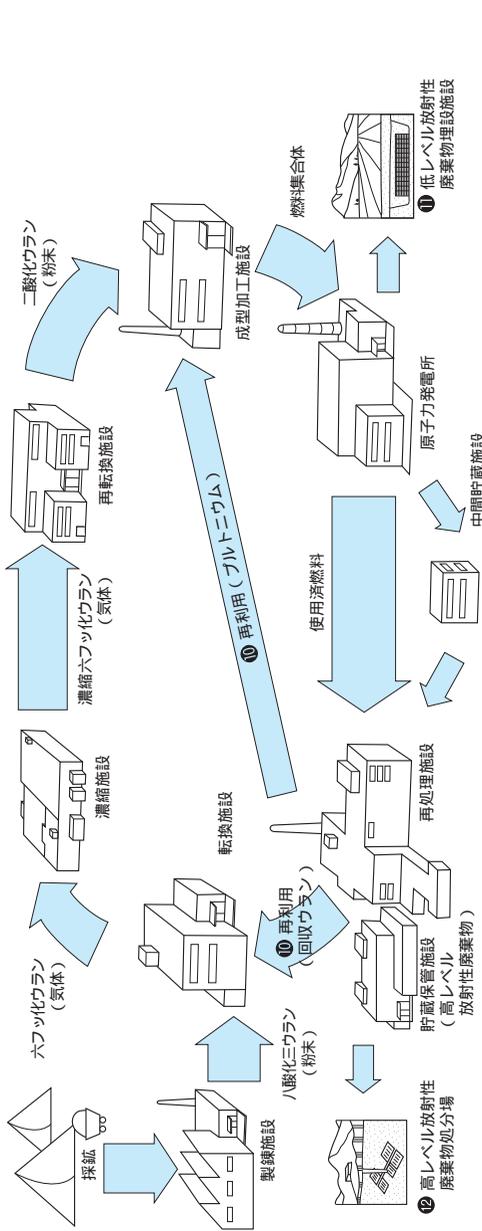
2 地域の意向を十分に尊重しつつ、国が市町村に対し、文献調査実施の申入れを行う場合もある。その場合、市町村長は、国の申入れに対して受諾の可否を表明することとなる。

(出所) 原子力発電環境整備機構（NUMO）

「放射性廃棄物の地層処分に向けた取り組み」

< 参考 > 原子燃料サイクルの概念図

・原子力発電の燃料となる天然ウランは一連の工程を経て燃料集合体に加工された後原子力発電所で使用されますが、使用済み燃料の中には燃え残りのウランや新たに生じたプルトニウムがあり、これらを再処理して繰り返し使う一連の流れを「原子燃料サイクル」といいます。



採鉱・・・鉱山でウラン鉱石を掘り出します。
 製錬施設・・・鉱石からウランを取り出し、八酸化三ウラン（イエロウケーキという黄色い粉末）にします。
 転換施設・・・不純物を取り除き、フッ素と化合させてガス状の六フッ化ウランにします。
 濃縮施設・・・六フッ化ウランに0.7%しか含まれていない「燃える」ウラン235の割合を3～5%に高めます。
 再転換施設・・・濃縮した六フッ化ウランを、粉末状の二酸化ウランにします。
 成型加工施設・・・粉末のウランを焼き固めて粒状にし、ジルコニウム合金製の管に入れ、それを数本まとめて燃料集合体にします。
 原子力発電所・・・燃料集合体を原子炉のなかで核分裂させ（燃やし）発電します。燃料は4～5年ほど燃えつづけます。

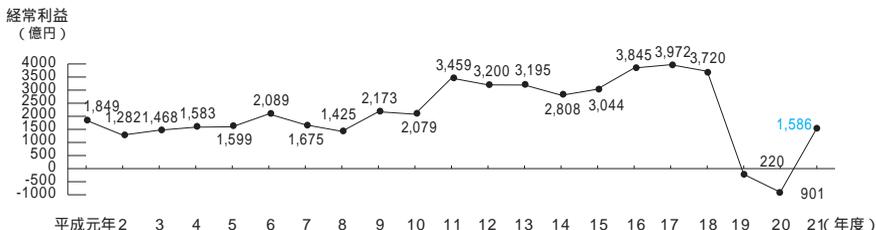
中間貯蔵施設・・・原子力発電所で使った燃料を再処理するまでの間、リサイクル燃料として備蓄します。
 再処理施設・・・使った燃料から燃え残りのウランや新しく生まれたプルトニウムを化学的に処理して取り出します。
 ⑩ 再利用・・・再処理によって回収されたウランとプルトニウムは、燃料として再利用するために、それぞれ転換施設や成型加工施設へ運ばれます。
 ⑪ 低レベル放射性廃棄物処理施設・・・各施設の運転及び解体により発生する低レベル放射性廃棄物は、含まれる放射性廃棄物の濃度に応じた方法で埋設処分されます。
 ⑫ 高レベル放射性廃棄物処分場・・・ガラス固化した高レベル放射性廃棄物は、冷却のため30年から50年貯蔵した後、地下300メートルより深い地層に最終処分します。

VI. 経 理

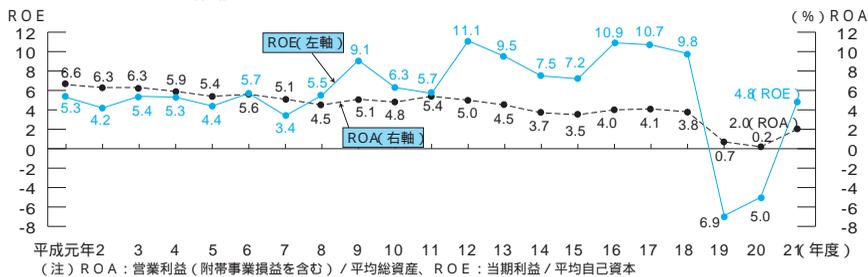
1. 利益・財務体質改善目標

柏崎刈羽原子力発電所の状況等を踏まえ、平成22年度経営計画においては、数値目標を設定しておりませんが、「経営ビジョン2010」における数値目標の達成に向け、引き続き最大限努力してまいります。

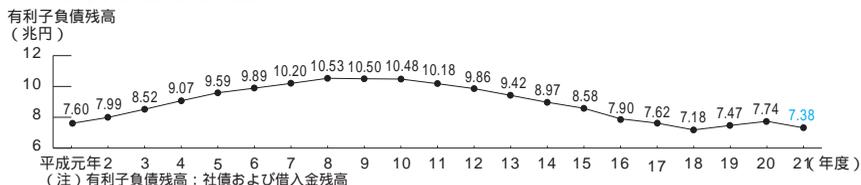
a. 経常利益の推移



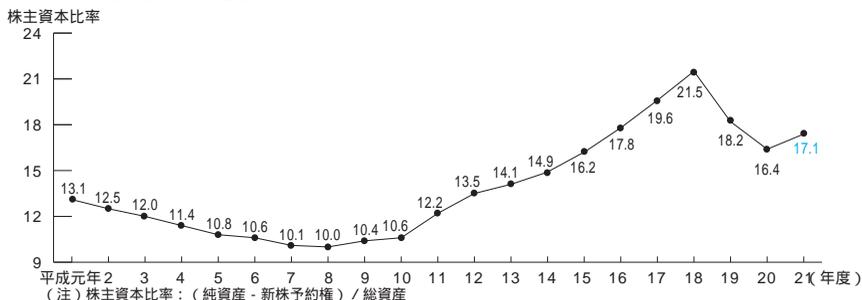
b. ROE・ROAの推移



c. 有利子負債残高の推移



d. 株主資本比率の推移



<参考> 「経営ビジョン2010」の数値目標
(2010(平成22)年度までの目標)

業務効率改善目標

「設備安全・品質確保を大前提に2003(平成15)年度比で20%以上改善」

財務体質改善目標

「株主資本比率25%以上を達成」

事業の成長目標 - 販売電力量の開拓

「100億kWh以上を開拓」(平成16～22年度累計)

事業の成長目標 - 電気事業以外の売上高・営業利益

「電気事業以外の売上高^(注1)3,000億円以上、
電気事業以外の営業利益^(注2)500億円以上を確保」

^(注1) 連結子会社・附帯事業の外部顧客に対する売上高の合計

^(注2) 連結子会社・附帯事業の営業利益の合計

地球環境貢献目標

「CO₂排出原単位を2008(平成20)～2012(平成24)年度の5年間平均で1990(平成2)年度比20%削減」

2. 貸借対照表

(1) 単独

(単位：億円)

		年度										
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
資 産 の 部	固 定 資 産	137,374	135,593	132,547	128,890	125,323	124,293	122,427	122,496	119,465	118,554	
	電 気 事 業 固 定 資 産	105,977	103,386	98,339	97,234	93,109	91,549	87,705	84,160	81,595	78,717	
	水 力 発 電 設 備	7,891	7,504	7,127	6,768	6,430	6,788	8,356	7,914	7,516	7,156	
	汽 力	13,017	13,761	12,927	15,466	14,740	13,280	12,029	11,165	11,273	10,324	
	原 子 力	12,603	11,468	10,259	9,328	8,583	7,949	7,394	6,794	6,438	6,709	
	内 燃 力	123	123	116	137	127	95	94	115	104	99	
	新 エ ネ ル ギ ー 等 発 電 設 備	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
	送 電 設 備	32,641	31,219	29,833	28,336	27,135	25,965	24,908	23,816	22,813	21,779	
	変 配 電 設 備	13,001	12,648	11,817	11,282	10,560	10,138	9,868	9,484	8,997	8,663	
	定 額 資 産 反 動	24,296	24,247	23,977	23,633	23,494	23,302	23,145	22,933	22,671	22,315	
	備 考	2,401	2,412	2,280	2,281	2,038	2,028	1,907	1,935	1,780	1,656	
	固 定 資 産 反 動	11,390	11,230	10,281	8,053	7,365	4,824	5,262	5,950	5,906	6,509	
	流 入	7,139	7,667	8,560	9,115	9,291	9,209	8,968	9,239	9,170	9,035	
	流 出	12,867	13,308	13,526	14,487	15,537	18,710	20,491	23,145	22,792	24,293	
繰 延	5,602	6,155	5,577	5,449	5,685	6,018	6,812	8,080	10,435	7,875		
		-	-	-	3	2	2	-	-	-	-	
合 計		142,976	141,748	138,125	134,343	131,011	130,314	129,240	130,577	129,900	126,430	
負 債 及 純 資 産 の 部	固 定 負 債	93,699	91,072	92,225	92,714	89,852	81,896	78,082	83,505	88,418	85,498	
	社 債	48,371	46,684	51,429	55,502	53,765	48,991	45,299	46,944	49,363	47,391	
	換 入 債 権	1,784	1,784	-	-	-	-	-	-	-	-	
	長 期 借 入 金	26,590	23,178	19,945	16,822	14,760	12,109	11,602	12,947	15,281	14,663	
	流 入	16,953	19,425	20,850	20,388	21,325	20,796	21,180	23,613	23,774	23,443	
	流 出	29,939	30,563	25,271	19,813	17,616	22,704	23,202	23,072	20,036	19,275	
	引 当 金	52	59	42	118	195	163	223	173	134	50	
	負 債 合 計	123,691	121,695	117,540	112,645	107,664	104,764	101,508	106,750	108,589	104,823	
	資 本 金	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	-	-	-	-	
	資 本 剰 余 金	190	190	190	190	190	190	-	-	-	-	
	資 本 準 備 金	190	190	190	190	190	190	-	-	-	-	
	利 益 剰 余 金	11,688	12,738	13,455	14,161	15,798	17,595	-	-	-	-	
	利 益 準 備 金	1,691	1,691	1,691	1,691	1,691	1,691	-	-	-	-	
	諸 準 備 金	2,994	2,955	2,955	2,955	2,957	2,956	-	-	-	-	
(うち原価変動積立金)	(2,952)	(2,952)	(2,952)	(2,952)	(2,952)	(2,952)	-	-	-	-		
別 途 積 立 金	3,910	5,160	6,200	6,910	7,610	9,240	-	-	-	-		
当 期 未 処 分 利 益	3,092	2,931	2,608	2,604	3,539	3,707	-	-	-	-		
株 式 等 評 価 差 額 金	641	362	194	615	639	1,051	-	-	-	-		
自 己 株 式	-	2	18	33	43	51	-	-	-	-		
資 本 合 計	19,284	20,052	20,585	21,697	23,347	25,550	-	-	-	-		
株 主 資 本	-	-	-	-	-	-	26,298	23,505	21,558	21,768		
資 本 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	6,764	6,764	6,764	6,764		
資 本 準 備 金	-	-	-	-	-	-	190	191	191	191		
資 本 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	190	190	190	190		
其 他 資 本 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	0	1	1	1		
利 益 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	19,405	16,615	14,674	14,887		
利 益 準 備 金	-	-	-	-	-	-	1,691	1,691	1,691	1,691		
其 他 利 益 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	17,713	14,924	12,983	13,196		
諸 準 備 金	-	-	-	-	-	-	2,955	2,954	2	5		
(うち原価変動積立金)	-	-	-	-	-	-	(2,952)	(2,952)	(-)	(-)		
別 途 積 立 金	-	-	-	-	-	-	11,030	12,700	12,700	10,760		
繰 越 利 益 剰 余 金	-	-	-	-	-	-	3,728	729	280	2,430		
自 己 株 式	-	-	-	-	-	-	61	65	71	74		
評 価 ・ 換 算 差 額 等	-	-	-	-	-	-	1,433	321	247	162		
其 他 有 価 証 券 評 価 差 額 金	-	-	-	-	-	-	1,433	321	247	162		
繰 延 ヘ ッ ジ 損 益	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-		
純 資 産 合 計	-	-	-	-	-	-	27,732	23,827	21,311	21,606		
合 計		142,976	141,748	138,125	134,343	131,011	130,314	129,240	130,577	129,900	126,430	

(注) 1. 億円未満を切り捨てて表示。

2. 18年度より貸借対照表の純資産の部の表示に関する会計基準を適用している。

3. 21年度より電気事業会計規則改正に伴い新エネルギー等発電設備を区分掲記している。

(2) 連結

(単位：億円)

		年度									
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
資産の部	固定資産	139,588	138,794	135,561	132,697	130,259	128,485	126,706	126,975	123,512	122,214
	電気事業固定資産	105,034	102,429	97,426	96,366	92,295	90,796	86,996	83,513	80,990	78,142
	水力発電設備	7,962	7,569	7,192	6,834	6,495	6,854	8,422	8,005	7,615	7,255
	原子力発電設備	12,964	13,709	12,879	15,418	14,698	13,246	11,998	11,139	11,248	10,308
	送電設備	12,572	11,436	10,227	9,294	8,550	7,920	7,366	6,767	6,411	6,678
	変電設備	32,464	31,035	29,660	28,177	26,987	25,831	24,794	23,709	22,712	21,680
	配電設備	12,856	12,506	11,687	11,165	10,454	10,048	9,787	9,410	8,933	8,603
	業務用設備	23,695	23,642	23,388	23,064	22,947	22,773	22,626	22,433	22,187	21,850
	固定資産等	2,518	2,529	2,390	2,413	2,161	2,120	1,999	2,048	1,882	1,765
	流動資産	11,354	11,302	12,282	8,480	7,769	5,199	5,566	6,596	6,485	6,867
流動負債	7,125	7,651	8,541	9,093	9,251	9,171	8,937	9,218	9,159	9,029	
流動資産	16,072	17,411	17,310	18,757	20,942	23,319	25,206	27,646	26,876	28,174	
流動負債	6,034	6,991	6,211	6,308	7,225	7,452	8,507	9,815	12,080	9,825	
		-	-	-	3	2	2	-	-	-	-
	資産合計	145,622	145,785	141,772	139,009	137,488	135,941	135,213	136,790	135,593	132,039
負債及び純資産(資本)の部	固定負債	94,957	92,779	93,681	94,975	93,611	84,323	80,737	86,026	90,677	87,693
	社長期借入金	48,384	46,688	51,459	55,551	54,003	49,052	45,350	46,974	49,370	47,396
	流動負債	27,458	24,222	20,725	18,363	17,492	13,727	13,356	14,588	16,875	16,143
	流動負債	17,330	20,084	21,496	21,060	22,115	21,544	22,030	24,463	24,431	24,153
	流動負債	30,182	30,993	25,457	20,038	18,334	23,298	23,514	23,635	20,585	19,130
	引当金	52	60	42	119	197	164	224	174	135	51
	負債合計	125,192	123,833	119,181	115,133	112,143	107,786	104,476	109,836	111,398	106,875
	株主資本	-	-	-	-	-	-	28,755	26,261	24,601	25,190
	資本剰余金	-	-	-	-	-	-	6,764	6,764	6,764	6,764
	資本剰余金	-	-	-	-	-	-	190	191	191	191
	自己株式	-	-	-	-	-	-	21,868	19,378	17,723	18,314
	自己株式	-	-	-	-	-	-	67	71	77	80
	評価・換算差額等	-	-	-	-	-	-	1,579	275	815	532
	純資産(資本)	-	-	-	-	-	-	1,550	375	261	156
	純資産(資本)	-	-	-	-	-	-	11	128	229	104
純資産(資本)	-	-	-	-	-	-	36	36	36	36	
純資産(資本)	-	-	-	-	-	-	76	65	288	234	
新株予約権	-	-	-	-	-	-	0	-	-	0	
少数株主持分	49	132	132	271	322	356	402	416	408	507	
純資産合計	-	-	-	-	-	-	30,737	26,954	24,194	25,164	
負債及び純資産合計	-	-	-	-	-	-	135,213	136,790	135,593	132,039	
資本合計	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	-	-	-	-	
資本剰余金	190	190	190	190	190	190	-	-	-	-	
利益剰余金	12,738	14,436	15,274	15,959	17,409	19,699	-	-	-	-	
土地再評価差額金	-	10	9	6	5	36	-	-	-	-	
その他有価証券評価差額金	689	396	206	718	699	1,177	-	-	-	-	
為替換算調整勘定	-	24	37	4	2	58	-	-	-	-	
自己株式	0	2	24	39	49	57	-	-	-	-	
資本合計	20,382	21,819	22,458	23,604	25,021	27,797	-	-	-	-	
負債、少数株主持分及び資本合計	145,622	145,785	141,772	139,009	137,488	135,941	-	-	-	-	

(注) 1. 億円未満を切り捨てて表示。

2. 18年度より貸借対照表の純資産の部の表示に関する会計基準を適用している。

3. 損益計算書

(1) 単独

(単位：億円)

年度		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
収益の部	営業収益	52,251	51,296	48,804	47,345	48,232	49,410	50,150	52,243	56,433	48,044
	電気事業営業収益	20,241	19,874	19,555	19,094	19,768	20,224	19,834	20,962	22,078	20,086
	電燈料	30,619	30,015	27,297	26,887	26,604	26,595	27,211	28,184	30,881	24,959
	地帯間・他社販売電力料	935	958	717	719	1,011	1,439	1,686	1,643	1,697	1,362
	その他電気事業営業収益	454	448	443	519	602	712	790	900	885	924
	附帯事業営業収益	112	109	70	124	246	438	627	552	891	711
	営業財務収益	129	155	185	259	285	376	428	414	399	482
	財務外収益	129	155	101	153	104	108	170	204	265	311
	附帯事業外収益	57	79	83	105	180	268	258	209	133	171
	当期経常収益合計	52,493	51,560	48,269	47,604	48,517	49,787	50,579	52,658	56,833	48,527
	費用の部	営業費用	45,106	44,916	42,962	42,623	42,877	44,043	45,191	51,293	56,206
電気事業営業費用		1,096	1,024	4,282	4,315	4,238	43,250	44,262	50,750	55,326	44,875
水力発電費		10,217	9,706	10,991	12,522	11,414	13,153	13,115	20,321	23,654	14,624
原子力発電費		6,833	7,942	5,213	4,643	5,828	5,561	5,843	5,366	4,694	4,923
内燃力発電費		78	71	59	77	75	98	71	70	98	72
新エネルギー等発電費		6,310	6,076	6,198	6,371	6,008	6,293	6,506	7,731	8,425	7,224
地帯間・他社購入電力料		4,284	4,195	4,001	3,844	3,825	3,868	3,872	3,784	3,586	3,564
送配電費用		2,411	2,408	2,118	1,978	1,946	1,847	1,808	1,719	1,632	1,596
変配電費用		5,456	5,277	4,955	4,812	5,004	4,798	4,828	4,858	4,731	4,765
販売管理費用		1,981	1,972	1,926	1,918	1,935	1,917	1,965	1,964	1,874	1,889
一般管理促進税		4,583	4,418	4,591	3,468	3,491	2,937	3,429	2,208	3,937	3,698
電源開発業	1,252	1,231	1,261	1,216	1,245	1,189	1,190	1,154	1,119	1,088	
その他電気事業営業費用	612	602	557	544	557	568	572	585	630	525	
附帯事業営業費用	12	11	4	8	23	35	41	42	42	31	
(営業財務利益)費用	7,144	6,379	5,122	4,722	5,354	5,367	4,959	950	227	2,499	
営業財務費用	3,799	3,092	2,499	1,936	1,794	1,771	1,667	1,584	1,529	1,395	
財務外費用	386	356	2,069	1,698	1,571	1,546	1,492	1,452	1,366	1,305	
附帯事業外費用	53	84	429	237	223	225	175	132	162	90	
当期経常費用合計	49,292	48,364	45,461	44,559	44,672	45,815	46,858	52,878	57,735	46,940	
当期経常利益	3,200	3,195	2,808	3,044	3,845	3,972	3,720	220	901	1,586	
減価償却引当金	18	7	17	75	77	32	59	50	38	84	
特別引当金		274	416	419	124	120	607	186	703		
税法上の引当金	3,182	2,913	2,409	2,549	3,767	4,008	4,268	2,655	1,566	1,670	
法人税等調整額	1,340	1,319	1,255	880	1,336	1,299	1,793	2	0	0	
当期純利益	192	268	377	151	17	100	146	881	435	647	
前年度繰越利益	2,033	1,862	1,530	1,518	2,448	2,608	2,621	1,776	1,131	1,023	
過年度税効果引当金	1,464	1,474	1,483	1,491	1,497	1,504					
税効果会計適用に伴う諸準備金	405	405	405	405	405	405					
利益準備金積立額	0										
当期未処分利益	3,092	2,931	2,608	2,604	3,539	3,707					

(注) 1. 億円未満を切り捨てて表示。

2. 21年度より電気事業会計規則改正に伴い、新エネルギー等発電費を区分掲記している。

(2) 連結

(単位：億円)

		年度									
		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
収益の部	営業収益	52,580	52,205	49,191	48,538	50,472	52,554	52,830	54,793	58,875	50,162
	電気事業営業収益	52,203	51,296	48,013	47,221	47,976	48,955	49,523	51,685	55,537	47,327
	その他事業営業収益	377	909	1,177	1,317	2,495	3,599	3,307	3,108	3,338	2,834
	営業外収益	178	308	208	242	388	525	670	697	635	731
	持分法による投資利益	178	308	208	242	377	11	53	136	91	138
当期経常収益合計	52,758	52,514	49,399	48,780	50,860	53,080	53,500	55,491	59,510	50,894	
費用の部	営業費用	45,254	45,616	43,977	43,648	44,809	46,792	47,321	53,429	58,206	47,318
	電気事業営業費用	44,885	44,688	42,640	42,119	42,077	42,969	43,981	50,558	55,136	44,720
	その他事業営業費用	369	928	1,336	1,528	2,731	3,823	3,339	2,870	3,070	2,598
	(営業利益)	(7,325)	(6,589)	(5,214)	(4,890)	(5,663)	(5,762)	(5,509)	(1,364)	(669)	(2,844)
	営業外費用	4,194	3,469	2,711	2,055	1,969	2,018	1,766	1,730	1,651	1,532
持分法による投資損失	10	53	133	165							
その他の営業外費用	4,183	3,415	2,577	1,890	1,969	2,018	1,766	1,730	1,651	1,532	
当期経常費用合計	49,449	49,085	46,688	45,703	46,778	48,810	49,087	55,160	59,857	48,851	
当期経常利益	3,309	3,428	2,711	3,077	4,082	4,269	4,412	331	346	2,043	
当	湯水準備金引当又は取崩し	18	7	17	76	77	32	59	50	38	84
	特別損益						511	607	186		107
	税金等調整前当期純利益	3,291	3,124	2,651	2,553	3,728	4,738	4,960	2,124	688	2,234
	法人税等調整額	1,431	1,433	1,341	983	1,462	1,463	2,028	175	185	201
	少数株主調整額	217	274	334	86	6	133	89	826	372	665
	当期純利益	1	51	8	12	10	37	40	27	35	29
	当期純損益	2,078	2,017	1,652	1,495	2,261	3,103	2,981	1,501	845	1,337

(注) 億円未満を切り捨てて表示。

4. 収支比較表（単独）

（単位：億円）

年度		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
経常 収益	電 灯 料	20,241	19,874	19,555	19,094	19,768	20,224	19,834	20,962	22,078	20,086	
	電 力 料	30,619	30,015	27,297	26,887	26,604	26,595	27,211	28,184	30,881	24,959	
	（小計）	(50,861)	(49,889)	(46,852)	(45,981)	(46,372)	(46,820)	(47,046)	(49,147)	(52,959)	(45,045)	
	そ の 他	1,632	1,671	1,417	1,623	2,145	2,967	3,533	3,510	3,873	3,481	
	（計）	(52,493)	(51,560)	(48,269)	(47,604)	(48,517)	(49,787)	(50,579)	(52,658)	(56,833)	(48,527)	
経常 費用	人 件 費	5,256	5,268	5,442	4,451	4,544	4,010	4,589	3,377	4,834	4,813	
	燃 料 費	6,966	6,621	7,826	9,058	8,224	10,400	10,627	17,551	20,787	11,926	
	修 繕 費	5,485	5,039	4,062	4,114	4,727	4,693	4,590	4,321	3,813	3,739	
	減 価 償 却 費	9,467	9,169	8,828	8,450	7,859	7,534	7,045	7,262	7,086	7,098	
	購 入 電 力 料	6,310	6,076	6,198	6,371	6,008	6,293	6,506	7,731	8,425	7,224	
	支 払 利 息	3,773	3,046	2,039	1,679	1,563	1,537	1,480	1,430	1,346	1,295	
	租 税 公 課	3,579	3,559	3,486	3,389	3,439	3,364	3,370	3,302	3,273	3,128	
	原子力バックエンド費用 その他	8,453	9,583	7,576	7,044	8,304	7,980	1,955	1,645	1,329	1,385	
		（計）	(49,292)	(48,364)	(45,461)	(44,559)	(44,672)	(45,815)	(46,858)	(52,878)	(57,735)	(46,940)
		経 常 利 益	3,200	3,195	2,808	3,044	3,845	3,972	3,720	220	901	1,586
特 別 法 人 税 等 調 整 額	湯 水 準 備 金 引 当	18	7	17	75	77	32	59	50	38	84	
	特 別 損 益						124	607	186			
	特 別 損 失		274	416	419		120		2,671	703		
	法 人 税 等	1,340	1,319	1,255	880	1,336	1,299	1,793	2	0	0	
	法 人 税 等 調 整 額	192	268	377	151	17	100	146	881	435	647	
	当 期 純 利 益	2,033	1,862	1,530	1,518	2,448	2,608	2,621	1,776	1,131	1,023	

（注）1. 億円未満を切り捨てて表示。

2. 18年度より、経常費用の「その他」に含まれていた「原子力バックエンド費用」（使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費）を個別に表記しております。

5. 連結キャッシュ・フロー計算書

(単位：億円)

年度	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
営業活動によるキャッシュ・フロー										
税金等調整前当期純利益	3,291	3,124	2,651	2,553	3,728	4,738	4,960	2,124	995	2,234
減価償却費	9,646	9,534	9,223	8,899	8,475	8,240	7,516	7,724	7,570	7,593
減損損失				448					122	
核燃料減損額	776	710	482	201	473	496	555	334	316	371
固定資産除却損	339	352	328	324	332	341	453	240	231	229
返贈給付引当金の増減額 (は減少)	420	514	637	661	392	656	37	144	8	74
使用済核燃料再処理引当金の増加額	719	1,851	656	228	1,117					
使用済核燃料再処理等引当金の増減額 (は減少)						96	175	321	155	176
使用済燃料再処理等準備引当金の増減額 (は減少)							179	26	64	93
原子力発電施設解体引当金の増減額 (は減少)	193	163	156	16	35	213	165	821	162	185
災害損失引当金の増減額 (は減少)								1,645	36	753
受取利息及び受取配当金	99	97	88	83	97	111	190	293	312	278
支払利息	3,803	3,085	2,067	1,704	1,645	1,613	1,547	1,493	1,401	1,340
連結除外を伴う子会社合併による株式交換差益						511				
事業移転利益							607			
持分法による投資損益 (は益)									138	126
使用済燃料再処理等積立金の増減額 (は増加)						2,622	842	1,714	1,495	1,569
長期前払費用の増減額 (は増加)								1,054	615	
売上債権の増減額 (は増加)								75	428	810
たな卸資産の増減額 (は増加)										
仕入債務の増減額 (は減少)	459	291	917	190	388	918	332	2,359	1,140	669
その他	820	495	243	252	1,210	22	311	314	369	554
小 計	19,854	19,282	17,605	14,188	16,794	12,552	13,726	8,603	6,402	11,106
利息及び配当金の受取額	61	67	42	46	82	68	143	239	278	293
利息の支払額	3,890	3,212	2,173	1,750	1,653	1,638	1,577	1,505	1,414	1,378
法人税等の支払額又は還付額 (は支払)	1,460	1,495	1,411	1,008	1,108	1,626	1,556	2,238	724	138
営業活動によるキャッシュ・フロー	14,564	14,641	14,063	11,475	14,114	9,356	10,736	5,098	5,991	9,882
投資活動によるキャッシュ・フロー										
固定資産の取得による支出	9,452	8,945	8,282	6,598	5,614	6,184	5,441	6,710	6,614	6,336
工事負担金等受入による収入	104	133	275	136	166	109	251	190	124	256
投融資による支出	584	231	383	221	215	168	321	578	177	521
投融資の回収による収入	11	200	20	20	312	213	236	69	299	128
連結範囲の変更を伴う子会社株式の取得による支出				174	307	143		9	9	
連結範囲の変更を伴う子会社株式の取得による収入		10		95	4		1	23	8	
連結範囲の変更を伴う子会社株式の売却による支出								8	161	
連結範囲の変更を伴う子会社株式の売却による収入								34		
連結範囲の変更を伴う子会社合併等による減少額						449				
連結範囲の変更を伴う子会社合併の売却による収入							9			
連結子会社における会社分割に伴う減少額								3		
事業移転に伴う減少額								39		
事業譲渡による収入										376
その他	249	221	267	195	119	469	198	127	175	104
投資活動によるキャッシュ・フロー	10,170	9,054	8,637	6,938	5,775	6,153	5,501	6,862	6,553	5,992
財務活動によるキャッシュ・フロー										
社債の発行による収入	6,998	7,597	8,008	5,345	2521	2,491	3,279	7,477	6,680	2,393
社債の償還による支出	8,813	8,627	7,103	4,625	1,243	4,059	7,290	6,933	5,980	4,278
長期借入れによる収入	1,904	2,502	875	1,476	964	980	1,947	4,269	5,404	3,220
長期借入金の返済による支出	5,388	7,014	5,498	3,933	4,321	3,157	3,610	5,527	2,820	3,561
短期借入れによる収入	13,406	13,612	14,474	13,774	10,758	9,065	8,342	8,153	8,595	7,218
短期借入金の返済による支出	13,141	14,286	13,752	15,632	12,155	9,358	8,238	7,885	9,512	7,497
コマーシャルペーパーの発行による収入	15,150	22,320	20,240	22,990	13,650	10,200	8,980	14,870	15,550	7,300
コマーシャルペーパーの償還による支出	13,550	20,900	22,160	23,090	17,200	8,850	7,840	14,520	16,150	9,000
配当金の支払額	877	810	809	809	809	808	809	1,010	809	808
その他	0	25	11	10	20	4	20	12	13	61
財務活動によるキャッシュ・フロー	4,312	5,581	5,737	4,513	7,856	3,501	5,148	1,882	1,944	4,950
現金及び現金同等物に係る換算差額		12	9	20	6	22	4	6	46	4
現金及び現金同等物の増減額 (は減少)	82	18	303	3	489	276	91	112	1,335	1,055
現金及び現金同等物の期首残高	754	836	1,134	831	834	1,324	1,047	1,139	1,251	2,587
連結子会社増加による現金及び現金同等物の増加額		279								
現金及び現金同等物の期末残高	836	1,134	831	834	1,324	1,047	1,139	1,251	2,587	1,531

(注) 億円未満を切り捨てて表示。

6. 経常利益の推移

(1) 単独

(単位：億円)

昭和50年度	上期	323	平成3年度	1,468
	下期	337	平成4年度	1,583
昭和51年度	上期	353	平成5年度	1,599
	下期	683	平成6年度	2,089
昭和52年度	上期	695	平成7年度	1,675
	下期	783	平成8年度	1,425
昭和53年度		1,674	平成9年度	2,173
昭和54年度		274	平成10年度	2,079
昭和55年度		2,745	平成11年度	3,459
昭和56年度		944	平成12年度	3,200
昭和57年度		1,954	平成13年度	3,195
昭和58年度		2,568	平成14年度	2,808
昭和59年度		2,179	平成15年度	3,044
昭和60年度		3,439	平成16年度	3,845
昭和61年度		4,440	平成17年度	3,972
昭和62年度		3,418	平成18年度	3,720
昭和63年度		2,753	平成19年度	220
平成元年度		1,849	平成20年度	901
平成2年度		1,282	平成21年度	1,586

(2) 連結

(単位：億円)

平成6年度	2,120	平成14年度	2,711
平成7年度	1,692	平成15年度	3,077
平成8年度	1,465	平成16年度	4,082
平成9年度	2,223	平成17年度	4,269
平成10年度	2,192	平成18年度	4,412
平成11年度	3,500	平成19年度	331
平成12年度	3,309	平成20年度	346
平成13年度	3,428	平成21年度	2,043

7. 資本金の推移

(単位：千円)

年月日	増資	資本金	備考
昭和 26. 5. 1		1,460,000	設立
27. 12. 15	2,920,000	4,380,000	1 : 2 有償増資
28. 1. 31	1,460,000	5,840,000	3 : 1 無償増資
28. 12. 19	2,920,000	8,760,000	2 : 1 有償無償抱合せ
29. 12. 13	4,380,000	13,140,000	2 : 1 有償無償抱合せ
32. 10. 1	6,860,000	20,000,000	2 : 1 有償無償抱合せ 公募58万株
33. 10. 1	10,000,000	30,000,000	2 : 1 有償無償抱合せ
34. 10. 1	15,000,000	45,000,000	2 : 1 有償無償抱合せ
35. 10. 1	15,000,000	60,000,000	3 : 1 有償無償抱合せ
36. 10. 16	30,000,000	90,000,000	2 : 1 有償無償抱合せ
38. 4. 1	30,000,000	120,000,000	3 : 1 有償無償抱合せ
41. 4. 1	30,000,000	150,000,000	4 : 1 有償無償抱合せ
43. 7. 2	37,500,000	187,500,000	4 : 1 有償無償抱合せ
45. 7. 2	46,875,000	234,375,000	4 : 1 有償無償抱合せ
47. 9. 11	9,375,000	243,750,000	再評価積立金の一部資本組入れ
48. 3. 30	56,250,000	300,000,000	5 : 1 有償無償抱合せ 公募 3,750万株
49. 6. 16	3,000,000	303,000,000	1 : 0.01 無償増資
49. 12. 13	3,030,000	306,030,000	1 : 0.01 無償増資
50. 6. 17	3,060,300	309,090,300	1 : 0.01 無償増資
50. 7. 2	91,809,000	400,899,300	1 : 0.3 有償無償抱合せ
51. 7. 15	4,008,993	404,908,293	1 : 0.01 無償増資
51. 10. 1	1,707	404,910,000	端数調整 (公募3,414株)
52. 1. 14	4,049,100	408,959,100	1 : 0.01 無償増資
53. 7. 2	101,040,900	510,000,000	1 : 0.2 有償増資 公募 3,849万8,160株
55. 7. 13	10,200,000	520,200,000	1 : 0.02 無償増資
56. 10. 1	129,800,000	650,000,000	1 : 0.2 有償増資 公募 5,152万株
61. 11. 20	6,500,000	656,500,000	1 : 0.01 無償増資
平成 1.3.1~1.3.31	496	656,500,496	転換社債の転換による増加
1. 4.1~2.3.31	611,977	657,112,473	転換社債の転換による増加
2. 4.1~2.5.21	37,995	657,150,469	転換社債の転換による増加
2. 5. 22	13,131,628	670,282,097	1 : 0.02 無償増資
2. 5.22~3.3.31	128,486	670,410,584	転換社債の転換による増加
3. 4.1~4.3.31	3,991	670,414,576	転換社債の転換による増加
5. 4.1~6.3.31	497	670,415,073	転換社債の転換による増加
6. 4.1~7.3.31	497	670,415,571	転換社債の転換による増加
7. 11. 20	6,018,125	676,433,697	資本準備金の一部資本組入れ
12. 4.1~13.3.31	500	676,434,197	1 1.01 株式分割 (無償交付) 転換社債の転換による増加

(注) 増資比率の表示は、昭和49年以降、東京証券取引所の指示により現行表示方法に変更。

8. 株主数と株式数の推移（単元未満株主・株式を含む）

年度末																
	昭和26	30	40	50	60	平成2	7	12	14	15	16	17	18	19	20	21
株主総数(人)	86,538	107,508	201,853	353,853	384,401	760,579	860,249	817,810	850,519	836,331	821,841	801,025	757,030	811,725	793,488	794,653
個人株主数(人)	85,506	105,448	199,118	351,103	380,157	751,212	851,756	810,991	843,746	829,907	815,679	794,956	751,185	805,673	787,440	788,842
(比率、%)	(98.8)	(98.1)	(98.6)	(99.2)	(98.9)	(98.8)	(99.0)	(99.2)	(99.2)	(99.2)	(99.3)	(99.2)	(99.2)	(99.3)	(99.2)	(99.3)
株式総数(万株)	292	2,628	24,000	80,179	130,000	133,947	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286	135,286
個人持株数(万株)	126	1,363	9,082	33,303	38,907	43,787	48,169	46,778	50,458	52,912	51,358	49,796	45,009	49,756	48,936	51,235
(比率、%)	(43.4)	(51.9)	(37.8)	(41.5)	(29.9)	(32.7)	(35.6)	(34.6)	(37.3)	(39.1)	(38.0)	(36.8)	(33.3)	(36.8)	(36.2)	(37.9)
資本金(億円)	14	131	1,200	4,008	6,500	6,704	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764	6,764

< 参考 > 個人株主比率、個人持株比率の他業種との比較（単元株）
（平成22年3月末）

業種別 （全上場会社）	個人株主比率 （%）	個人持株比率 （%）
当 社	99.3	37.5
鉄 鋼	98.1	22.2
機 械	97.4	29.4
全 産 業	97.2	25.0

（注）当社以外の数字は「株式分布状況調査（平成20年度）」[東京証券取引所等が実施]による。

< 参考 > 株式の所有者別分布状況（単元株）
（平成22年3月末）

	政府及び地方公共団体	国内法人	外国法人等	個人・その他	合計
株主数(人)	35	3,640	799	605,665	610,139
(比率、%)	(0.0)	(0.6)	(0.1)	(99.3)	(100.0)
所有株式数(百株)	434,613	5,592,157	2,349,227	5,076,493	13,452,490
(比率、%)	(3.2)	(41.6)	(17.5)	(37.7)	(100.0)

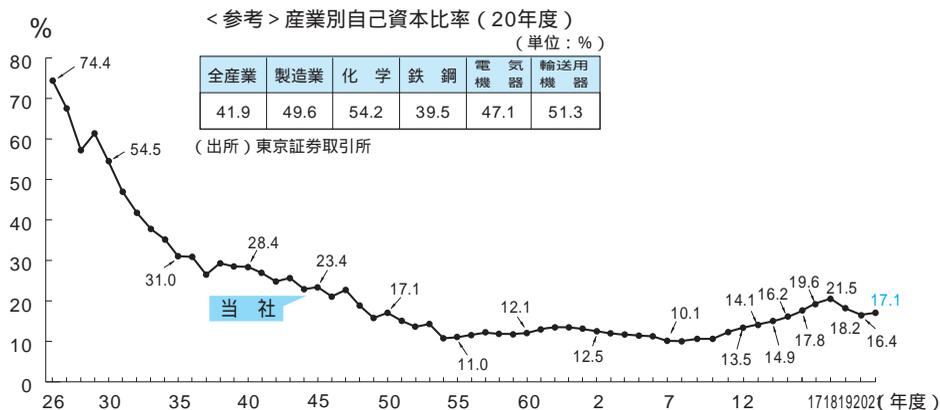
< 参考 > 大株主（上位10位）

（平成22年3月末）

株 主 名	持 株 数（千株）	持 株 比 率（％）
日本トラスティ・サービス 信託銀行株式会社（信託口）	60,489	4.47
第一生命保険相互会社	55,001	4.07
日本生命保険相互会社	52,800	3.90
日本マスタートラスト 信託銀行株式会社（信託口）	51,557	3.81
東 京 都	42,676	3.15
株式会社三井住友銀行	35,927	2.66
株式会社みずほコーポレート銀行	23,791	1.76
東京電力従業員持株会	20,620	1.52
日本トラスティ・サービス 信託銀行株式会社（信託口4）	13,925	1.03
株式会社三菱東京UFJ銀行	13,239	0.98
計	370,029	27.35

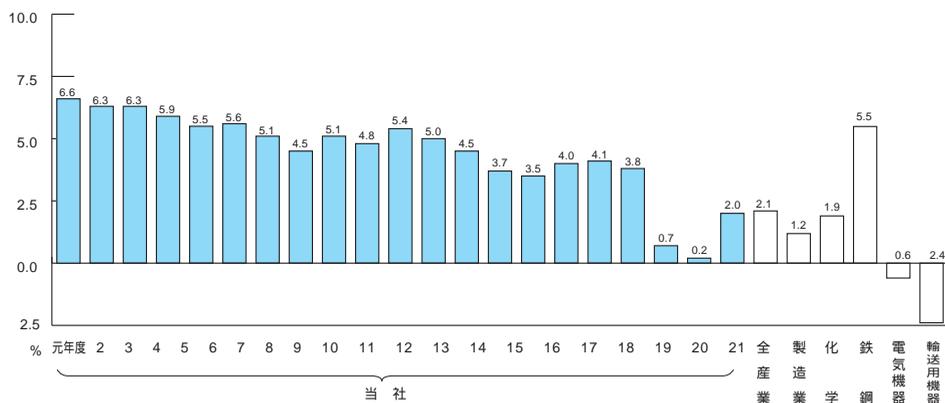
（注）千株未満は切り捨て

9. 自己資本比率の推移



10. 総資産営業利益率の推移

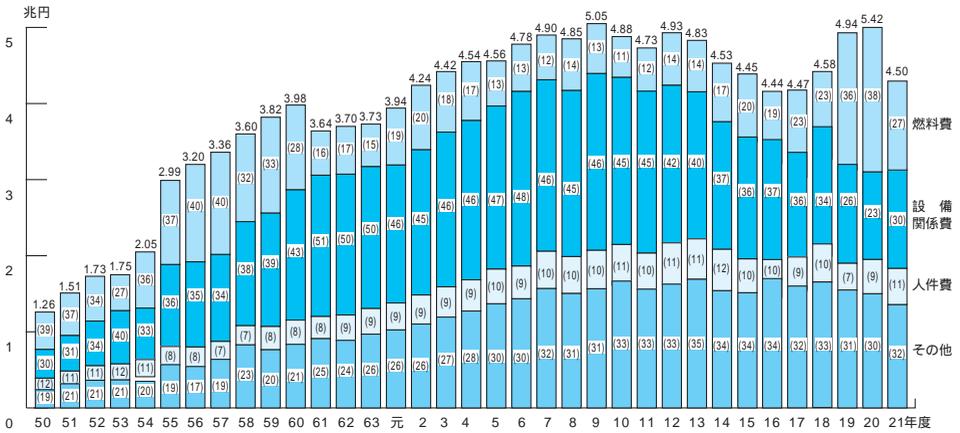
（単位：％）



（注）他産業の数値は20年度。

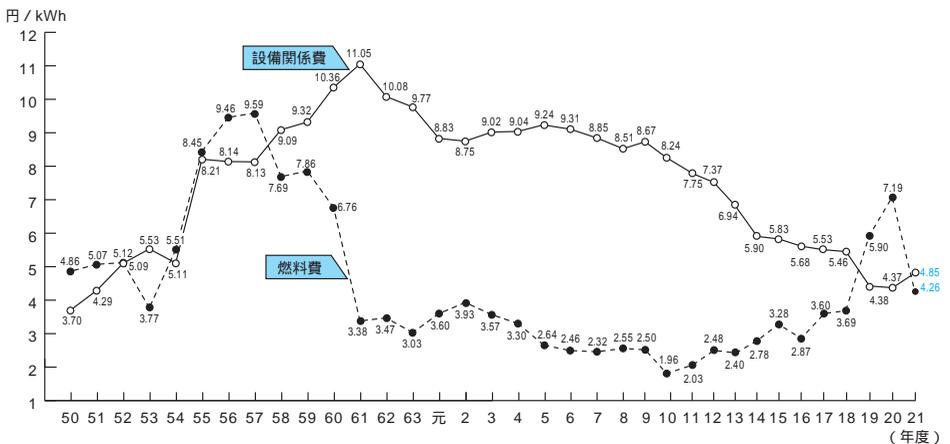
（出所）東京証券取引所

11. 電力供給コストの推移

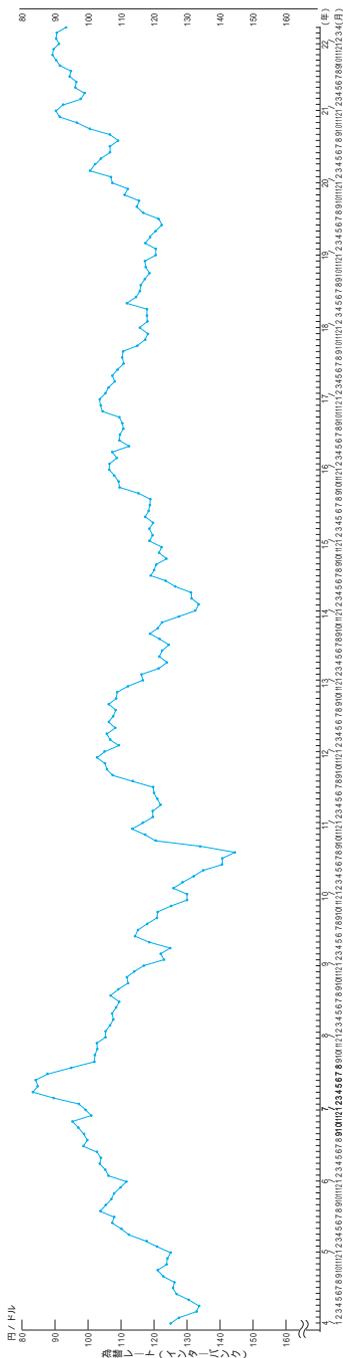


- (注) 1. 設備関係費は、修繕費、減価償却費、支払利息、配当所要資金の合計。
 2. ()内数値は構成比。
 3. 電気事業会計規則の改正に伴い、8年度より試運転償却費の分類が「その他」から「設備関係費」へ変更となった。
 4. 「その他」は購入電力料、賃借料、委託費、固定資産税、電源開発促進税、事業税など。

<参考> 販売電力量1kWhあたり設備関係費・燃料費の推移



<参考> 為替レートの推移（インターバンク月平均値）



<参考> 年度別為替レート（インターバンク）

年度	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	元	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
為替レート (円/ドル)	317	299	273	293	299	292	257	202	230	217	228	250	236	244	221	160	138	128	143	141	133	125	108	99	96	113	123	128	112	111	125	122	113	108	113	117	114	101	93

(注) 46年は8月27日まで固定相場制のため、下期の平均値を記載。

MEMO

VII. 電気料金・制度

1. 電気料金

(1) 電灯電力総合単価

(単位：円/kWh)

年度	50	51	52	53	54	55	56
電灯	15.85	17.67	19.17	18.44	19.36	28.12	28.74
電力	10.91	12.19	13.39	12.63	13.48	21.70	22.16
合計	12.22	13.61	14.90	14.17	15.01	23.38	23.90
年度	57	58	59	60	61	62	63
電灯	28.80	28.99	29.13	29.25	27.03	25.74	25.20
電力	22.40	22.42	22.43	22.60	20.57	18.95	17.98
合計	24.10	24.18	24.21	24.38	22.31	20.79	19.94
年度	元	2	3	4	5	6	7
電灯	24.70	24.78	24.86	24.93	24.80	24.68	24.52
電力	17.33	17.28	17.46	17.69	17.64	17.17	17.02
合計	19.35	19.34	19.53	19.77	19.73	19.40	19.28
年度	8	9	10	11	12	13	14
電灯	24.28	24.68	23.65	23.33	23.50	23.36	21.89
電力	16.75	16.98	16.15	18.13	18.14	18.04	16.22
合計	18.99	19.27	18.43	20.34	20.41	20.30	18.68
年度	15	16	17	18	19	20	21
電灯	21.97	21.35	21.25	21.28	21.48	22.98	20.90
電力	16.30	15.70	22.03	23.27	23.18	25.35	23.53
合計	18.74	18.17	21.34	21.52	21.67	23.24	21.18

- (注) 1. 総合単価 = $\frac{\text{電気料収入} + \text{遅收料金}}{\text{販売電力量} + \text{事業用・建設工事に電力量}}$
2. 平成11年度より特定規模需要を除く。

(2) 電気料金改定の歴史

対象会社	実施年月日	改定率(%)	改定要因
9 電力	26. 8.13	平均30.1(東京24.0)	物価上昇および第1次資産再評価実施による資本費増加のため
9 電力	27. 5.11	平均28.0(東京24.2)	物価上昇および第2次資産再評価実施による資本費増加のため
9 電力	29.10. 1	平均11.2(東京11.6)	電源開発および第3次資産再評価実施による資本費増加のため
東北電力 北陸電力	32. 7.14	東北 17.8 北陸 18.14	電源開発に伴う資本費増加のため
九州電力	36. 3.21	10.5	電源開発に伴う資本費増加および水火力調整金打ち切りによる収支悪化のため

対象会社	実施年月日	改 定 率 (%)	改 定 要 因
東 京 電 力	36. 8. 5	13.7	電源開発と送・配電設備の拡充強化に伴う資本費増加および燃料費増大のため
東 北 電 力	37.12. 1	12.63	電源開発に伴う資本費増加と燃料費および購入電力増大のため
中 部 電 力	40. 4. 1	7.89	電源開発に伴う資本費増加および燃料費増大のため
北 陸 電 力	41. 8. 9	6.38	電源開発に伴う資本費増加のため
中 国 電 力	41.10.15	3.91	経営合理化による料金格差是正のため
四 国 電 力	48. 9. 29	四 国 17.75 西 22.23	公害防止、環境調和のための投資増、燃料費の急増、諸物価高騰、電源開発に伴う資本費増大のため
9 電 力	49. 6. 1	平均56.82 (東京63.04)	燃料費の高騰・環境対策費および電力供給設備拡充に伴う資本費の増大、諸物価の高騰
4 電 力	51. 6. 26	北海道 30.33 東 北 28.47 北 陸 26.06 九 州 24.84	燃料費の高騰および諸物価高騰に伴う資本費の増大
開 西 電 力	51. 8. 10	22.22	〃
4 電 力	51. 8. 31	東 京 21.01 中 部 22.47 中 国 22.19 四 国 22.81	〃
北 海 道 電 力	55. 2. 12	34.23	燃料費高騰および資本費増大
8 電 力	55. 4. 1	平均50.83 (東京 52.33) (北海道を除く)	〃
北 海 道 電 力	56.10. 1	18.11	〃
10 電 力	63. 1. 1	9電力平均 17.83(東京 19.16)	燃料費の低減
10 電 力	元. 4. 1	平均 2.96 (東京 3.11)	消費税の導入にあわせて原価補正
10 電 力	8. 1. 1	平均 6.29 (東京 5.39)	経営効率化の実績・見込による原価の低減
10 電 力	10. 2. 10	平均 4.67 (東京 4.20)	経営効率化の実績・見込による原価の低減
10 電 力	12.10. 1	平均 5.42 (東京 5.32)	経営効率化の実績・見込による原価の低減
東 京 電 力	14. 4. 1	7.02	経営効率化の実績・見込による原価の低減
東 北 電 力	14. 7. 1	7.10	経営効率化の実績・見込による原価の低減
中 部 電 力	14. 9. 1	6.18	経営効率化の実績・見込による原価の低減
7 電 力	14.10. 1	北海道 5.39 北陸 5.32 西 国 5.35 中 国 5.72 四 国 5.22 九 州 5.21 沖 縄 5.79	経営効率化の実績・見込による原価の低減
東 京 電 力	16.10. 1	5.21	経営効率化の実績・見込による原価の低減
3 電 力	17. 1. 1	東北 4.23 中部 5.94 九州 5.46	経営効率化の実績・見込による原価の低減
5 電 力	17. 4. 1	北海道 4.04 北陸 4.05 西 国 4.53 中 国 3.53 四 国 4.23	経営効率化の実績・見込による原価の低減
沖 縄 電 力	17. 7. 1	3.27	経営効率化の実績・見込による原価の低減
4 電 力	18. 4. 1	東 京 4.01 開 西 2.91 中 部 3.79 九 州 3.71	経営効率化の実績・見込による原価の低減
6 電 力	18. 7. 1	北海道 2.85 東 北 3.05 北 陸 2.65 中 国 2.51 四 国 2.57 沖 縄 3.24	経営効率化の実績・見込による原価の低減
北 陸 電 力	20. 3. 1	-	託送料金の見直し
中 部 電 力	20. 4. 1	-	経営効率化の実績・見込による原価の低減
8 電 力	20. 9. 1	北海道 - 東 北 - 東 京 - 開 西 - 中 国 1.00 四 国 - 九 州 1.18 沖 縄 0.45	燃料費の高騰および経営効率化の実績・見込による原価の低減に伴う料金の見直し

(参 考)

10 電 力	61年6月分より61年12月分まで	9電力平均引下げ単価 2円20銭 (東京2円39銭)	円高および原油価格等の低下に伴う暫定料金引下げ措置
10 電 力	62年1月分より62年12月分まで	9電力平均引下げ単価 3円10銭 (東京3円50銭)	〃
10 電 力	5年11月分より6年9月分まで	平均引下げ単価 35銭 (東京37銭)	円高等に伴う暫定料金引下げ措置
10 電 力	6年10月分より7年6月分まで	平均引下げ単価 35銭 (東京37銭)	円高等に伴う暫定料金引下げ措置
10 電 力	7年7月分より料金改定までの間	平均引下げ単価 40銭 (東京42銭)	円高等に伴う暫定料金引下げ措置 (拡大継続)

(3) 電気料金単価表（平成22年4月1日実施）

電 灯 [電気供給約款]

契約種別				単位	料金（税込）	契約種別				単位	料金（税込）	
定額電灯	需要家料金		1契約		円 銭	臨時電灯	50VAまで		1契約 1日につき	円 銭	6.39	
	電灯料金	20Wまで	1 灯		121.26		A	50VAをこえ 100VAまで		〃	12.79	
		20Wをこえ 40Wまで	〃		196.31			100VAをこえ 500VAまでの場合 100VAまでごとに		〃	12.79	
		40Wをこえ 60Wまで	〃		270.33			500VAをこえ 1kVAまで		〃	127.95	
		60Wをこえ 100Wまで	〃		419.40			1kVAをこえ 3kVAまでの場合 1kVAまでごとに		〃	127.95	
		100Wをこえる場合 100Wまでごとに	〃		419.40			B	基本料金		10A	300.30
	小型機器料金	50VAまで	1機器		196.49		電力量料金		1kWh	26.36		
		50VAをこえ 100VAまで	〃		305.84		C		基本料金		1kVA	300.30
		100VAをこえる場合 100VAまでごとに	〃		305.84			電力量料金		1kWh	26.36	
	従量電灯	A	最低料金		最初の8kWhまで		216.30	公衆街路電灯	需要家料金		1契約	47.25
電力量料金			上記超過1kWh	17.87	A	電灯料金	20Wまで		1 灯	108.66		
B		基本料金	10A	1契約			273.00		20Wをこえ 40Wまで	〃	175.31	
			15A	〃			409.50		40Wをこえ 60Wまで	〃	243.03	
			20A	〃			546.00		60Wをこえ 100Wまで	〃	376.35	
			30A	〃			819.00		100Wをこえる場合 100Wまでごとに	〃	376.35	
			40A	〃		1,092.00	小型機器料金		50VAまで	1機器	176.54	
			50A	〃		1,365.00			50VAをこえ 100VAまで	〃	270.14	
60A		〃	1,638.00	100VAをこえる場合 100VAまでごとに	〃	270.14						
電力量料金		最初の120kWhまで (第1段階料金)	1kWh	17.87	B	基本料金			1kVA	246.75		
		120kWhをこえ 300kWhまで (第2段階料金)	〃	22.86		電力量料金			1kWh	16.73		
		上記超過 (第3段階料金)	〃	24.13		最低月額料金			1契約	195.30		
最低月額料金		1契約	216.30	C		基本料金			1kVA	273.00		
電力量料金		最初の120kWhまで (第1段階料金)	1kWh		17.87	電力量料金			1kWh	22.86		
		120kWhをこえ 300kWhまで (第2段階料金)	〃		22.86	上記超過 (第3段階料金)			〃	24.13		
		上記超過 (第3段階料金)	〃		24.13							

電 力 [電気供給約款]

契 約 種 別		単 位	料 金 (税 込)	
低 圧 電 力	基 本 料 金	1kW	円 銭 1,071.00	
	電 力 量 料 金	1kWh	夏 季 13.20	そ の 他 季 12.16
臨 時 電 力	定 額 制 供 給	1kW 1日につき	151.64	
	従 量 制 供 給	基 本 料 金	低圧電力の該当料金の20%増	
		電 力 量 料 金	1kWh	夏 季 15.47
農 事 用 電 力 <small>(かんがい排水用)</small>	基 本 料 金	1kW	420.00	
	電 力 量 料 金	1kWh	夏 季 9.54	そ の 他 季 8.84

(注) 低圧電力、および農事用電力における「夏季」とは、毎年7月1日から9月30日までの期間をいい、「その他季」とは毎年10月1日から翌年の6月30日までの期間をいいます。

[主な選択約款]

契約種別		単位	料金(税込)	
おトクなナイト8 (時間別電灯〔夜間8時間型〕)	基本料金	6kVA以下の場合	1契約 円 1,260.00	
		7kVA ~ 10kVAの場合	" 2,100.00	
		11kVA以上の場合	" 2,100.00円 + 273.00円 × (契約容量 - 10kVA)	
	電力料金	昼間時間	最初の90kWhまで (第1段階料金)	1kWh 21.87
			90kWhをこえ230kWhまで (第2段階料金)	" 28.07
		夜間時間	上記超過 (第3段階料金)	" 29.64
				" 9.17
	割引額	5時間通電機器をご使用の場合は1kVAにつき241.50円割引		
			通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合は1kVAにつき136.50円割引	
	最低月額料金		1契約	306.60
おトクなナイト10 (時間別電灯〔夜間10時間型〕)	基本料金	6kVA以下の場合	1契約 1,260.00	
		7kVA ~ 10kVAの場合	" 2,100.00	
		11kVA以上の場合	" 2,100.00円 + 273.00円 × (契約容量 - 10kVA)	
	電力料金	昼間時間	最初の80kWhまで (第1段階料金)	1kWh 23.87
			80kWhをこえ200kWhまで (第2段階料金)	" 30.74
		夜間時間	上記超過 (第3段階料金)	" 32.48
				" 9.48
	割引額	8時間通電機器をご使用の場合は1kVAにつき42.00円割引		
			5時間通電機器をご使用の場合は1kVAにつき283.50円割引	
			通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合は1kVAにつき178.50円割引	
最低月額料金		1契約	306.60	

契約種別		単位	料金(税込)
深夜電力	深夜電力 A	1契約	円 1,127.28
	深夜電力 B	基本料金	1kW 315.00
		電力量料金	1kWh 9.17
		通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合は、基本料金と電力量料金の合計を15%割引	
		第2深夜電力	基本料金
	電力量料金	1kWh 8.22	

契約種別		単位	料金(税込)	
電化 上手 (季節別時間別電灯)	基本料金	6kVA以下の場合	1契約 円 1,260.00	
		7kVA ~ 10kVAの場合	" 2,100.00	
		11kVA以上の場合	" 2,100.00円 + 273.00円 × (契約容量 - 10kVA)	
	電力料金	昼間時間	夏 季	1kWh 33.37
			その他季	" 28.28
		夜間時間	朝晩時間	" 23.13
			夜間時間	" 9.17
	割引額	5時間通電機器をご使用の場合は1kVAにつき241.50円割引		
			通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合は1kVAにつき136.50円割引	
			全電化住宅の場合は、電力量料金 夏季の昼間時間を除く 迄5%割引	
最低月額料金		1契約	306.60	

おトクなナイト8 (時間別電灯 [夜間8時間型]) における「昼間時間」とは、毎日午前7時から午後11時までの時間をい、「夜間時間」とは「昼間時間」以外の時間をいいます。

おトクなナイト10 (時間別電灯 [夜間10時間型]) における「昼間時間」とは、毎日午前8時から午後10時までの時間をい、「夜間時間」とは「昼間時間」以外の時間をいいます。

電化上手 (季節別時間別電灯) における「夏 季」とは、毎年7月1日から9月30日までの期間をい、「その他季」とは毎年10月1日から翌年の6月30日までの期間をいいます。また、「昼間時間」とは、毎日午前10時から午後5時までの時間をい、「朝晩時間」とは毎日午前7時から午前10時までと午後5時から午後11時までの時間をい、「夜間時間」とは毎日午後11時から翌朝の午前7時までの時間をいいます。

全電化住宅割引は、1ヵ月につき2,100円 (税込) を上限額とします。

契約種別		単位	料金(税込)
融雪用電力	基本料金	契約使用期間の最初の3ヵ月まで	1kW 円 2,005.50
		3ヵ月超過	" 477.75
電力量料金	1kWh	11.79	

契約種別		単位	料金(税込)	
低圧高負荷契約	基本料金	1kW	円 1,260.00	
		電力量料金	1kWh	夏 季 15.05

契約種別		単位	料金(税込)	
農業用低圧季節別時間別電力	基本料金	5kW以下の場合	1契約 円 5,355.00	
		5kW超過の場合	" 5,355.00 + 1,071.00円 × (契約電力 - 5kW)	
	電力料金	昼間時間	夏 季	1kWh 15.98
			その他季	" 14.53
		夜間時間	" 9.48	

低圧高負荷契約における「夏 季」とは、毎年7月1日から9月30日までの期間をい、「その他季」とは毎年10月1日から翌年6月30日までの期間をいいます。

農業用低圧季節別時間別電力における「夏 季」とは毎年7月1日から9月30日までの期間をい、「その他季」とは毎年10月1日から翌年の6月30日までの期間をいいます。また「昼間時間」とは毎日午前8時から午後10時までの時間をい、「夜間時間」とは「昼間時間」以外の時間をいいます。

[電気需給約款(高压)]

契約種別	単位	区分	料 金 (税 込)
業務用季節別 時間帯別電力	基本料金	1kW	円 銭 1,638.00
		電力量料金	1kWh
	昼間		夏 季 15.92
			そ 他 季 14.56
	夜 間 9.20		
高压季節別 時間帯別電力	基本料金	契約電力500kW以上 1kW	1,732.50
		契約電力500kW未満 1kW	1,233.75
	電力量料金	1kWh	ピーク 15.34
		昼間	夏 季 14.71
			そ 他 季 13.30
	夜 間 9.20		
	電力量料金	契約電力 500kW以上 1kWh	ピーク 17.23
			昼間
		そ 他 季 15.19	
	夜 間 9.20		
	契約電力 500kW未満 1kWh	ピーク 17.23	
		昼間	夏 季 16.55
そ 他 季 15.19			
夜 間 9.20			
業務用電力	基本料金	1kW	1,638.00
	電力量料金	1kWh	夏 季 13.75
		1kWh	そ 他 季 12.65
高压電力	基本料金	契約電力500kW以上 1kW	1,732.50
		契約電力500kW未満 1kW	1,233.75
	電力量料金	契約電力 500kW以上 1kWh	夏 季 12.44
		1kWh	そ 他 季 11.47
	電力量料金	契約電力 500kW未満 1kWh	夏 季 13.59
		1kWh	そ 他 季 12.51

[電気需給約款(特別高压)]

契約種別	単位	区分	料 金 (税 込)
特別高压季節別 時間帯別電力A	基本料金	20kV供給 1kW	円 銭 1,585.50
		60kV供給 1kW	1,533.00
	電力量料金	20kV供給 1kWh	ピーク 13.96
			昼間
		そ 他 季 12.28	
		夜 間 9.02	
		60kV供給 1kWh	ピーク 13.75
	昼間		夏 季 13.17
	そ 他 季 12.07		
	夜 間 8.81		
特別高压季節別 時間帯別電力B	基本料金	20kV供給 1kW	1,585.50
		60kV供給 1kW	1,533.00
		140kV供給 1kW	1,480.50
	電力量料金	20kV供給 1kWh	ピーク 13.96
			昼間
		そ 他 季 12.28	
		夜 間 9.02	
		60kV供給 1kWh	ピーク 13.75
	昼間		夏 季 13.17
	そ 他 季 12.07		
夜 間 8.81			
140kV供給 1kWh	ピーク 13.54		
	昼間	夏 季 12.96	
	そ 他 季 11.81		
	夜 間 8.66		
特別高压電力A	基本料金	20kV供給 1kW	1,585.50
		60kV供給 1kW	1,533.00
	電力量料金	20kV供給 1kWh	夏 季 12.24
		1kWh	そ 他 季 11.28
		60kV供給 1kWh	夏 季 12.00
1kWh	そ 他 季 11.07		
特別高压電力B	基本料金	20kV供給 1kW	1,585.50
		60kV供給 1kW	1,533.00
		140kV供給 1kW	1,480.50
	電力量料金	20kV供給 1kWh	夏 季 11.70
			そ 他 季 10.80
		60kV供給 1kWh	夏 季 11.47
			そ 他 季 10.59
140kV供給 1kWh	夏 季 11.24		
	そ 他 季 10.38		

(4) 主な契約種別の電気料金計算式(1ヵ月の料金)

契約種別		計 算 式	
定額電灯		52円50銭(需要家料金)+電灯料金+小型機器料金±燃料費調整額+太陽光発電促進付加金	
従量電灯A	使用電力量8kWh以下の場合	216円30銭(最低料金)±燃料費調整額+太陽光発電促進付加金	
	使用電力量9kWh以上の場合	{216円30銭+17円87銭×(使用電力量-8kWh)}±燃料費調整額+太陽光発電促進付加金	
従量電灯B・C	基本料金	・従量電灯B...契約電流(10A~60A)別の基本料金 ・従量電灯C...273円00銭×契約容量	
	電力量料金	使用電力量が120kWhまでの場合	17円87銭×使用電力量±燃料費調整額
		使用電力量が120kWhをこえ300kWhまでの場合	17円87銭×120kWh+22円86銭×(使用電力量-120kWh)±燃料費調整額
		使用電力量が300kWhを超過する場合	17円87銭×120kWh+22円86銭×180kWh+24円13銭×(使用電力量-300kWh)±燃料費調整額
合 計		基本料金+電力量料金+太陽光発電促進付加金	
おトクなナイト8	基本料金	6kVA以下の場合	1,260円00銭
		7kVA~10kVAの場合	2,100円00銭
		11kVA以上の場合	2,100円00銭+273円00銭×(契約容量-10kVA)
	電力量料金	昼間使用電力量が90kWhまでの場合	21円87銭×昼間使用電力量+9円17銭×夜間使用電力量±燃料費調整額
		昼間使用電力量が90kWhをこえ230kWhまでの場合	21円87銭×90kWh+28円07銭×(昼間使用電力量-90kWh)+9円17銭×夜間使用電力量±燃料費調整額
		昼間使用電力量が230kWhを超過する場合	21円87銭×90kWh+28円07銭×140kWh+29円64銭×(昼間使用電力量-230kWh)+9円17銭×夜間使用電力量±燃料費調整額
割引額	5時間通電機器をご使用の場合	241円50銭×5時間通電機器の総容量(kVA)	
	通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合	136円50銭×通電制御型夜間蓄熱式機器の総容量(kVA)	
合 計		基本料金+電力量料金-割引額+太陽光発電促進付加金	
電 化 手	基本料金	6kVA以下の場合	1,260円00銭
		7kVA~10kVAの場合	2,100円00銭
		11kVA以上の場合	2,100円00銭+273円00銭×(契約容量-10kVA)
	電力量料金	夏季の場合	33円37銭×昼間使用電力量+23円13銭×朝晩使用電力量+9円17銭×夜間使用電力量±燃料費調整額
		その他季の場合	28円28銭×昼間使用電力量+23円13銭×朝晩使用電力量+9円17銭×夜間使用電力量±燃料費調整額
	割引額	5時間通電機器をご使用の場合	241円50銭×5時間通電機器の総容量(kVA)
通電制御型夜間蓄熱式機器をご使用の場合		136円50銭×通電制御型夜間蓄熱式機器の総容量(kVA)	
全電化住宅割引	全電化住宅割引適用の場合	夏 季	(23円13銭×朝晩使用電力量+9円17銭×夜間使用電力量)×5%
		その他季	(28円28銭×昼間使用電力量+23円13銭×朝晩使用電力量+9円17銭×夜間使用電力量)×5%
合 計		基本料金+電力量料金-割引額-全電化住宅割引額+太陽光発電促進付加金	

(注) 1. 燃料費調整額については、105ページをご参照下さい。
2. 太陽光発電促進付加金については、107ページをご参照下さい。

(5) 燃料費調整制度について

燃料費調整制度の基準単価

		単 位	基 準 単 価 (税込)		
従 量 制	低圧供給（電灯、低圧電力など）		1kWh	円 銭 0.190	
	高圧供給		〃	0.185	
	特別高圧供給		〃	0.182	
定 額 制	定額電灯・公衆街路灯A	電	20Wまで	1 灯	1.476
			20Wをこえ40Wまで	〃	2.953
		灯	40Wをこえ60Wまで	〃	4.429
			60Wをこえ100Wまで	〃	7.382
			100Wをこえ100Wまでごとに	〃	7.382
	小型機器	50VAまで	1 機 器	2.205	
		50VAをこえ100VAまで	〃	4.410	
		100VAをこえ100VAまでごとに	〃	4.410	
	制	臨時電灯A	50VAまで	1契約1日につき	0.060
50VAをこえ100VAまで			〃	0.119	
100VAをこえ500VAまでの100VAまでごとに			〃	0.119	
500VAをこえ1kVAまで			〃	1.190	
1kVAをこえ3kVAまでの1kVAまでごとに			〃	1.190	
臨時電力		1kW1日につき	1.251		
深夜電力A		1契約	19.005		

燃料費調整単価の算定方法

- 平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合、ご使用量1kWhあたりの燃料費調整単価を「基準単価」とします。
- 平均燃料価格は原油・LNG・石炭の3ヵ月の貿易統計価格を基に算定した原油換算値1kℓあたりの価格で、つぎのように算定します。

$$\text{平均燃料価格} = A \times \quad + B \times \quad + C \times \quad (\text{100円未満四捨五入})$$

A : 3ヵ月における1kℓあたりの平均原油価格	: 0.2782
B : 3ヵ月における1tあたりの平均LNG価格	: 0.3996
C : 3ヵ月における1tあたりの平均石炭価格	: 0.2239

- 平均燃料価格と基準単価から燃料費調整単価を算出します。

イ．平均燃料価格が42,700円を下回る場合

$$\text{燃料費調整単価} = (42,700\text{円} - \text{平均燃料価格}) \times \frac{\text{基準単価}}{1,000}$$

ロ．平均燃料価格が42,700円を上回る場合

$$\text{燃料費調整単価} = (\text{平均燃料価格} - 42,700\text{円}) \times \frac{\text{基準単価}}{1,000}$$

低圧で受電されるお客さまについては、平均燃料価格が64,100円を上回る場合は、64,100円を上限価格とし、それを上回る部分については調整を行いません。

燃料費調整制度による電気料金（1ヵ月）の算出方法（従量制のお客さまの場合）

$$\begin{array}{c}
 \text{電気料金} \\
 \text{（税込）}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \text{基本料金} \\
 \text{（税込）}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{c}
 \text{電力量} \\
 \text{料金単価} \\
 \text{（税込）}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{1ヵ月の} \\
 \text{使用電力量}
 \end{array}
 \pm
 \begin{array}{c}
 \text{燃料費調整額} \\
 \begin{array}{c}
 \text{1 燃料費調整単価} \\
 \text{（税込）}
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \text{1ヵ月の} \\
 \text{使用電力量}
 \end{array}
 \end{array}
 +
 \begin{array}{c}
 \text{2 太陽光発電} \\
 \text{促進付加金} \\
 \text{（税込）}
 \end{array}$$

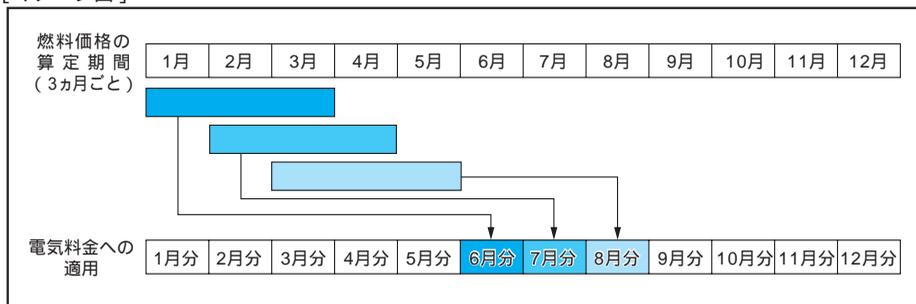
（ 平均燃料価格が42,700円を上回った場合 + ）
 （ 平均燃料価格が42,700円を下回った場合 - ）

- 1 毎月の「燃料費調整単価」は当社の支店・支社等に掲示する他、毎月お届けしている「電気ご使用量のお知らせ」やインターネットホームページ等でお知らせします。
- 2 太陽光発電促進付加金については、107ページをご参照下さい。

燃料価格の算定期間と電気料金への適用

各月分の燃料費調整単価は、3ヵ月ごとの平均燃料価格にもとづき算定いたします。例えば、1～3月分の平均燃料価格にもとづき算定された燃料費調整単価は、6月分の電気料金に適用いたします。

[イメージ図]

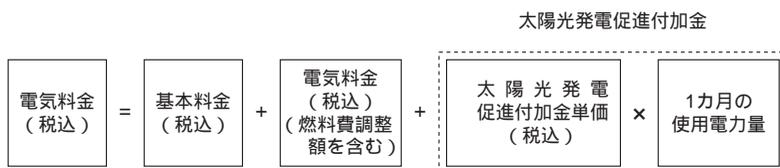


(6) 太陽光発電の新たな買取制度による太陽光発電促進付加金について

「太陽光発電の新たな買取制度」の開始にともない、太陽光発電からの買い取りに要した費用を「太陽光発電促進付加金」として、電気をお使いになる全てのお客さまにご負担いただくことになりました。

買取の条件等については、116ページをご参照下さい。

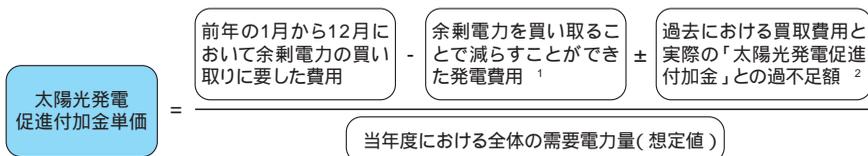
太陽光発電促進付加金のご負担方法のイメージ（従量制のお客さまの場合）



「太陽光発電促進付加金単価」は、当社ホームページに掲載する他、「電気ご使用量のお知らせ」や電気料金等請求書（電気料金等内訳書）等でお知らせします。

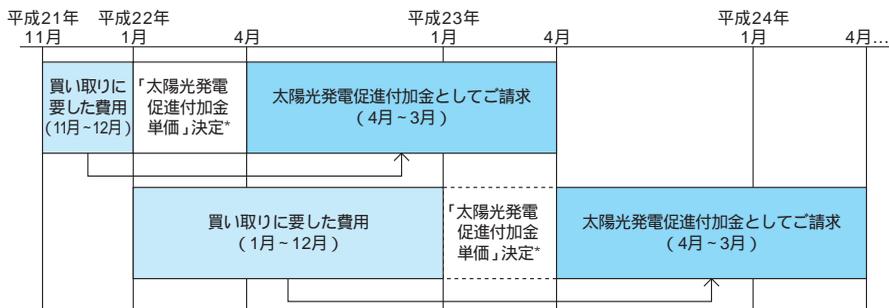
太陽光発電促進付加金単価の算出方法

毎年、前年の1月から12月における余剰電力の買い取りに要した費用の実績をもとに、当年度の4月分から3月分料金までに適用される「太陽光発電促進付加金単価」が算定されます。



- 1 電力会社が太陽光発電の電気を買取ることによって電気の供給のために必要な発電量を減少することが可能となり、燃料費などの支出を免れた費用。
- 2 実績需要電力量が想定需要電力量と差が生じた場合に発生する買取費用との過不足額や、単価の算定にあたって端数処理（切捨て）した場合に発生する買取費用の不足額の合計。

太陽光発電促進付加金単価の算定サイクル



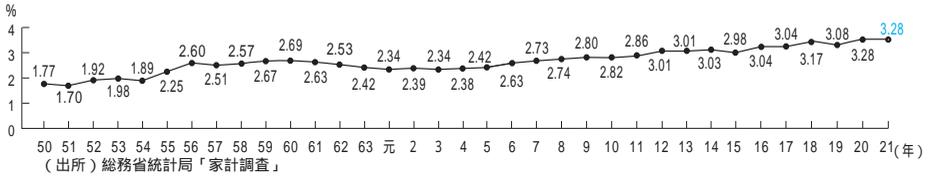
* 「太陽光発電促進付加金単価」は、毎年、当社が買い取りに要した費用や需要電力量等をもとに算定した後、国の審議会（買取制度小委員会）での審議を経て決定されます。

太陽光発電促進付加金単価（平成22年度）

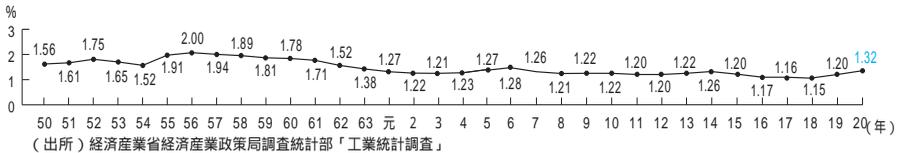
		単 位	太陽光発電促進付加金単価 (税込)
従 量 制	低圧供給（電灯、低圧電力など）	1kWh	円 0.00
	高圧供給	〃	0.00
	特別高圧供給	〃	0.00
定 額	定額電灯・公衆街路灯A	20Wまで	1 灯 0.00
		20Wをこえ40Wまで	〃 0.00
		40Wをこえ60Wまで	〃 0.00
		60Wをこえ100Wまで	〃 0.00
		100Wをこえ100Wまでごとに	〃 0.00
	小型機器	50VAまで	1 機器 0.00
		50VAをこえ100VAまで	〃 0.00
		100VAをこえ100VAまでごとに	〃 0.00
制	臨時電灯A	50VAまで	1契約1日につき 0.00
		50VAをこえ100VAまで	〃 0.00
		100VAをこえ500VAまでの100VAまでごとに	〃 0.00
		500VAをこえ1kVAまで	〃 0.00
		1kVAをこえ3kVAまでの1kVAまでごとに	〃 0.00
	臨時電力	1kW1日につき 0.00	
深夜電力A	1契約 0.00		

(7) 電気料金の家計費、生産額に占める割合

a. 電気料金の家計費に占める割合（全国全世界帯）



b. 電気料金の生産額に占める割合（製造業計）



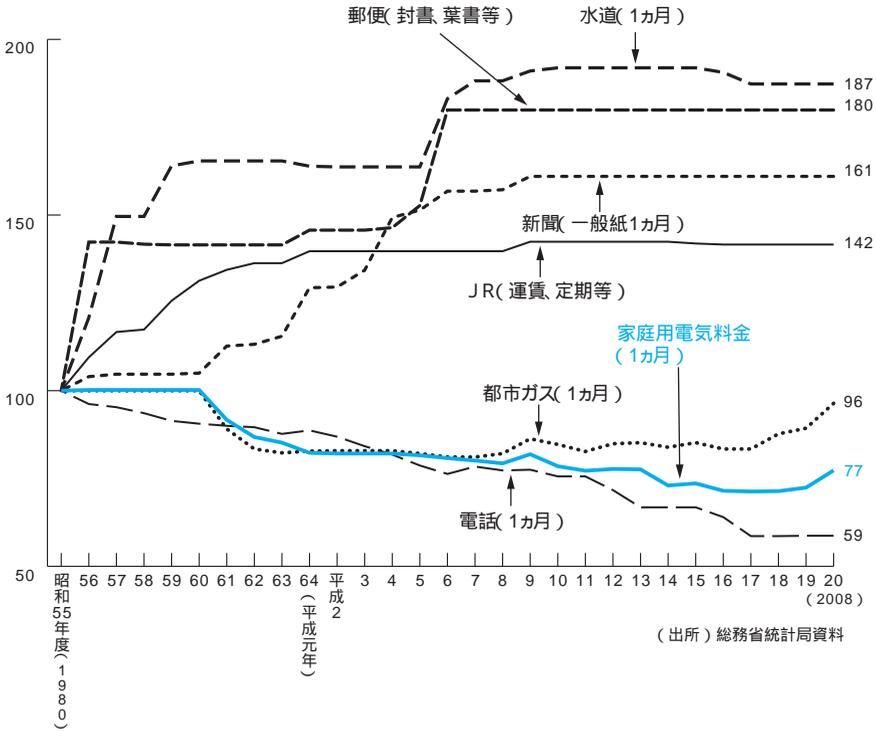
c. 電気料金の生産額に占める割合（産業別）

業種	生産額に占める購入電力使用額 (%)															
	平成5年	平成6年	平成7年	平成8年	平成9年	平成10年	平成11年	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年
食料品	1.09	1.11	1.13	1.12	1.15	1.15	1.13	1.16	1.20	1.20	1.18	1.18	1.21	1.21	1.25	1.26
繊維 ¹	2.46	3.01	2.96	2.89	2.92	2.92	2.88	2.91	2.98	3.01	2.88	2.82	2.91	2.82	2.83	2.31
紙・パルプ	2.05	2.00	1.84	1.78	1.87	1.86	1.80	1.82	1.88	1.99	1.88	1.84	1.88	2.01	2.05	2.10
化学	1.63	1.57	1.54	1.51	1.55	1.53	1.45	1.46	1.45	1.44	1.40	1.39	1.44	1.53	1.54	1.68
石油・石炭製品	0.64	0.66	0.68	0.64	0.55	0.52	0.44	0.38	0.36	0.35	0.35	0.32	0.29	0.26	0.34	0.37
窯業・土石	3.19	3.16	3.16	3.03	3.04	3.04	2.95	2.90	2.99	3.20	3.14	3.05	2.92	2.96	3.02	3.23
鉄鋼	3.77	3.80	3.75	3.60	3.66	3.59	3.62	3.74	3.82	3.92	3.54	3.20	2.87	2.97	2.92	3.05
非鉄金属	2.79	2.80	2.60	2.45	2.46	2.50	2.61	2.55	2.58	2.54	2.58	2.34	2.19	1.75	1.66	1.98
(亜鉛)	(15.06)	(15.88)	(14.32)	(11.52)	(10.83)	(11.98)	(11.91)	(12.42)	(14.84)	(16.48)	(14.38)	(17.57)	(12.97)	(9.06)	(10.85)	(13.79)
一般機械 ²	0.80	0.82	0.77	0.75	0.76	0.77	0.82	0.81	0.83	0.88	0.83	0.78	0.76	0.72	0.73	0.79
電気機械	0.92	0.91	0.89	0.87	0.86	0.91	0.92	0.89	0.98	0.83	0.76	0.75	0.76	0.76	0.72	0.69
輸送用機械	0.77	0.80	0.80	0.78	0.78	0.78	0.75	0.77	0.73	0.67	0.64	0.63	0.60	0.56	0.63	0.69
製造業計	1.27	1.28	1.26	1.21	1.22	1.22	1.20	1.20	1.22	1.26	1.20	1.17	1.16	1.15	1.20	1.32

(出所) 経済産業省経済産業政策局調査統計部「工業統計調査」

- 平成20年度から衣服、その他の繊維製品を含む。
- 平成20年度から「はん用機械器具製造業」、「生産用機械器具製造業」、「業務用機械器具製造業」の合計値。(分類変更に伴い、旧分類の「精密機械器具製造業」の一部を含む。)

参考 電気料金と他の公共料金等との上昇率比較（東京都区部）

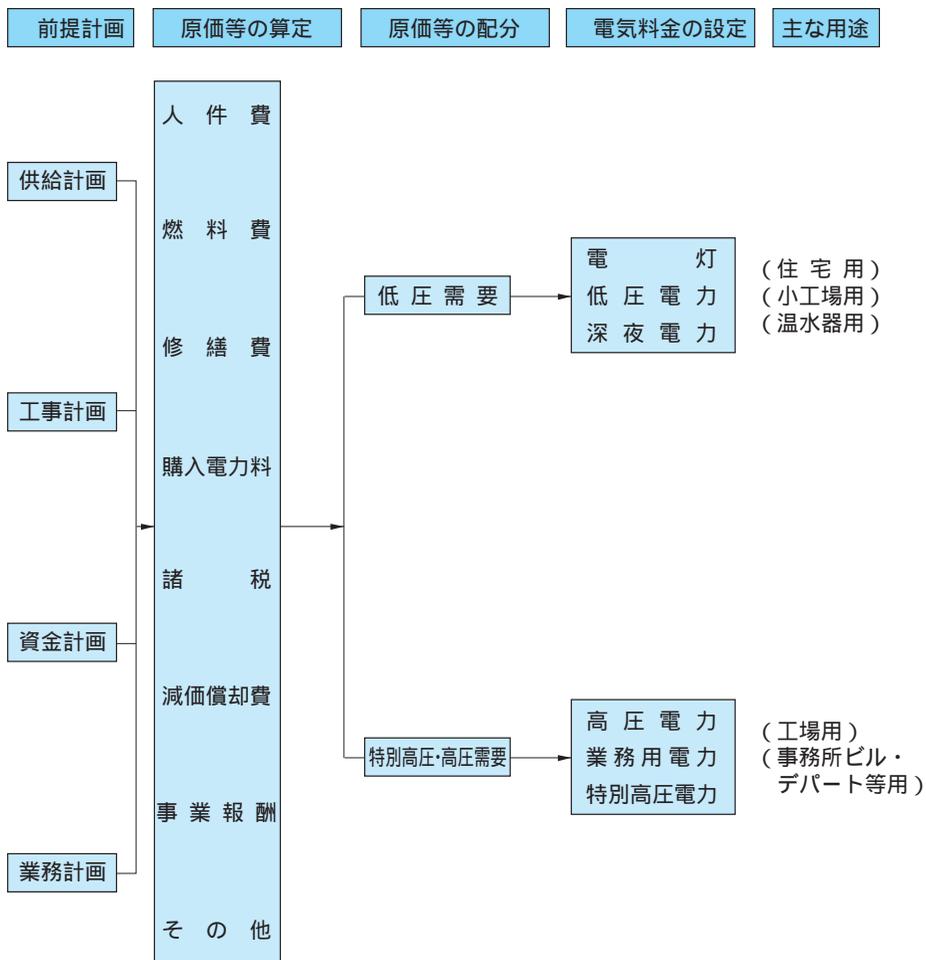


(8) 家庭用電気器具使用料金参考表

No.	器具名	定格消費電力 (W)	使用電力量		金額 (円)	備考
			使用条件	電力量 (kWh)		
1	蛍光灯 (20W型)	18	10時間点灯	0.18 ()	4.1	Nationalランプ総合カタログ2007より バルック蛍光灯 Nationalランプ総合カタログ2007より バルック蛍光灯
			#	0.28 ()	6.4	
2	白熱灯 (60W型)	54	#	0.54	12.3	Panasonic シリカ電球
3	電球形蛍光灯 (60Wタイプ)	10	#	0.10	2.3	Panasonic バルックボールプレミア
4	電球形LEDランプ (60Wタイプ)	6.9	#	0.07	1.6	東芝ライテック LEL-AW6L/2
5	Hジャー炊飯器 (1.0L)【炊飯】	1,100	炊飯1回 (白米3合)	0.19	4.3	象印マホービン NP-PE10 象印マホービン NP-PE10 1時間あたりの保温時消費電力量を示す
			17k(Wh) 保温10時間 (白米3合)	0.21	4.7	
6	電子レンジ	1,460	出力500Wでほうれん草200gを3分間加熱調理したとき(水を加えずに加熱)	0.05	1.1	シャープ RE-LA1S
7	IHクッキングヒーター (100V)	1,300	18cm炊ホーロ一貫20 の水を90 まで加熱する電力量	0.18	4.0	TESCOM TIH202
			18cm炊ホーロ一貫20 の水を90 まで加熱する電力量	0.17	4.0	
8	トースター	1,000	トースト用の自動メニューで約3分使用(食/2枚)	0.05	1.1	松下電器 NT-T57
9	冷蔵庫 (430L)	電動機 133 電熱装置 177	温度設定「冷蔵室4、冷凍室-18」、扉開閉あり、JISに準拠した、1ヶ月あたり1ヶ月3日換算の消費電力量	44.0	1006.1	日立アプライアンス R-SF43WM
10	電気こたつ	500	「中」設定で1時間使用	0.10	2.3	松下電器 DK-R80CD
11	電気かけしき毛布	66	「中」設定で1時間使用	0.03	0.7	松下電器 CB-R25M
12	電気カーペット (2畳)	580	「中」設定で1時間使用	0.21	4.8	松下電器 DC-2KM
13	扇風機	45	「強風」モードで1時間使用	0.04	1.0	三洋電機 EF-30SM
14	エアコン 8～12畳 (冷房)	480	10時間運転した場合の1時間あたりの平均消費電力量(室内温度を33 にしてから3.2kWの熱負荷を加えつつ10時間運転したときの消費電力量を測定し、1時間平均値とした値。)	0.39	8.9	ダイキン F28DTRS
			10時間運転した場合の1時間あたりの平均消費電力量(室内温度を10 にしてから3.1kWの熱負荷を加えつつ10時間運転したときの消費電力量を測定し、1時間平均値とした値。)	0.84	19.3	
15	縦型洗濯乾燥機【ヒーター乾燥方式】(洗濯容量8kg、乾燥容量6kg)	300	洗濯物4.5kgを1回【洗い-脱水】した時(JIS C9606で規定されている試験布)	0.06	1.3	松下 NA-FV8001
	ドラム式洗濯乾燥機【ヒーター乾燥方式】(洗濯容量9kg、乾燥容量6kg)	最大1,350 (電動機:250 電熱装置:1,280)	洗濯物4.5kgを1回【洗い-乾燥】した時(JIS C9606で規定されている試験布)	2.82	64.5	松下 NA-V900
	ドラム式洗濯乾燥機【ヒートポンプ乾燥方式】(洗濯容量9kg、乾燥容量6kg)	最大810 (電動機:160)	洗濯物4.5kgを1回【洗い-乾燥】した時(JIS C9606で規定されている試験布)	1.64	37.5	松下 NA-VR2200
16	衣類乾燥機 (5.0kg)	1,400 (強運転)	標準コースで洗濯物4.5kgを1回【乾燥】した時(日本電機工業会会で定められた洗濯物の量)	2.73	62.4	松下電器 NH-D502
17	アイロン	1,000	「強」設定で約10分使用	0.09	2.0	松下電器 NI-CLS1
18	掃除機	1,000～約200	「強」モードで30分使用	0.44	10.1	松下電器 MC-S84XD「掃除機 選び方・使い方ガイド」
19	ヘッドライザー	1,200	温風で5分使用	0.09	2.1	日立 HD-1253
20	プラウ管テレビ (36V型)	230	テレビを1時間視聴時	0.20	4.5	ソニー KD-36HR500 (地上アナログ放送1時間視聴時)
	液晶テレビ (37V型)	228	テレビを1時間視聴時	0.21	4.9	シャープ LC-37GX2 (地上波デジタル放送30分視聴時を1時間データに換算)
	プラズマテレビ (42V型)	345	テレビを1時間視聴時	0.35	8.0	松下電器 TH-42PX600 (地上波デジタル放送30分視聴時を1時間データに換算)
21	ステレオ (MDコンボ)	85	CDを1時間かけた場合	0.03	0.7	ケンウッド SL-3MD
22	DVDビデオレコーダー	37	映画を1時間視聴時	0.03	0.6	パイオニア DVR-HG765 (内蔵HDD200GB)
23	庭園灯 (水銀灯) (40W型)	40	10時間点灯	0.40 ()	9.1	Nationalランプ総合カタログ2007より 蛍光水銀灯
24	生ゴミ処理機 (乾燥式)	770	1回運転時(標準生ゴミ700g/日で16日投入した場合の1日あたりの消費電力)	1.42	32.5	松下電器 MS-N47
25	食器洗い乾燥機 (卓上タイプ)	135/1,100/1,235 モーター/ヒーター/最大	標準コース(洗浄・乾燥)で運転時6人分の食器を洗浄(約85分)	0.90	20.6	東芝 DWS-60X6 コスト合計(電気・水道・洗剤)30.1円
26	空気清浄機	46	1時間使用	0.05	1.1	ダイキン工業 ACM75E-W (連続ターボ運転)
27	除湿機 (コンプレッサー方式)	192	1時間使用	0.19	4.3	東芝ホームテクノ(株) RAD-63DRX (衣類乾燥連続運転モード)
28	加湿器 (ハイブリッド式)	390	1時間使用	0.39	8.9	三菱電機 SV-H603 (連続加湿モード)

- (注) 1. 定格消費電力(W)は、メーカーカタログ値による。
2. 上記の使用電力量は、シェアの高いメーカーから代表機種を測定した値である。
3. 使用器具の金額
使用条件における消費電力量(kWh) × 1kWhあたりの単価22円86銭(税込み)
4. この金額は、「従量電灯B」第2段階電力量料金の1kWhあたりの単価22円86銭(税込み)で計算したもので、基本料金を含まない。
5. ()印はメーカーカタログ値を採用した。
6. 発売当時の社名を表記。

(9) 電気料金算定のプロセス



(注) 事業報酬は、支払利息・配当金等にあたるもので、特定固定資産、核燃料資産、建設中の資産、繰延償却資産、運転資本及び特定投資の合計をレートベースとし、これに報酬率を乗じたものです。

2. 制 度

(1) 用途別契約口数と契約電力

(平成22年3月末)

用途		項目		需 要 数		
				契約口数	契約kW数	
特 定 規 模 需 要 以 外 の 需 要	電 灯 需 要	定 額 電 灯		448,483		
		従 量 電 灯		A・B	19,999,675	
				C	1,248,162	15,464,713
		そ の 他 電 灯	臨 時 電 灯		58,776	
			公 衆 街 路 灯		3,750,484	
			(選 択 約 款)		900,286	7,952,285
			計		4,709,546	
	電 灯 計		26,405,866			
	電 力 需 要	低 圧 電 力		(168)	(3,873)	
				1,737,845	13,244,728	
		そ の 他 電 力	臨 時 電 力		4,758	106,984
			農 事 用 電 力		10,762	57,209
			建 設 工 事 用 電 力		374	6,782
			事 業 用 電 力		63,441	55,102
(選 択 約 款)			375,907	1,550,091		
計		455,242	1,776,167			
電 力 計		2,193,087	15,020,895			
電 灯 電 力 計		28,598,953				

- (注) 1. 電気関係報告規則のデータ項目を基に記載。
 2. 電灯需要の選択約款は、時間帯別電灯 [8時間型] [10時間型]、季節別時間帯別電灯、低圧高負荷契約の合計。
 3. 低圧電力の()は、農業用低圧季節別時間帯別電力の別掲。
 4. 電力需要のその他電力選択約款は、深夜電力、第二深夜電力、融雪用電力、農業用低圧季節別時間帯別電力の合計。
 5. 四捨五入にて記載。
 6. 特定規模需要を含まない需給契約ベースの数値。

(2) 当社の深夜電力利用電気給湯機の加入口数

年度末	50	55	60	2	7	9	10	11	12
契約口数	128,429	384,609	472,942	516,538 (2,169)	546,465 (42,332)	548,575 (58,747)	549,090 (64,886)	550,529 (70,954)	552,961 (77,723)
年度末	13	14	15	16	17	18	19	20	21
契約口数	560,610 (90,447)	573,884 (115,138)	596,906 (151,680)	635,713 (204,043)	711,366 (290,147)	814,747 (405,055)	940,232 (541,440)	1,081,470 (693,963)	1,217,835 (842,069)

- (注) 1. 平成2年度より「時間帯別電灯料金制度」がスタートしたことにより、採録対象を深夜電力+時間帯別電灯(夜間蓄熱型機器保有分)+低圧高負荷契約(夜間蓄熱型機器保有分)口数とした。
2. ()は、時間帯別電灯[夜間8時間型][夜間10時間型]季節別時間帯別電灯、低圧高負荷契約の夜間蓄熱型機器保有分で再掲。

(3) 低圧のお客さまにお選びいただける選択約款メニュー

選択約款メニュー	概要
時間帯別電灯[夜間8時間型] (「おトクなナイト8」) 時間帯別電灯[夜間10時間型] (「おトクなナイト10」)	夜間を割安に昼間を割高に料金を設定し、割安な夜間の使用割合を高くしていただくほど電気料金が割安になるメニュー。
季節別時間帯別電灯 (「電化上手」)	エコキュートや電気温水器などの夜間蓄熱式機器等(総容量が1kVA以上)を使用し、キッチンも電気というお客さまにおすすめのメニュー。なお、全電化住宅のお客さまを対象とした「全電化住宅割引」もあります。
電化厨房住宅契約 (「スマイル・クッキング割引」)	IHなどの定格電圧200Vのクッキングヒーターのご使用により電気料金が割引になるメニュー。
低圧高負荷契約	電灯・動力設備をあわせて年間を通じて効率的に使用していただくことにより、電気料金が割安になるメニュー。
農業用低圧季節別時間帯別電力	農作物の栽培のために電気式の冷暖房(動力)をご使用のお客さまにおすすめのメニュー。
低圧蓄熱調整契約	蓄熱式冷暖房機器などの蓄熱式運転により、昼間から夜間へ負荷を移行していただくことにより電気料金が割引になるメニュー。
口座振替割引	電気料金を口座振替で、かつ、初回引き落としでお支払いいただくことにより、電気料金が割引になるメニュー。
一括前払契約	半年分あるいは1年分の電気料金をあらかじめ一括して口座振替でお支払いいただくことにより、電気料金が割引になるメニュー。
深夜電力 第2深夜電力	電気温水器などを夜間に限定してご使用いただける場合に、電気料金が割安になるメニュー。
融雪用電力	融雪のため、毎年一定期間に限り動力を使用するお客さまで、2時間の遮断時間を設定できる場合に電気料金が割安になるメニュー。

(4) 太陽光発電の新たな買取制度

平成21年11月1日より「太陽光発電の新たな買取制度」が開始され、お客さまが設置された太陽光発電設備から発生する余剰電力（自家消費した分を差し引いた余りの電気）は法令で定める条件により電力会社が買い取らせていただくこととなりました。

なお、買い取りに要した費用は、「太陽光発電促進付加金」（詳細は107-108ページをご参照下さい）として、電気をお使いになる全てのお客さまにご負担いただくこととなっております。

買取対象

買取対象は太陽光発電設備からの余剰電力となります。ただし、発電事業目的で設置されたもの等は、買取対象外となります。

買取単価

(円/kWh、税込)

太陽光発電設備容量	区分	住宅用(低圧供給)		非住宅用(高圧供給)	
		太陽光単独の場合	その他発電設備等を併設の場合	太陽光単独の場合	その他発電設備等を併設の場合
10kW未満		48.00	39.00	24.00	20.00
10kW以上		24.00	20.00		

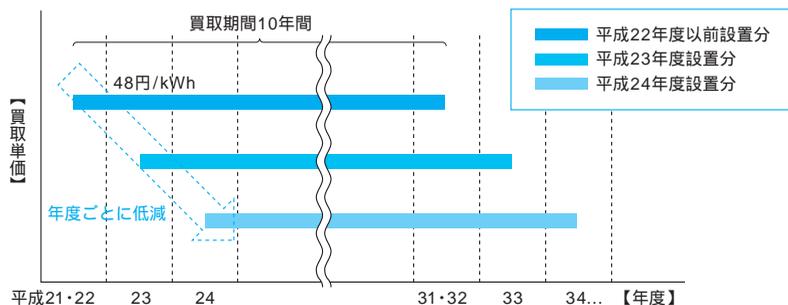
上の表の単価は、平成22年4月1日から平成23年3月31日までに太陽光発電設備の設置申込を受け付け、平成23年6月30日までに買取を開始した場合に適用いたします。

「その他発電設備等を併設の場合」とは、太陽光発電設備以外の自家発電設備等（家庭用燃料電池、ガスエンジン、蓄電池等）を併設されている場合で、かつ、当該設備から発生した電気の当社系統への逆潮流はないものの、当該設備の併設によって太陽光発電設備から発電された電気の当社系統への逆潮流量が増加しうる場合をいいます。

買取期間と買取単価の見直し

買取単価は、太陽光発電設備の設置年度に応じて、各年度の単価を適用致します。太陽光発電設備を設置以降10年間は、同一の単価で買い取らせていただきます。なお、買取単価は年度毎に低減される方向で見直される予定です。

買取期間と買取単価(国の審議会(買取制度小委員会) 資料より作成したイメージ図)
[住宅用・太陽光発電設備容量 10kW 未満・太陽光単独の場合]



平成23年度以降の買取単価は、正式には太陽光発電設備の価格の低減状況を踏まえて、毎年度国の審議会（買取制度小委員会）で審議され、経済産業大臣より示されることとなっております。

(5) 接続供給サービス

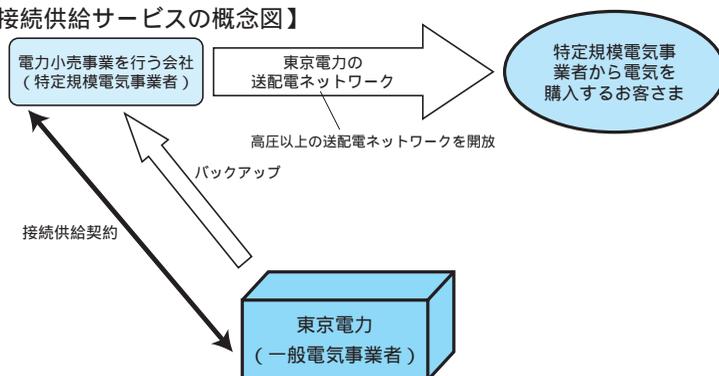
電力の小売自由化に伴い、電力小売事業を行う会社に対し当社の送配電ネットワークによる「接続供給サービス」を行っております。

電力小売事業を行う会社がお客さま（注）に電気を供給する際に、当社は電力小売事業を行う会社から電気を受け取り、送配電ネットワークを通じてお客さま施設の設置場所まで電気をお届けします。

（注）小売自由化の対象となるのは高圧以上で受電するお客さまです。

電力小売事業を行う会社において、発電量が需要量の変動に追いつけなかった場合に、当社は不足する電気をバックアップします。

【接続供給サービスの概念図】



接続送電サービスについては、経済産業省令による算定ルールにより、当社が電気を供給するお客さまの負担するネットワークコストと公平な料金設定をしました。

[参考] 「標準接続送電サービス」の料金（平成22年4月1日実施）

高圧で供給する場合：基本料金577.50円/kW、電力量料金2.47円/kWh

特別高圧で供給する場合：基本料金393.75円/kW、電力量料金1.34円/kWh

料金は、太陽光発電促進付加金を加えたものとなります。

接続供給サービスのお問い合わせ・お申し込みは「ネットワークサービスセンター」で承ります。

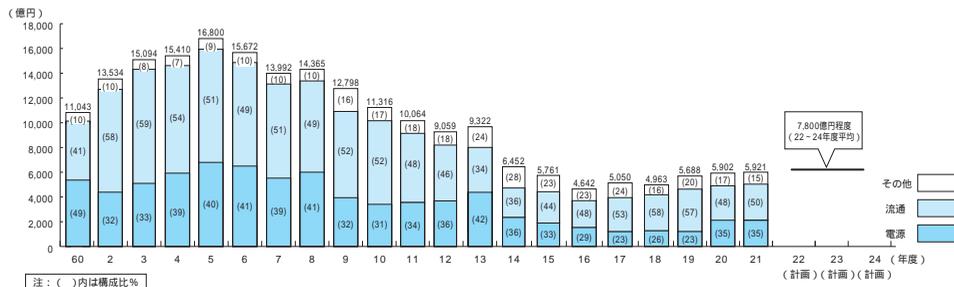
ネットワークサービスセンター

〒100-0006東京都千代田区有楽町1-1-3東京宝塚ビル12階

TEL：03-3509-1709

VIII. 設備投資・資金調達

1. 設備投資額の推移



- (注) 1. 計画値は平成22年度経営計画による。
 2. 流通設備は、送電・変電・配電分。その他は、原子燃料および業務設備分。

2. 設備資金調達実績（純増）の推移

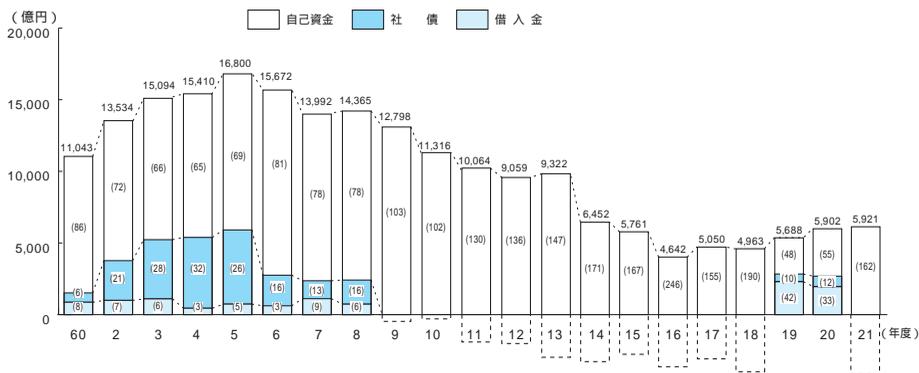
(1) 当社

（単位：億円）

年 度	55	60	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
資金需要(工事資金)	11,926	11,043	13,534	13,992	14,365	12,798	11,316	10,064	9,059	9,322	6,452	5,761	4,642	5,050	4,963	5,688	5,902	5,921
自 己 資 金	6,234	9,493	9,730	10,926	11,153	13,176	11,541	13,052	12,331	13,719	11,033	9,631	11,413	7,849	9,440	2,742	3,233	9,575
資本	5,158	8,831	9,721	10,473	11,649	12,649	12,521	16,619	13,148	13,854	11,845	9,430	11,207	7,302	9,554	4,450	5,124	6,276
内部留保	1,075	862	9	452	495	527	990	3,566	817	134	812	200	206	546	113	1,707	1,891	3,398
工事費負担金等	(102)	()	(132)	(60)	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()
増資(発行額)																		
増資手取額																		
調 達	5,691	1,549	3,804	3,065	3,211	378	225	2,987	3,271	4,396	4,580	3,870	6,771	2,798	4,476	2,945	2,669	3,654
外部資金																		
社債(発行額)	(2,700)	(3,110)	(6,000)	(6,000)	(7,285)	(8,563)	(7,997)	(5,958)	(7,000)	(7,635)	(8,000)	(5,342)	(2,500)	(2,500)	(3,291)	(7,500)	(6,700)	(2,403)
社債手取額	1,869	673	2,787	1,877	2,253	4,877	2,544	2,968	1,841	1,019	872	707	1,254	1,562	4,000	556	725	1,862
借入金	3,821	876	1,016	1,188	958	5,255	2,770	19	1,430	3,376	5,453	4,577	8,025	1,236	475	2,388	1,944	1,791
合 計	11,926	11,043	13,534	13,992	14,365	12,798	11,316	10,064	9,059	9,322	6,452	5,761	4,642	5,050	4,963	5,688	5,902	5,921

- (注) 1. 実績は億円未満を切り捨てて表示。
2. 附帯事業工事費を除く。

参考 設備資金調達（純増）の推移



- (注) ()内数値は構成比%。

(2) 10社

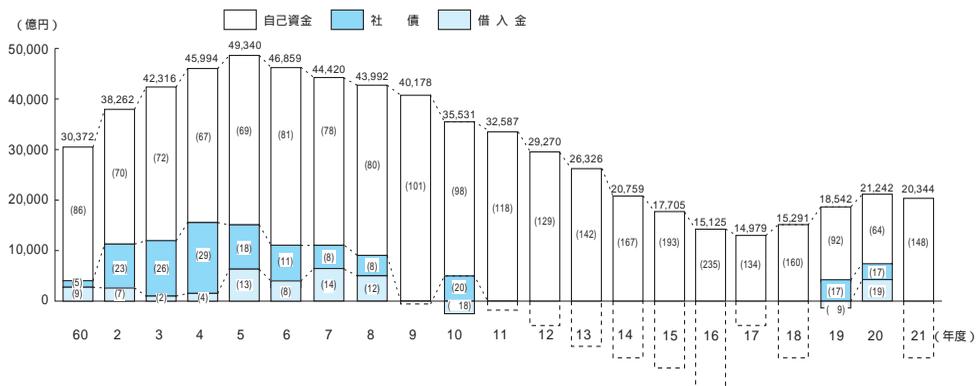
(単位：億円)

年度	55	60	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
資金需要(工事資金)	31,786	30,372	38,262	44,420	43,992	40,178	35,531	32,587	29,270	26,326	20,759	17,705	15,125	14,979	15,291	18,542	21,242	20,344
自己資金	18,960	26,069	26,829	34,729	35,094	40,773	34,805	38,122	37,618	37,335	34,730	34,195	35,518	20,011	24,520	17,105	13,551	30,096
内部留保 工事費負担金等	15,929	24,330	26,907	32,994	34,428	37,400	36,545	42,477	38,702	39,655	36,948	34,837	36,026	21,363	27,271	19,914	19,571	23,815
増資(発行額)	2,826	1,437	77	1,735	866	3,372	1,740	4,355	1,084	2,320	2,217	641	508	1,351	2,750	2,809	6,020	6,281
増資(発行額)	(562)	(310)	(347)	(179)	()	()	()	()	()	()	()	()	()	(562)	()	()	()	()
増資(手取額)	204	300	—	—	—	—	—	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()	()
外部資金	13,528	4,390	11,432	9,691	8,897	595	725	5,535	8,347	11,008	13,971	16,489	20,392	5,032	9,229	1,436	7,691	9,752
社債(発行額)	(7,880)	(8,662)	(18,656)	(17,354)	(20,247)	(23,606)	(23,697)	(18,088)	(17,450)	(17,695)	(16,675)	(11,302)	(7,400)	(9,250)	(10,545)	(16,660)	(18,000)	(6,903)
社債(手取額)	5,290	1,590	8,621	3,563	3,407	7,538	7,143	2,624	4,785	6,019	1,018	4,835	7,923	541	3,322	3,062	3,675	1,831
借入金	8,237	2,800	2,810	6,128	5,490	8,133	6,418	2,911	3,561	4,989	12,952	11,654	12,469	4,491	5,907	1,626	4,015	7,920
合計	31,786	30,372	38,262	44,420	43,992	40,178	35,531	32,587	29,270	26,326	20,759	17,705	15,125	14,979	15,291	18,542	21,242	20,344

- (注) 1. 平成21年度実績は電気事業統計による。
 2. 実績は億円未満を切り捨てて表示。
 3. 附帯事業工事費を除く。
 4. 60年度以前は9社計(沖縄を除く)。

(出所) 電気事業便覧

参考 設備資金調達(10社)の推移



- (注) 1. ()内数値は構成比。
 2. 60年度以前は、9社計(沖縄を除く)。

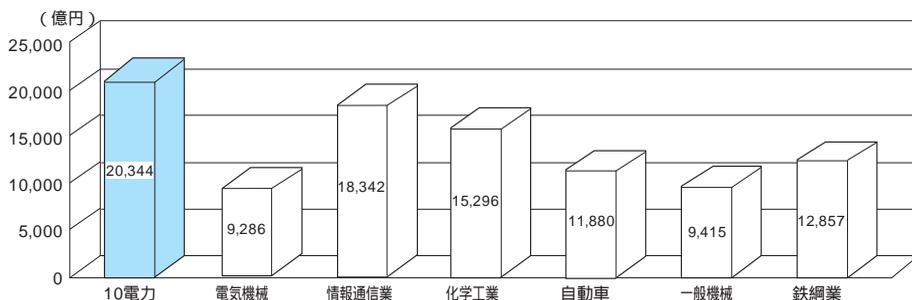
参考 民間の設備投資額の推移

(単位：億円)

昭和55年度	396,807	平成13年度	688,294
昭和60年度	545,560	平成14年度	651,154
平成2年度	920,967	平成15年度	673,970
平成7年度	734,111	平成16年度	715,037
平成8年度	762,071	平成17年度	759,010
平成9年度	787,681	平成18年度	798,259
平成10年度	710,753	平成19年度	813,387
平成11年度	690,786	平成20年度	767,602
平成12年度	724,526	平成21年度	628,219

(出所) 国民経済計算 (内閣府経済社会総合研究所国民経済計算部)

参考 業種別投資額比較 (20年度)



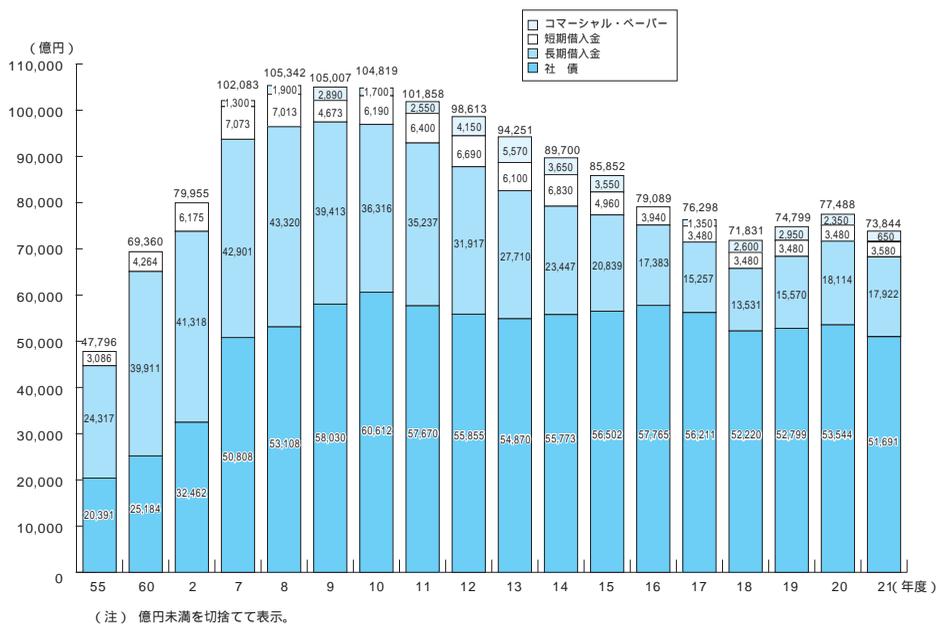
(出所) 法人企業景気予測調査 (財務省財務総合政策研究所) 電気事業統計
 「はん用機械器具製造業」、「生産用機械器具製造業」、「業務用機械器具製造業」の合計値。
 (分類変更に伴い、旧分類の「精密機械器具製造業」の一部を含む。)

3. 社債発行額の推移

(単位：億円)

年度	55	60	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
国内債	2,700	2,500	6,000	6,000	5,000	6,600	7,000	4,700	7,000	6,500	8,000	4,000	2,500	2,500	3,000	7,500	6,700	2,150	
転換社債																			
外債		第2回 米ドル建 普通社債 1億 米ドル			第15回 スイス フラン建 普通社債 3億 SFr	第8回 米ドル建 普通社債 5億 米ドル	第1回 ユーロ建 普通社債 7.5億 ユーロ	第2回 ユーロ建 普通社債 10億 ユーロ			第3回 ユーロ建 普通社債 10億 ユーロ		第4回 ユーロ建 普通社債 10億 ユーロ			第16回 スイス フラン建 普通社債 3億 SFr			第17回 スイス フラン建 普通社債 3億 SFr

4. 社債・借入金残高



5. 資材調達額の推移

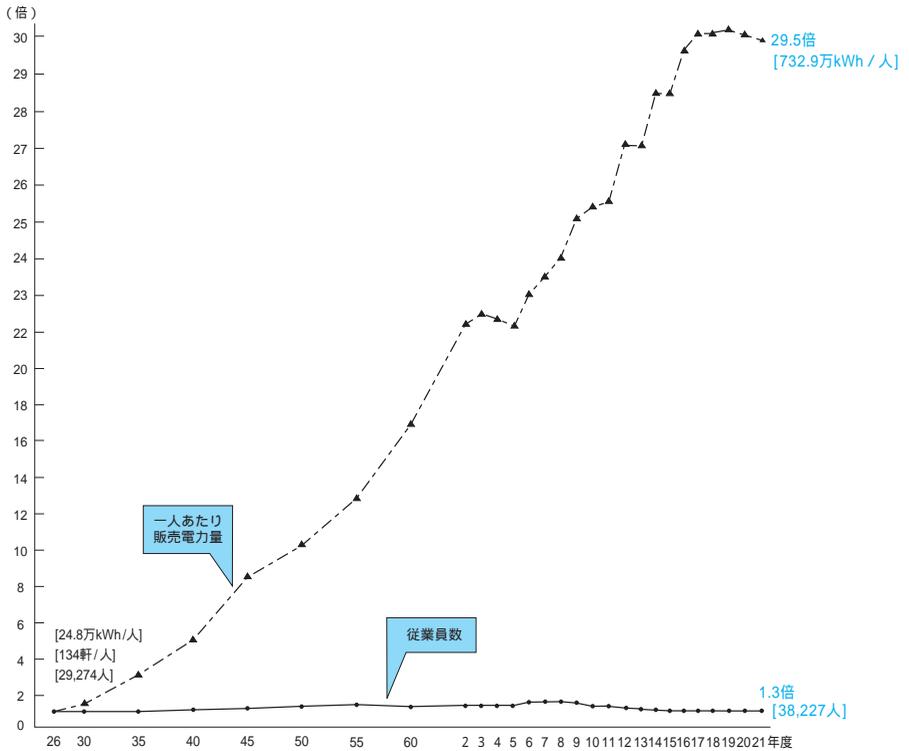
(単位：億円)

年 度	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
製品調達総額 (a)	6,681	8,311	7,367	8,774	7,564	7,590	7,495	6,964	6,507	5,958	5,999	4,793	4,232	3,642	3,726	3,476	3,547	3,514	3,314	3,227
海外製品輸入額 (b)	86	202	140	216	675	480	246	471	387	422	382	181	228	192	189	189	302	269	520	289
輸入比率[%] (b)(a)	1.3	2.4	1.9	2.5	8.9	6.3	3.3	6.8	5.9	7.1	6.4	3.8	5.4	5.3	5.1	5.4	8.5	7.7	15.7	9.0

- (注) 1. 6・7年度は横浜火力7/8号、柏崎刈羽原子力6/7号の通関があった。
 2. 9年度は千葉火力2号の通関があった。
 3. 11年度は品川火力1号、富津火力3号の通関があった。
 4. 12年度は富津火力3号の通関があった。
 5. 18～20年度は富津火力4号の通関があった。
 6. 20年度は柏崎刈羽原子力発電所の復旧関連で発注量が一時的に増加。

IX. 合理化・効率化

1. 従業員一人あたりの販売電力量の推移



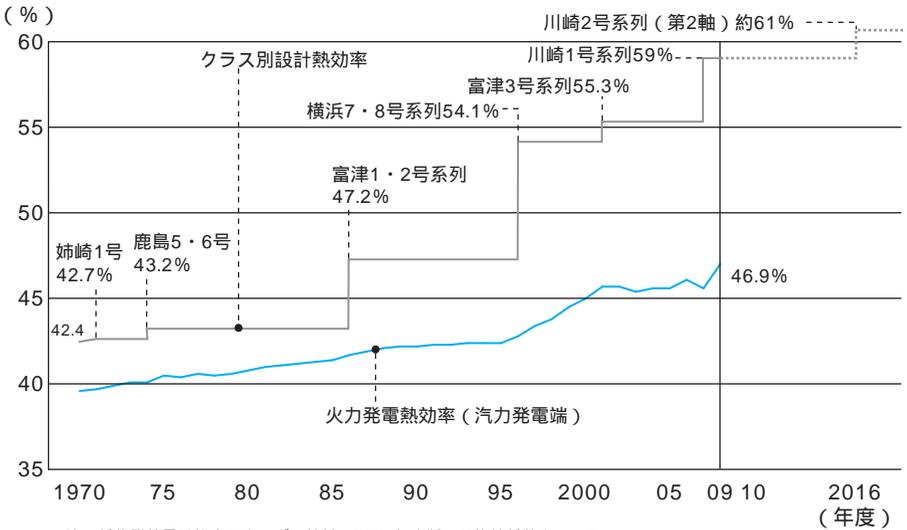
従業員数の推移

年度末	26	30	35	40	45	50	55	60	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
従業員数 (対26年度比)	29,274 (1)	29,453 (1.0)	29,161 (1.0)	32,724 (1.1)	36,290 (1.2)	38,341 (1.3)	40,208 (1.4)	39,058 (1.3)	39,640 (1.4)	43,448 (1.5)	43,166 (1.5)	42,672 (1.5)	42,170 (1.4)	41,882 (1.4)	41,403 (1.4)	40,725 (1.4)	39,619 (1.4)	38,950 (1.3)	38,510 (1.3)	38,235 (1.3)	38,108 (1.3)	38,234 (1.3)	38,030 (1.3)	38,227 (1.3)

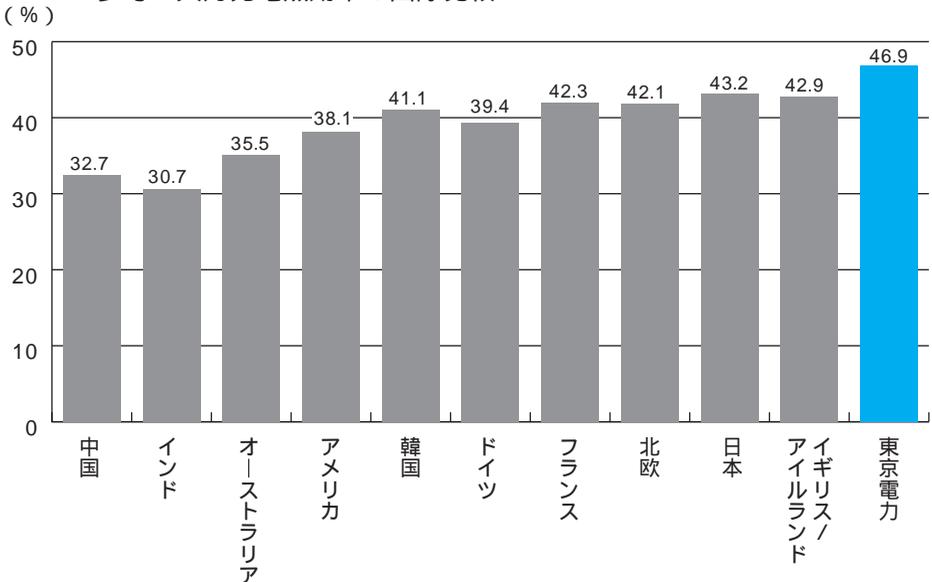
労働生産性の向上

年度末	26	30	35	40	45	50	55	60	2	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
一人あたり 販売電力量 (万kWh/人) (対26年度比)	24.8 (1)	36.9 (1.5)	76.1 (3.1)	125.4 (5.1)	212.9 (8.6)	266.8 (10.8)	326.1 (13.1)	423.1 (17.1)	554.8 (22.4)	585.4 (23.6)	596.4 (24.0)	621.9 (25.1)	633.3 (25.5)	654.8 (26.4)	677.9 (27.3)	676.6 (27.3)	711.5 (28.7)	708.6 (28.6)	744.6 (30.0)	754.9 (30.4)	754.8 (30.4)	777.8 (31.4)	759.8 (30.6)	732.9 (29.5)

2. 火力発電熱効率（低位発熱量）



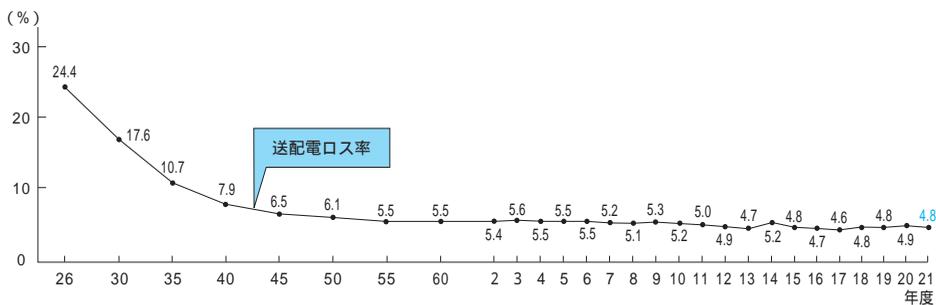
< 参考 > 火力発電熱効率の国際比較



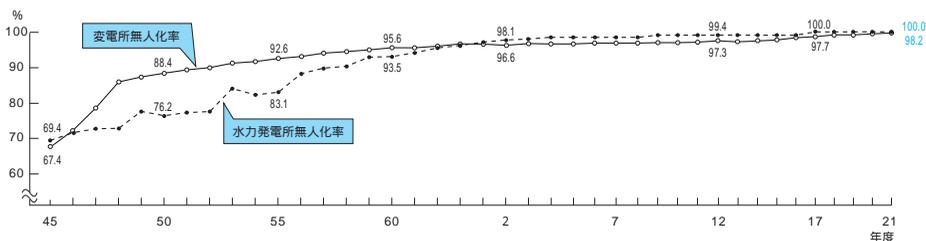
- （注）1．熱効率は石炭、石油、ガスの熱効率を加重平均した発電端熱効率（低位発熱量基準）。
 2．自家発電設備などは対象外。
 3．東京電力のみ2009年度の実績。その他は2006年度の値。

（出所）ECOFYS「INTERNATIONAL COMPARISON OF FOSSIL POWER EFFICIENCY AND CO₂ INTENSITY」

3. 送配電ロス率の推移



4. 水力発電所・変電所の無人化率の推移



(注) 無人化率 = (無人発電所数 / 全発電所数) × 100 (%)

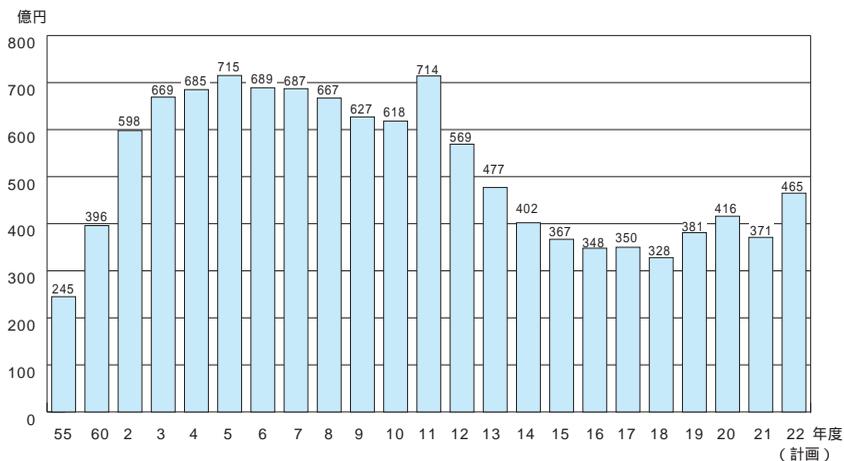
X. 技術開発・再生可能エネルギー等

1. 技術開発

(1) 平成22年度技術開発の取り組み

ね ら い	技 術 開 発 内 容
a. 『人と設備の安全・社会の安心を最優先し、電力の安定供給を確保する』	人身・公衆・設備の安全に寄与する技術開発や、社会の安心感醸成につながる技術開発、電力の安定供給を確保する技術開発を推進しつつ、重点的に情報発信していくことで、社内外からの信頼の獲得を目指す。
b. 『長期的にエネルギーセキュリティを確保し、地球環境をまもる』	R P S 法対応技術、CO ₂ 回収・貯留の実現性評価、電気自動車等、社会の持続可能な成長に向け、環境制約に対して先見的に対処する技術開発を推進し、企業の社会的責任を果たす。
c. 『エネルギーの最適サービスを提供し、販売電力量を開拓する』	高性能ヒートポンプ等、系統電力利用拡大のための電化推進・高性能商品に関する技術開発や、お客さまニーズを先取りしたエネルギーソリューションに関する技術開発を推進し、エネルギー間競争に打ち勝つことを目指す。
d. 『原価低減や事業領域拡大により、収益性向上を図る』	供給コストの低減により競争力強化に資する技術開発を推進するとともに、電気事業で培ったノウハウ・設備を活用して事業領域を拡大するための技術開発を推進することで、グループ全体としての持続的成長・収益性向上を図る。

(2) 研究開発費の推移



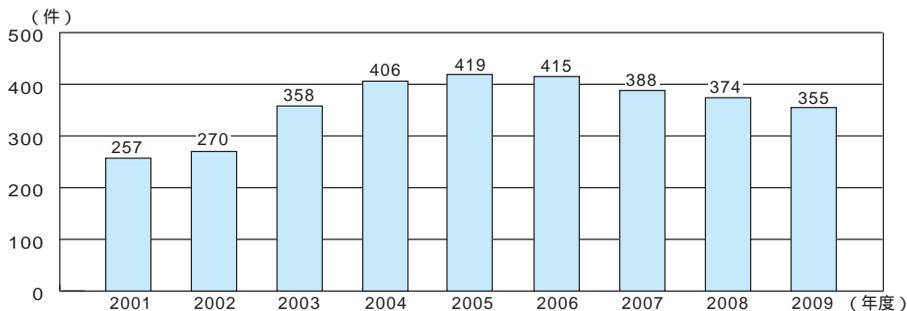
(3) 売上高に占める研究開発費の比率

(単位：%)

55	60	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
0.8	1.0	1.4	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.1	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9

(計画)

(4) 特許出願数の推移



* 平成22年4月1日現在

2. 電気自動車

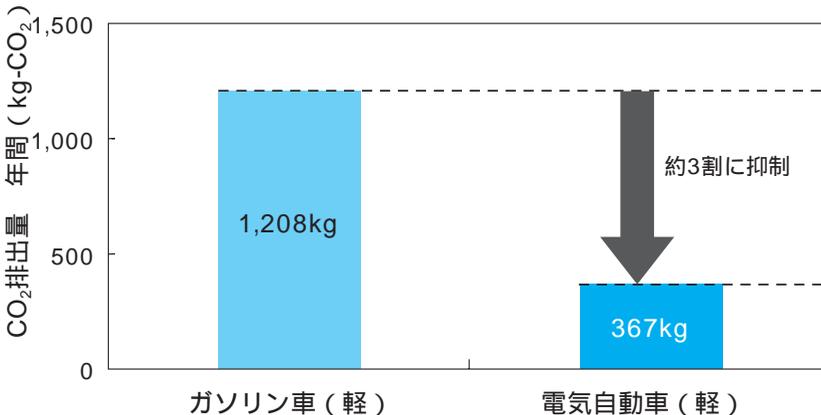
当社事業所の電気自動車導入台数の推移

平成 年度末	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
台数	65	104	130	130	130	130	130	130	130	132	139	145	191	246	241	235	220	147	417
(EV導入率)	(0.9%)	(1.4%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.7%)	(1.9%)	(2.0%)	(2.7%)	(2.9%)	(2.8%)	(2.8%)	(2.6%)	(1.8%)	(5.1%)

富士重工業(株)と共同で、当社の業務用車両に適した電気自動車（R1e）を開発し、平成18年より業務において、実証試験を行っています。さらに、三菱自動車工業(株)が開発した電気自動車（i-MiEV）についても平成19年より実用性評価を行っています。

これらの試験・評価を踏まえて、平成21年度には本格導入を開始し、310台の電気自動車を導入しました。さらに目標として、将来的には約3,000台程度の電気自動車の導入を掲げています。仮に、3,000台の業務用車両を電気自動車に転換した場合、1年当たりCO₂排出量で約2,500 t、燃費改善効果で約1.7億円の削減が期待できます。なお、電力業界全体では平成32年度までに電気自動車約1万台を業務用車両として導入する目標を掲げています。

参考 一台あたりの年間CO₂排出量（10,000km走行時）



(試算条件) 軽ガソリン車燃費：19.2km/L（社団法人 全国軽自動車協会連合会ホームページより）
EV燃費：10km/kWh（メーカー公表の10・15モード・充電走行距離と駆動用バッテリーの総電力量から算出）
CO₂排出原単位：ガソリン 2.32kg-CO₂/L（「地球温暖化対策の推進に関する法律施行令」より）
電気 0.33kg-CO₂/kWh（電気事業者による2020年度の目標値）
充電効率：0.90

3. 再生可能エネルギー

(1) 当社が導入している地点（平成22年3月末）

太陽光発電	富津火力発電所、富士支社、鶴見支社、栃木支店、火力技能訓練センター、高崎支社、山梨支店、水戸支社、神奈川支店、平塚支社、松戸営業センター、大塚支社、多摩支店東村山別館、熱海営業センター、土浦支社、総合研修センター、富士吉田営業センター、佐原営業センター、前橋支社、上野支社、エコプラザ葛西TEPCO、栃木南支社、鹿沼事務所、茨城支店、日立営業センター、藤沢支社鎌倉分室、伊豆支社、成田支社別館、熊谷支社、南横浜火力発電所、横浜火力発電所、横須賀営業センター、武蔵野支社府中別館、駒橋制御所、福島第二原子力発電所、新宿支社、東扇島火力発電所、さいたま支社、大和営業センター、足立営業センター、葛野川水力発電所（葛野川ダム）、葛野川水力発電所（上日川ダム）、銚子営業センター、常陸那珂火力発電所、広野火力発電所、技術開発研究所、横須賀火力発電所（合計47地点、524.3kW）
風力発電	横須賀火力発電所（0.6kW）、南横浜火力発電所（0.4kW）、横浜火力お客さまホール（4kW）

(2) 事業用設備（平成22年3月末）

風 力 発 電	八丈島風力発電所（500kW）
---------	-----------------

参考 太陽光ならびに風力発電の導入量の国際比較

		設備容量（万kW）
		太陽光発電 （2008年末）
	ドイツ	534.0
	スペイン	335.4
	日本	214.4
	アメリカ	116.9
	イタリア	45.8
	韓国	35.8
	フランス	18.0
	オーストラリア	10.5
	ポルトガル	6.8
	オランダ	5.7

		設備容量（万kW）
		風力発電 （2008年末）
	アメリカ	2,517.0
	ドイツ	2,390.3
	スペイン	1,675.4
	中国	1,221.0
	インド	964.5
	イタリア	373.6
	フランス	340.4
	イギリス	324.1
	デンマーク	318.0
	ポルトガル	286.2
	：	
	：	
	日本	188.0

（出所）太陽光：TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS (IEA/PVPS)

風力：GLOBAL WIND 2008 REPORT (GWEC)

(3) 課題ならびに当社の研究開発のあゆみ

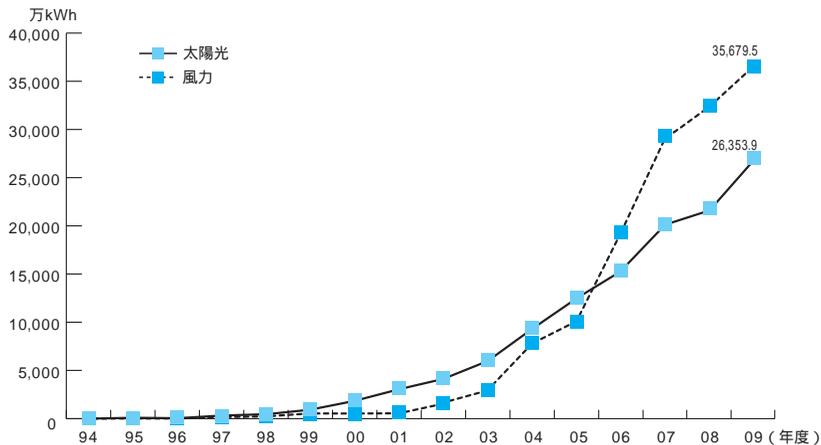
	課 題	当 社 の 研 究 開 発 の あ ゆ み
太陽光	太陽光発電システムのコスト低減 ・太陽電池本体 ・周辺機器（インバータ等） ・設置工事、工法 変換効率の向上 電力系統との連系技術の確立	家庭用(3kW級)、公共建物用(100kW級)を想定した試験装置(1.4kWおよび1.7kW)を設置し、連系試験を実施(技術研究所構内:S54.11～S59.3) 200kW分散配置システムをNEDOより受託し、工場負荷6.6kVに模擬配電線、模擬負荷および光発電システムを接続し、連系試験を実施。 (受託期間:S55.11～S62.3) 各種インバータ、連系保護装置の性能検証や周辺機器のコストダウン研究などを実施。独立型システムの動作検証を実施。 (浦和太陽光発電試験場50kW:H4.1～H14.4) 各種設置条件下での同種太陽電池の発電特性および同一設置条件下での異種太陽電池の発電特性の評価研究を実施。 (技術開発センター79kW:H6.11～H15.3) 広域に分散された一般住宅設置の太陽光発電設備に対して電源としての供給力評価を実施。 メガワット級設置の際の最適制御およびコスト低減策の検討を実施中。 経産省補助事業により、61箇所に日射計を設置し、太陽光発電設備が大量に普及した際の電力系統に対する影響評価を実施中(H22.4～)
風力	運転、保守技術の確立 ・風況に適した風車、制御プログラムの開発 立地地点の選定 ・風況の精査 ・周囲への影響(景観、騒音など) 電力系統との連系技術の確立 ・系統解析用シミュレーションモデル精緻化 ・電力品質への影響把握・分析 洋上風力発電技術の確立 ・洋上の風況特性の把握 ・安全で経済的な洋上風力発電システムの開発	サンシャイン計画の一環として、NEDOより受託し、三宅島でプロペラ型100kW装置による実証試験を実施(S58:単独試験、S59～S60:連系試験、S61:解体試験) ベルギーHMZ社製150kW装置の性能評価研究の実施(S61.6～S63.3) 300kW装置を設置し、実証試験を実施。 (TEPCO新エネルギーパーク:H5.7～H14.2) 当社所持区域内で風力発電機を連系した一般配電線での電力品質特性の計測・分析を実施中(H11～)。安全で経済的な着床式やフロート式の洋上風力発電の技術開発を実施中(H16～)。着床式はNEDOとの共同研究などにより洋上での実証研究を開始(H21～)。
地熱	地熱資源の探査、評価技術の向上 掘削・採取技術の向上 未利用の地熱資源を利用する技術の開発 環境保全技術	八丈島で3.3MW地熱発電所運転開始(H11.3～)
燃料電池	固体高分子形燃料電池(PEFC) コストダウン 長寿命化 固体酸化物形燃料電池(SOFC) 高出力密度化 電池本体の低コスト化 長寿命化	りん酸形燃料電池の実証試験。 ・過去に、いくつかの機種の実証試験を実施。 加圧型大容量機(4.5MW、11MW) 常圧型小容量機(50kW～220kW)5台 溶融炭酸塩形 技術研究組合への参加(H5.5～H17.3) 定置用固体高分子形燃料電池の実証研究。 (NEF受託)H14.11～H17.3) 固体酸化物形燃料電池の実証研究。 (NEF受託:H20.10～、NEDO助成:H21.4～)

(4) 他社からの購入実績

購入実績（平成22年3月末現在、平成4年度より実施）（出力単位：kW）

	5年度		6年度		7年度		8年度		9年度	
	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力
太陽光	13	185	136	702	452	1,944	1,056	4,278	2,578	10,438
風力			1	250	1	250	1	250	2	1,050
廃棄物	22	127,560	28	152,860	36	235,600	40	261,500	44	290,490
	10年度		11年度		12年度		13年度		14年度	
	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力
太陽光	4,440	17,131	7,870	33,891	13,780	62,064	19,559	96,519	27,484	103,822
風力	3	2,250	4	2,550	4	2,550	8	4,696	12	11,496
廃棄物	48	366,090	49	379,390	55	430,190	58	432,890	63	474,840
	15年度		16年度		17年度		18年度		19年度	
	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力	件数	出力
太陽光	39,872	146,292	56,698	207,540	75,195	272,735	92,977	334,959	107,846	385,207
風力	17	36,243	25	55,415	52	66,310	42	184,620	47	214,600
廃棄物	63	471,740	61	437,240	58	334,227	60	341,217	59	330,818
	20年度		21年度							
	件数	出力	件数	出力						
太陽光	123,649	437,171	159,883	565,204						
風力	46	224,546	48	243,146						
廃棄物	55	285,818	54	276,208						

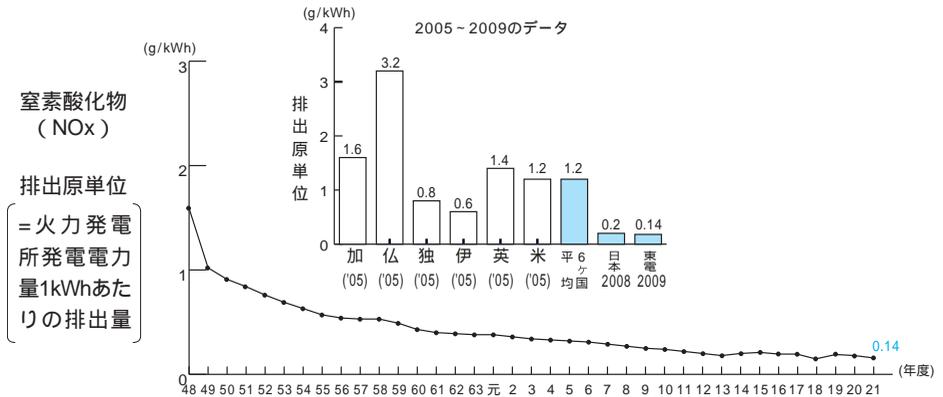
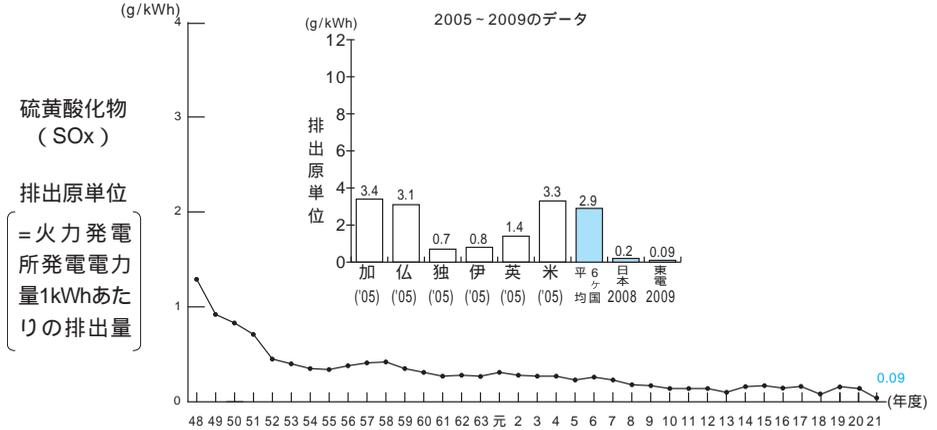
参考 太陽光・風力からの電力購入量



MEMO

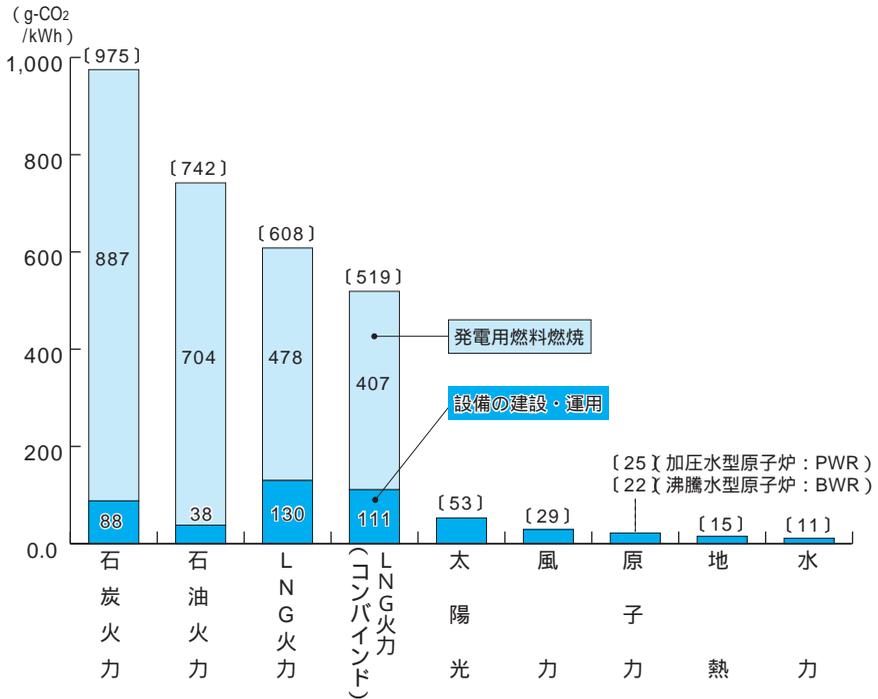
XI. 環境対策

1. 火力発電所から大気中へ排出される単位発電電力量あたりのSOx・NOx排出量の推移



(出所) OECD ENVIRONMENTAL DATA COMPENDIUM 2006/2007 及び「IEA ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES 2008 Edition」より試算。
日本は電気事業連合会調べ

< 参考 > 使用電力量1kWhあたりのCO₂排出量（日本の電源別）

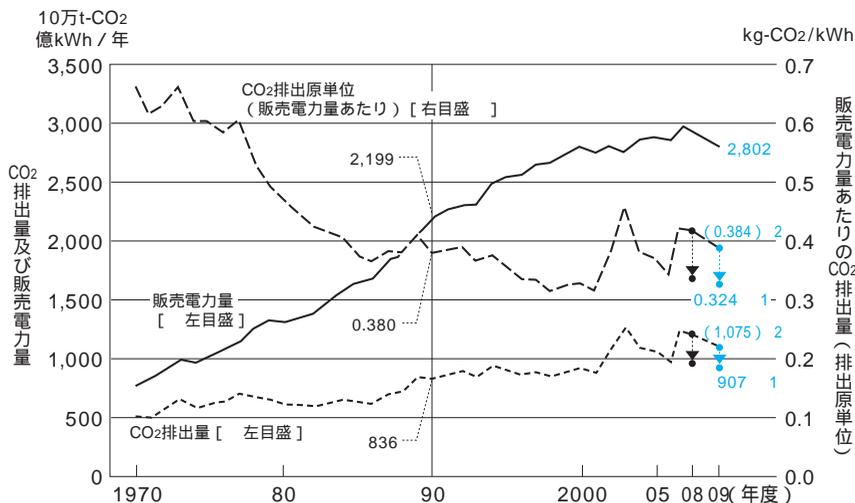


(注1) 発電用燃料の燃焼に加え、原料の採掘から発電設備などの建設、燃料輸送・精製、運用・保守などのために消費されるすべてのエネルギーを対象としてCO₂排出量を算出。原子力については、現在計画中の使用済燃料国内再処理・プルサーマル利用（1回りサイクルを前提）・高レベル放射性廃棄物処分などを含めて算出。

(注2) 端数処理の関係で合計が合わない場合がある。

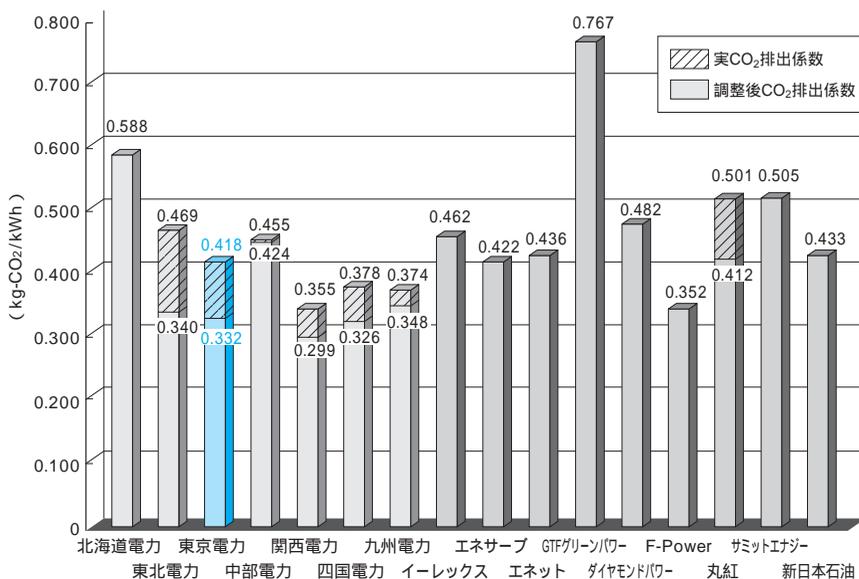
(出所) 電力中央研究所報告書他

2. 当社のCO₂排出量・排出原単位・販売電力量の推移



- 1 炭素クレジットを反映した調整後の値。
 - 2 炭素クレジットを反映する前の値。
- (注) 東京電力のCO₂排出原単位の算定にあたっては、「地球温暖化対策の推進に関する法律」上の「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」に準拠しています。なお、本制度ではグリーン電力証書などのCO₂削減価値は考慮されていません。

< 参考 > 事業者別CO₂排出係数一覧 (平成20年度)



* 「地球温暖化対策の推進に関する法律」に基づき
公表されたCO₂排出係数 (平成21年12月28日 環境省発表)

3. グリーン調達への推進

当社の資材取引における基本姿勢と取引先の皆さまに実践をお願いする事項を明記した「調達の基本方針」を制定し、取引先の皆さまと協働して資材取引における社会的責任を果たすことを目指しています。

また、「環境への配慮」の観点から、「TEPCOグリーン調達ガイドライン」を制定し、グリーン調達を積極的に進めています。特に、オフィス事務用品などについては、「TEPCOグリーン購入ガイドライン」に基づき、グループ会社とともにグリーン購入活動を展開しています。

さらに、取引先の皆さまには「環境マネジメントシステム」の構築と環境に配慮した企業活動をお願いし、環境配慮製品のエコ提案を募集するなど、グリーン調達を持続的に推進しています。

調達の基本方針	
当社の調達における基本姿勢	取引先の皆さまへのお願い
① 法令・社会規範の遵守	① 法令・社会規範の遵守
② 安全の最優先	② 安全の最優先
③ 環境への配慮	③ 環境への配慮
④ オープンな取引姿勢	④ 価格の低減と品質の向上
⑤ 公正・公平の追求	⑤ アフターサービスの充実
⑥ 相互信頼関係の強化	⑥ デリバリー体制の確立
	⑦ 忌憚のないお声の発信

4. 環境対策コスト（2009年度実績、当社単独ベース）

（単位：億円）

環境対策		投資	費用	主な内訳	
環境管理	環境対策組織整備・社員教育	-	36	人件費、環境関連資格取得支援・研修	
	環境マネジメントシステム整備	-	1	外部認証取得、報告書作成	
	グリーン調達・購入	-	-	環境に配慮した資機材・製品などの購入	
地球環境保全	地球温暖化防止	332	120	自然エネルギー導入、京都メカニズムへの取り組み	
	オゾン層保護	3	-	規制対象フロン類削減	
地域環境保全	環境影響測定・監視	4	9	環境影響評価（アセスメント）、負荷測定	
	公害防止	大気汚染防止	19	166	排煙脱硫・脱硝、燃焼改善、集じん機、燃料対策
		水質汚濁防止	41	31	排水処理、漏油防止、温排水対策
		騒音・振動防止	24	0	設備対策（消音器など）、工事対策（工法の工夫など）
		土壌汚染・地盤沈下防止など	-	0	地盤沈下測定
	放射性物質等管理	18	226	放射性物質の処理、放射線の管理・測定	
	自然保護・環境調和	自然環境保全	4	26	当社事業所緑化、尾瀬における自然保護活動
景観・都市空間の確保		408	0	送配電線地中化、設備形状・色彩の配慮	
技術開発		-	135	環境負荷低減や環境価値創造のための研究	
資源循環	廃棄物の発生抑制・リサイクル	2	123	廃棄物減量化、保管、処理・リサイクル、埋立	
社会貢献	社会との協調・共生	-	15	地域の美化・緑化、環境に関わる寄付・支援	
	環境教育支援・広報活動	2	15	環境教育支援活動、環境広告	
その他	環境関連の課徴金など	-	32	汚染負荷量賦課金（公害健康被害補償制度）	
合計（参考）		859	937		

- （注） 1．費用には減価償却費を含んでいない。
 2．CO₂排出抑制に貢献する水力、原子力、LNG火力の各発電システム本体のコストは環境保全のための追加的コストとは見なせないため対象外としている。

5. 当社における産業廃棄物のリサイクル

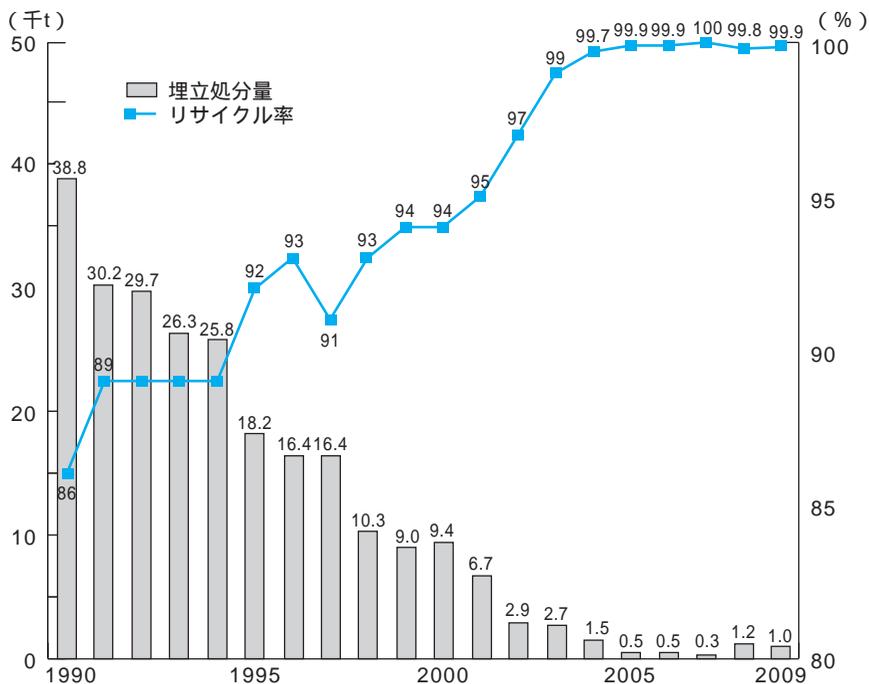
< 主な産業廃棄物の内訳 > (2009年度)

廃棄物名	発生量 ¹ (千t/年)	リサイクル用途
石炭灰	475.2	セメント原料・土地造成など
廃コンクリート電柱	109.7	路盤材など
脱硫石こう	90.7	石膏ボード・セメント原料など
金属くず	57.9	金属材料・リサイクル電線など
廃油	8.2	燃料代替・熱回収など
貝類	7.5	肥料・セメント原料・土壌改良材など
コンクリートくず	1.1	路盤材など
排水処理汚泥 ²	5.0	セメント原料・鉄鋼原料など
重・原油灰	2.6	金属回収・セメント原料
碇子(がいし)くず	3.3	ブロック・路盤材など
廃プラスチック類	1.3	プラスチック再生・熱回収など
保温材くず	0.4	再生保温材・路盤材など
その他	11.0	-
合計	774.0	

1 発生量 = 有価物量 + 自社内再利用物量 + 産業廃棄物量
 (放射性廃棄物については原子力関連法令により取り扱いが規定されているため、産業廃棄物発生量には含まれていない)

2 脱水後の重量

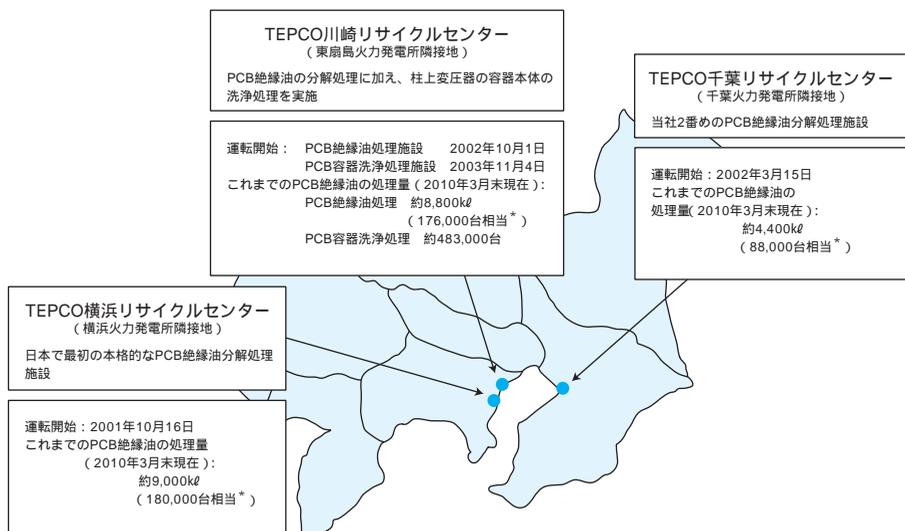
< 産業廃棄物リサイクル率 ・埋立処分量の推移 >



$$\text{リサイクル率 (\%)} = \frac{\text{リサイクル量 (有価物量および自社内再利用物量を含む)}}{\text{産業廃棄物など発生量}} \times 100$$

小数点第2位を四捨五入

6. 当社PCB処理施設の概要



PCB使用電気機器保有台数(2009年度調査結果)

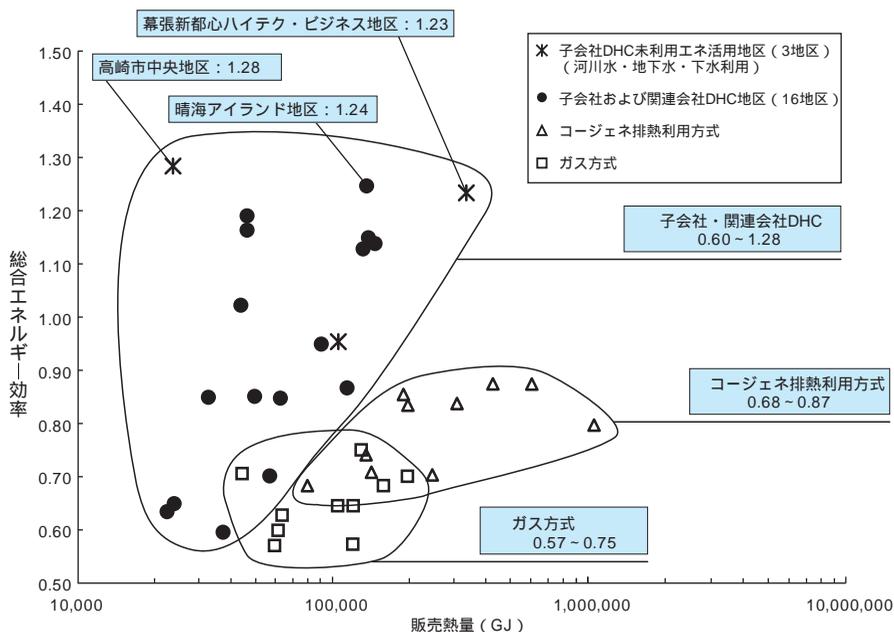
	保有台数
柱上変圧器(台)	約62万
トランス・コンデンサ類(台)	約3,500

重量10kg未満の機器を除く。

* 平均的な容量(30kVA; 油量50ℓ)の柱上変圧器の台数に換算した数値。

XII. 省エネルギー

1. 地域熱供給(DHC)地区の総合エネルギー効率 (当社サービス区域内)

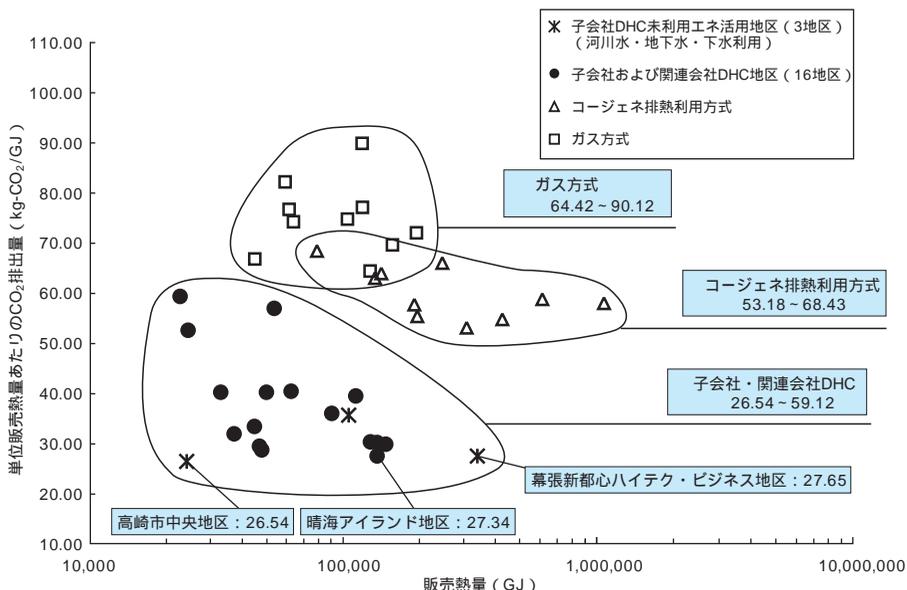


(注) ・コージェネをプラントに設置している地点を除く
・総合エネルギー効率 = $\frac{\text{販売熱量 (GJ)}}{\text{原燃料使用量 (GJ)}}$

(出所) 熱供給事業便覧平成21年版(平成20年度実績値)より作成

総合エネルギー効率	
子会社および関連会社DHC	0.60～1.28
A. 河川水・地下水・下水利用	0.95～1.28
B. その他	0.60～1.24
コージェネ排熱利用方式	0.68～0.87
ガス方式	0.57～0.75

2. 地域熱供給(DHC)地区の単位販売熱量あたりのCO₂排出量 (当社サービス区域内)



(注) ・ コージェネをプラントに設置している地点を除く

・ 単位販売熱量あたりのCO₂排出量 = CO₂排出量 (kg・CO₂) / 販売熱量 (GJ)

(出所) 熱供給事業便覧平成21年版 (平成20年度実績値) より作成

3. IIP (鋳工業生産指数) あたりエネルギー消費原単位

(1973年度 = 100)

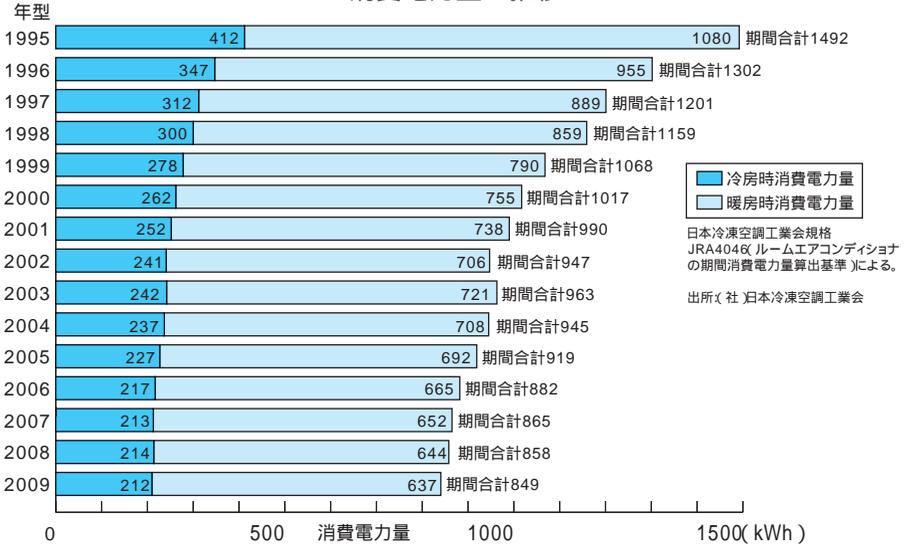
業 種 名	製造業	鉄 鋼	化学工業	紙・パルプ
原単位指数 (2008年度)	58.0	68.7	50.0	54.5

(出所) EDMC / エネルギー・経済統計要覧 (2010年版)

4. 主要な家電製品の省エネルギー

エアコン(冷暖房兼用・壁掛け型・冷房能力2.8kWクラス・省エネ型代表機種)の単純平均値)

消費電力量の推移

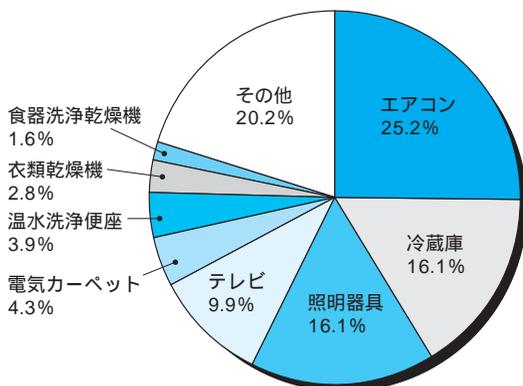


テレビ（1997、2000、2003年型：ブラウン管テレビ（ワイド32型）の単純平均値、2006、2007、2008、2009年型：液晶テレビ（ワイド32v型）の単純平均値）

	年間消費電力量（kWh）	'97年 = 100
'97年型	231	100.0
'00年型	220	95
'03年型	207	90
'06年型	161	70
'07年型	150	65
'08年型	137	59
'09年型	120	52

（出所）「省エネ性能カタログ2009年夏・冬版」より作成

参考 家庭における消費電力量ウェイトの比較

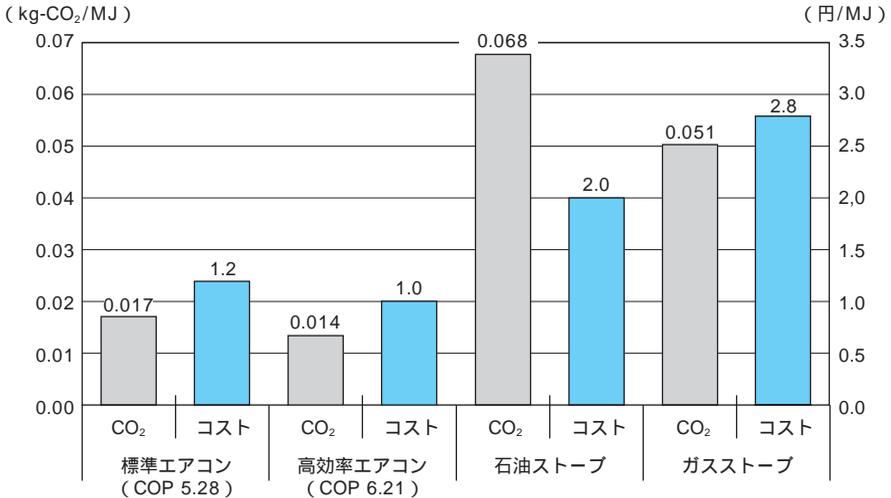


わたしたちの家庭では、電気の約67%は、エアコン、冷蔵庫、照明器具、テレビの4つに使われています。消費電力量の多い機器にきちんと対応することが、省エネ効果を高めるポイントになります。買いかえるときには、エネルギー消費効率の良い機器を選ぶこと。そして、冷暖房の適正温度を守ったり、冷蔵庫のドアの開け閉めの回数を減らしたり、少しずつ無駄を省くだけで、毎月の電気代も変わってきます。

（注）割合は四捨五入しているため、合計が100%とは合いません。

（出所）資源エネルギー庁 平成16年度電力需給の概要（平成15年度推定実績）

参考 暖房器具環境性能比較



暖房1MJあたりのCO₂排出量およびランニングコスト比較

【試算条件】

- CO₂排出原単位：「地球温暖化対策の推進に関する法律（事業者別排出係数）」電気は平成21年度東京電力実績（調整後係数）
 - 電気料金：東京電力「従量電灯B」第2段階料金単価（平成22年3月）
 - 石油価格：財団法人日本エネルギー経済研究所石油情報センター「民生用灯油（給油所以外）価格調査（消費税込み店頭価格）」（関東局）（平成22年3月）
 - ガス料金：東京ガス東京地区等「一般料金」料金表B（平成22年3月）
 - 機器効率：標準エアコン暖房COP5.28、高効率エアコン暖房COP6.21、ガス・石油ストーブ効率1.0
 - エアコンはJIS標準条件の外気温7℃時の試算値。外気温2℃時の試算では、高効率エアコンのCO₂排出量は、0.028[kg-CO₂/MJ]、コストは2.0[円/MJ]
- MJ（メガジュール）：熱量を表す単位。例えば、10畳の部屋で1時間あたりの必要暖房熱量は10.8[MJ]、空調和衛生工学会規格（SHASE-S）戸建住宅・1F居間暖房負荷（185[W/m²]）より算出。

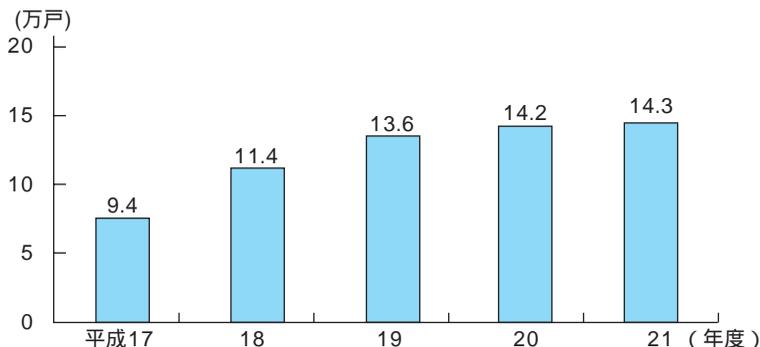
5. 当社がおすすめする主な電化機器・システム

オール電化住宅

「オール電化住宅」とは、キッチン・給湯・冷暖房など、住まいで使用するすべてのエネルギーを安心してクリーンな電気でもかなう住宅のことです。

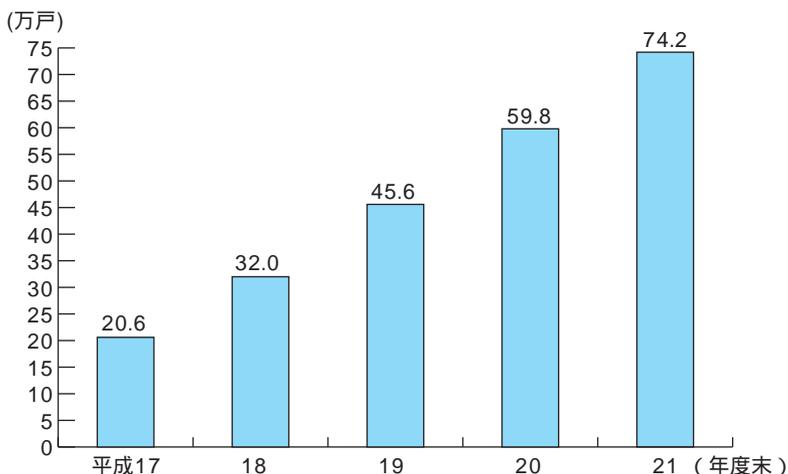
東京電力は、環境性、快適性、経済性に優れたオール電化住宅の普及拡大に向けた活動を展開しています。

オール電化住宅戸数*の実績（当社サービス区域）



* オール電化住宅戸数：新築住宅および既設住宅におけるオール電化住宅採用戸数。

オール電化住宅累計戸数の推移（当社サービス区域）



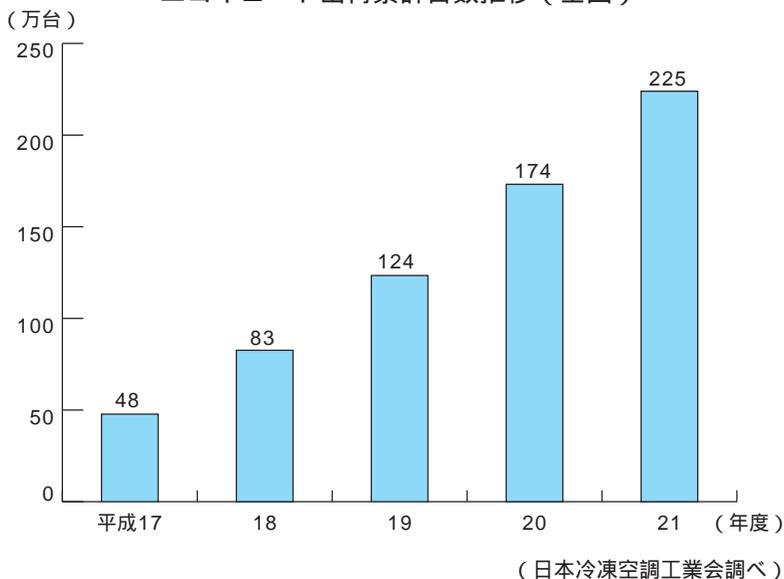
家庭用自然冷媒（CO₂）給湯機・エコキュート

現在、家庭で消費されるエネルギーのうち、約1/3を「給湯」が占めており、「給湯の省エネ」がこれからの低炭素社会の実現に向けた大きなポイントとなっています。

エコキュートは高効率なヒートポンプにより空気中の熱でお湯を沸かすので、従来の燃焼式給湯器と比べ、大幅なCO₂排出量削減と、省エネルギーを実現できます。

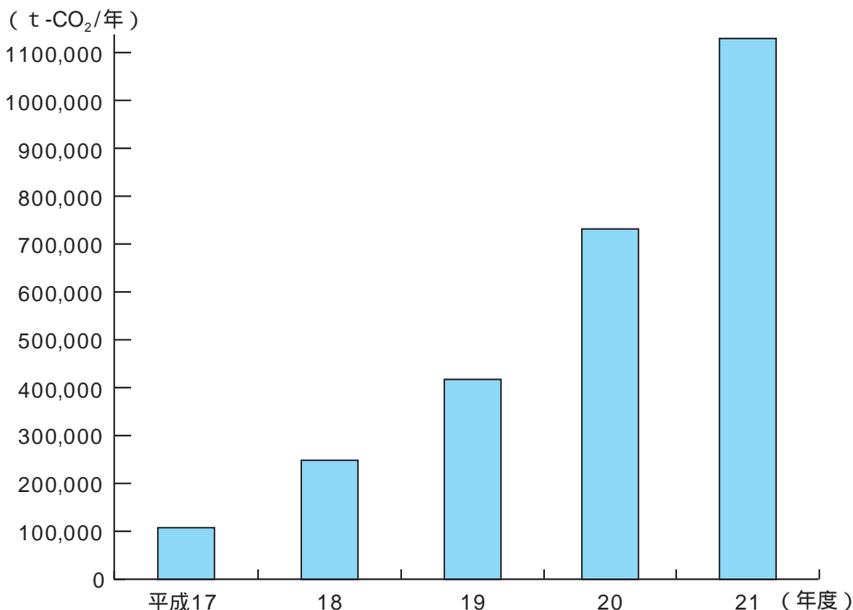
さらに、割安な夜間の電気でお湯を沸かすので、ランニングコストも大幅に削減でき、抜群のコストパフォーマンスを実現することが可能です。

エコキュート出荷累計台数推移（全国）



エコキュート設置によるCO₂排出量の削減効果（累積）

当社のサービス区域では、2009年度までに累計約60万台のエコキュートが設置され、2001年度以降のCO₂削減効果は累計約110万tにのぼっています。



試算条件

1 給湯負荷:IBEC(財)建築環境・省エネルギー機構)Lモードの43度換算湯量(421 /日)+風呂保温(6.7MJ/日) 2 外気温度、給水温度(社)日本冷凍空調工業会規格(JRA4050:2007R)による 3 消費電力量:300フルオート(ヒーターレス保温)タイプの省エネモードでの試算、機器効率・除霜・沸き終い損失を含む、中間・冬・夏の3期間の消費電力量を計算 4.消費ガス量:従来型燃焼式給湯器(都市ガス)の機器効率80%(東京ガスカタログによる) 5 CO₂排出原単位:電気(各年度東京電力実績)都市ガス(地球温暖化対策の推進に関する法律施行令)

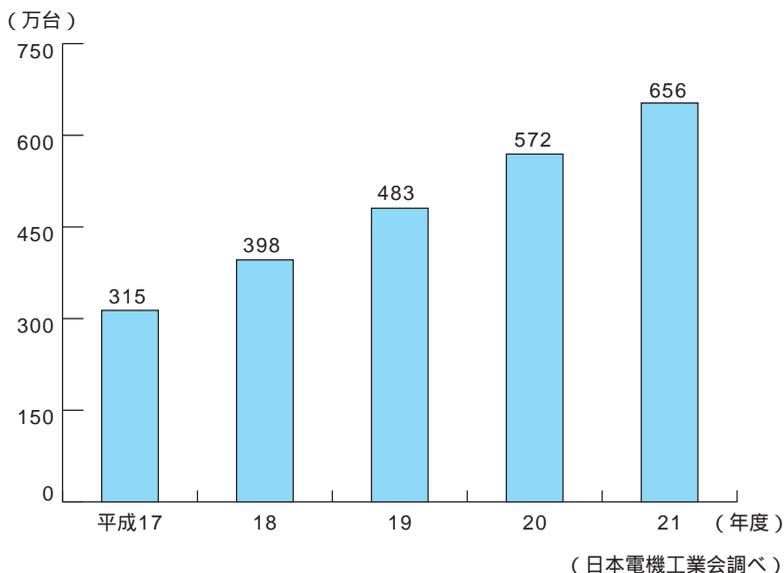
エコキュート普及実績（当社サービス区域）

年度	17	18	19	20	21
台数	約6.5万	約9.4万	約11.7万	約13.5万	約13.5万

IHクッキングヒーター

これまでのキッチンの常識を大きく変え、快適な環境を実現するオール電化キッチン。その主役となるのがIHクッキングヒーターです。火力も強く、揚げ物やステーキ、煮物、焼き魚までお手のもの。掃除も簡単で、キッチンまわりがいつもきれいに保てます。また、多くの安全機能を装備しているため、お年寄りやお子さまがいる家庭でも安心。毎日の暮らしに新たなゆとりをもたらす、IHクッキングヒーターをお勧めしています。

IHクッキングヒーター出荷累計台数推移（全国）



業務用電化厨房

電化厨房の特徴は3C「クール、クリーン、コントロール」で表されます。

クール : 燃焼を伴わず排熱や放射熱が少ないため、暑さ知らず
(COOL) の厨房を実現できます。

クリーン : 燃焼排ガスが発生せず、ススや油煙の拡散も少ないた
(CLEAN) め、厨房内を清潔に保つことができます。

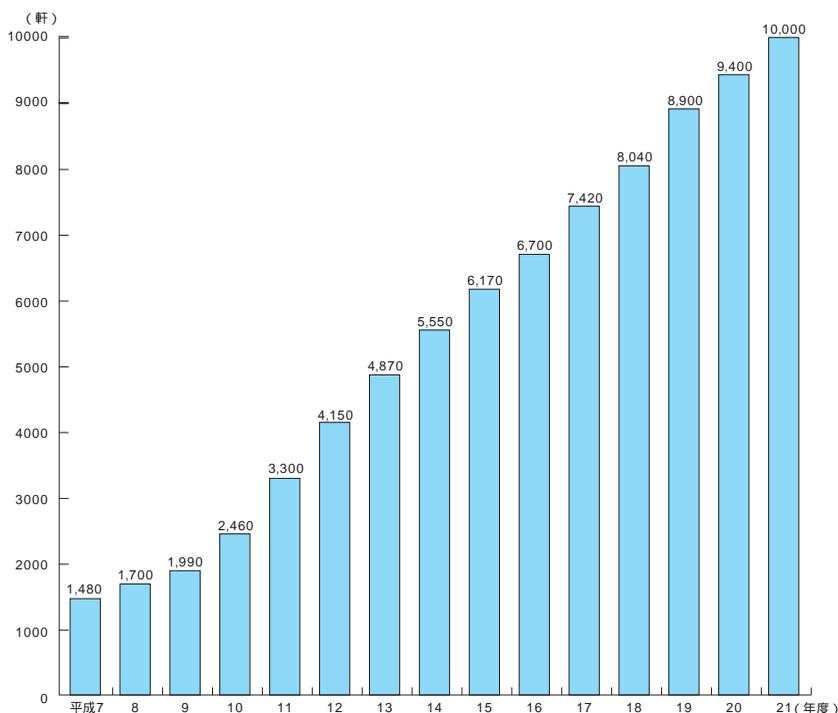
コントロール : 電気の制御性の良さを活かして、調理工程における温
(CONTROL) 度・時間のコントロールが容易になり、安全で高品質な調理が可能となります。

また、燃焼排ガスが発生しないことや放射熱が少ないことは、換気量や空調負荷の抑制につながり、ヒートポンプ給湯機の利用とあわせて、厨房内全体でのエネルギー使用量、CO₂排出量の削減が可能となります。

エコ・アイス（氷蓄熱式空調システム）

蓄熱槽に夜間の安い電気を利用して作った氷を蓄え、それを昼間の空調に利用することによりランニングコストの大幅低減を実現する蓄熱式空調システムです。エコ・アイスには10馬力以上のシステムの他、商店や中小規模の工場向けの10馬力未満の「エコ・アイスmini」、より省スペース化を図った「エコミニぐっぴー」がラインアップされており、幅広い用途の空調に対応できます。

参考 空調用蓄熱システムの普及推移（累計）



* 平成21年度末の空調用蓄熱システムによるピークシフトkW累計値は92万kW程度。

XIII. 関連事業

1. 主な関係会社

(平成22年3月末現在)

事業内容	会社名	主要事業内容	設立年月	資本金	従業員数	電話番号
				(百万円)	(含臨時) (人)	
電気事業	東京発電(株)	水力発電による電気の卸供給	S3.7	2,500	217	03-6371-5200
	君津共同火力(株)	火力発電による電気の卸供給	S42.6	8,500	119	0439-52-1361
	鹿島共同火力(株)	火力発電による電気の卸供給	S44.12	22,000	131	0299-75-5400
	相馬共同火力発電(株)	火力発電による電気の卸供給	S56.6	112,800	141	0244-36-1200
	常磐共同火力(株)	火力発電による電気の卸供給	S30.12	56,000	171	03-3256-5411
	日本原子力発電(株)	原子力発電による電気の卸供給	S32.11	120,000	1,308	03-6371-7400
情報通信事業	通信気(株)ファミリーネット・ジャパン	マンション向けインターネット接続サービス	H12.10	270	62	03-5774-1400
	有線放送テレビ(株)テプコケーブルテレビ	有線テレビジョン放送及び有線ラジオ放送事業	H1.11	8,775	83	048-638-7000
	情報通信建設・信保守備(株)TEPCO光ネットワークエンジニアリング(株)	電力関連施設(変電所等)内などにあるFTTH関連機器の建設、保守業務・光ファイバーケーブルの接続、分岐装置の建設業務	H18.12	150	222	03-3432-5770
	(株)テプコシステムズ	コンピュータシステムに関する企画・開発・保守・運用	S52.7	350	1,788	03-6364-1117
	東電ユークエスト(株)	組込ソフトウェア事業	H15.10	200	63	03-3580-5501
	(株)アット東京	データセンター事業	H12.6	13,378	195	03-6372-3000
	東京レコードマネジメント(株)	情報記録類の作成、保管、管理業務の受託	S62.9	20	403	03-6372-0200
	(株)ジャパン・イーマーケット	eマーケット・ブレイス事業	H12.12	1,500	13	03-5765-2375
	(株)テプシソリューションズ	コンピュータソフトウェアの開発および保守	H21.10	90	29	03-6372-8000
	ジャパンケーブルネットホールディングス(株)	CATV会社統括事業	H13.3	32,500	1,827	03-4284-7210
日本デジタル配信(株)	デジタル放送配信事業、ブロードバンドコンテンツ配信事業	H12.4	2,250	44	03-5573-7151	
(株)ティ・オー・エス	電気料金等に関する情報処理サービス事業	H11.6	10	1,301	03-6371-1300	

事業内容	会社名	主要事業内容	設 立 年 月	資本金	従業員数 (含臨時)	電話番号		
				(百万円)	(人)			
エネルギー・環境事業	設備の建設・保守	東電工業(株)	火力・原子力発電設備の定検・保守・送・変電・土木・建設設備の建設・保守、損害保険代理業	S29.4	300	1,307	03-6372-4800	
		東電環境エンジニアリング(株)	火力・原子力発電所の環境保全・各種施設の運転・保守・産業廃棄物の加工・処理、環境調査・測定・評価	S30.11	300	1,399	03-6372-7000	
		東電設計(株)	土木・建築及び電気設備の設計・監理	S35.12	40	668	03-6372-5111	
		東京電設サービス(株)	送・変電設備の巡視・点検及び保守	S54.9	50	912	03-6371-3000	
		(株)東電ホームサービス	異動作業、停電周知、電気利用に関する相談及び需要開閉関連業務、配電設備の設計・巡視点検、配電設備建設工事後の落成検査及び配電設備登録・更新業務の請負、電気温水器の据付・販売・斡旋等	S57.9	200	2,599	03-6372-6060	
		(株)東設土木コンサルタント	土木建設サービス業	S58.10	10	83	03-5805-7261	
		(株)関電工	発・送・変・配電及び通信設備の建設・保守、火力・原子力発電所の電気・計装工事、内線・空調関係工事	S19.9	10,264	6,848	03-5476-2111	
		新日本ヘリコプター(株)	ヘリコプターによる送電線の巡視・建設資材の輸送	S35.7	250	102	03-3567-3206	
		日本原子力防護システム(株)	原子力関係施設の科学警備システムの設計・施工・賃貸及び運用、原子燃料の輸送警備	S52.7	200	504	03-6372-0300	
		(株)TLC	送電・通信等の電気設備に関する工事施工	H14.5	98	195	03-4366-1500	
		資機材の供給・輸送	東京計器工業(株)	取引用計器の修理・失効替工事	S26.4	100	249	03-6372-4220
			東電物流(株)	配電用諸資材の運搬、資材倉庫等の管理	S52.7	50	535	03-6361-7900
			東光電気(株)	電気機械器具の製造・販売、取引用計器の修理・失効替工事、建物・構築物の電気工事	S3.9	1,452	924	03-6371-4380
(株)高岳製作所	変電設備、変圧器、ガス絶縁変圧器、電力機器遠隔監視装置、高速三次元検査装置、その他装置の製造、据付工事、修理および販売		T7.3	5,906	1,215	03-6371-5000		
東光東芝メーターシステムズ(株)	計器(部品の一部を含む)に関する開発・製造および販売		H21.12	480	168	03-6371-4330		

事業内容	会社名	主要事業内容	設立年月	資本金	従業員数 (含臨時)	電話番号
				(百万円)	(人)	
エネルギー・環境事業 燃料の供給・輸送	テプコ・リソーシズ社	ウランの採掘および精錬	H9.4	74,600 千CAD	0	-
	テプコ・オーストラリア社	海外プロジェクト会社への 出資・融資	H15.3	51,000 千USD	6	-
	T E P C O トレーディング(株)	LNGの購入・販売	H18.1	100	2	03-3597-0230
	リサイクル燃料貯蔵(株)	原子力発電所から発生する使用済燃料の貯蔵・管理および、これに付帯関連する事業	H17.11	3,000	48	0175-25-2990
	パシフィック・エルエヌジー・ SHIPPING 社	LNG船の保有	H12.12	3,755	0	-
	パシフィック・エルエヌジー・輸送(株)	LNG船の運行管理	H13.4	95	0	03-5501-7181
	パシフィック・ユラス・SHIPPING 社	LNG船の保有	H14.2	3,740	0	-
	トランスオーシャンエルエヌジー・輸送(株)	LNG船の運行管理	H14.12	95	0	03-5501-7181
	エルエヌジー・マリン・トランスポート(株)	LNGの海上運送事業	H16.10	460	11	03-5501-7181
	シグナス・エルエヌジー・SHIPPING 社	LNG船の保有	H17.11	4,002	0	-
	東京ティモール・シー・リソーシズ(米)社	東京ティモール・シー・リソーシズ(豪)社の株式保有	H15.6	39,000 千USD	4	-
	南 明 興 産 (株)	原重油等の販売、海上輸送、火力発電所の防災・警備、LNG輸入代行業務	S30.3	40	503	03-6371-2600
	(株) テ プ コ ー ユ	原重油等の販売、車両リース、業務用電化機器リース等	S32.6	100	163	03-6371-8600
	(株) テ プ ス タ ー	原重油等の販売、各種工業製品の販売	S24.12	20	38	03-6361-8181
	テプコ・ダーウィン・エルエヌジー社	パユ・ウンダン・ガス田開発プロジェクトのプラント・パイプライン事業への投資	H15.3	62,483 千AUD	-	-
	東京ティモール・シー・リソーシズ(豪)社	ガス田開発プロジェクトへの参画	H15.6	316,668 千AUD	-	-
	南 双 サ ー ビ ス (株)	火力発電所の防災・警備、燃料受払業務	S54.8	20	95	0240-27-2497
	日 本 原 燃 (株)	使用済核燃料の再処理	S55.3	200,000	2,361	0175-71-2000
	パシフィック・ホープ・SHIPPING 社	LNG船の保有	H17.8	4,071	0	-
	石炭資源開発(株)	海外における電力用石炭資源の調査、探鉱、開発、輸入ならびに販売	S55.1	5,200	18	03-3431-4781
原 燃 輸 送 (株)	原子力発電所等から生ずる使用済燃料・放射性廃棄物等の取扱及び陸上・海上運送ならびにこれらに関する貨物運送取扱事業船舶賃貸業等の事業	S48.4	1,600	117	03-3438-3241	
セ ル ト (株)	LNGの購入・販売	H18.1	100	0	-	

事業内容	会社名	主要事業内容	設立年	資本金	従業員数 (含 臨時)	電話番号
				(百万円)	(人)	
エネルギー・環境ソリューション	東京都市サービス(株)	熱供給設備の運転、保守及び管理	S62.9	400	289	03-6361-5100
	バイオ燃料(株)	燃料加工設備の計画、設計、施工、運転、保守、バイオマスなど再生可能な資源の開発	H17.3	490	16	03-5665-9120
	川崎スチームネット(株)	蒸気の販売供給・蒸気供給配管等の設備の設計、建設、運用及び維持管理	H18.10	160	0	045-321-4682
	森ヶ崎エナジーサービス(株)	東京都下水道局森ヶ崎水処理センターへの電力・温水供給及び電力負荷調整	H14.10	310	2	03-3741-7805
	伊勢原エネルギーサービス(株)	東海大学伊勢原キャンパスへの電力、冷水および蒸気等エネルギーの供給	H15.3	150	0	-
	東京臨海リサイクルパーク(株)	東京都スーパーエコタウン事業におけるガス化溶融等発電	H14.12	11,082	62	03-6327-3190
	日立熱エネルギー(株)	熱供給事業	S63.3	250	11	0294-24-6338
	日本自然エネルギー(株)	自然エネルギーを活用した発電受託事業	H12.11	395	7	03-3510-0351
	羽田太陽光発電(株)	羽田空港国際線地区貨物ターミナルへの太陽光発電を活用したエネルギーサービス事業	H20.9	5	0	03-6372-4849
	日本ファシリティ・ソリューション(株)	ESCO、診断・コンサルティング、設備改修事業	H12.12	490	57	03-5229-2911
	関東天然瓦斯開発(株)	石油および可燃性天然ガスの開発・採取・供給販売	T6.5	7,902	152	03-3241-5511
	青山エナジーサービス(株)	熱供給事業	H1.8	300	6	03-3497-8008
	府中熱供給(株)	熱供給事業	H1.7	480	7	042-330-7521
	(株)クリーンコールパーク 研究所	IGCC(石炭ガス化複合発電)実証試験研究に付随する一切の業務	H13.6	100	65	0246-77-3111
東京熱エネルギー(株)	熱供給事業	S60.4	100	5	03-3581-2541	
タス・フォレスト・ホールディングス社	植林事業	H7.11	11,335千AUD	0	-	

事業内容	会社名	主要事業内容	設立年 月	資本金	従業員数 (含臨時)	電話番号
				(百万円)	(人)	
住環境・生活関連事業	東電不動産(株)	事業所・社宅・独身寮の賃貸・管理	S30.4	3,020	713	03-6372-1010
	尾瀬林業(株)	尾瀬・裏磐梯地区等の自然環境の保全、自然環境の調査及び緑化・工事	S26.2	60	103	03-6371-1000
	東電用地(株)	電柱敷地業務、送電線用地など東電保有土地の管理、送電線用地の取得	H20.7	100	808	03-6371-1100
	㈱リビタ	中古住宅の仕入・再生・販売、住宅再生コンサルティング事業	H17.5	100	58	03-5468-9225
	㈱むつ小川原 ハピタット	住宅、事務所、店舗その他の建物の所有、管理、販売、賃貸	H3.11	100	4	0175-72-3776
	東双不動産管理(株)	不動産の賃貸借、売買及び仲介不動産の管理、補修、警備及び清掃等	S57.10	20	171	0240-32-5596
	㈱TFサービス	建築工事業等の請負及び設計監理、土地・建物の保全管理	S41.12	90	65	03-5847-1411
	東京リビングサービス(株)	厚生施設・社宅・独身寮・体育施設の賃貸及び管理運営、職場生活施設の運営管理、生活福利に関するコンサルティング	S55.4	50	977	03-6371-5600
	東電ピーアール(株)	東京電力エネルギー館の運営・管理	S59.4	50	446	03-5445-6886
	東電ハミングワーク(株)	印刷、コピー、清掃、園芸業務など	H20.10	60	81	042-848-7300
	㈱キャリアライズ	職業紹介、人材派遣事業	H12.6	200	337	03-6371-5680
	東電タウン プランニング(株)	再開発・都市計画、地中設備に関するコンサルティング、設計、施工	H13.8	300	85	03-5925-0766
	テプコ・リインシュ ランス社	東京電力グループ専属の再保険	H14.10	120	0	-
	東電パートナーズ(株)	介護保険事業およびこれに関する研修事業	H18.1	100	1,170	03-5621-7333
	東電ライフサポート(株)	介護型有料老人ホームの企画・運営・管理事業	H12.10	489	180	03-3456-4165
	東電広告(株)	電柱広告、配電線路図面の補正及び管理、PRに関する企画制作、携帯用通信機器の販売代理業務	S6.10	20	597	03-6371-8111
	㈱TEPCOコール アドバンス	電話代理応答業務およびこれに関するコンサルティング業務/テレマーケティング業務の企画・販売	H15.7	150	1,681	03-6371-8330

事業内容	会社名	主要事業内容	設立年	資本金	従業員数 (含臨時)	電話番号
				(百万円)	(人)	
住環境・生活関連事業	グッドサーブ(株)	ハウスクリーニング等、家庭及び事務所向け各種サービス代行事業	H13.8	15	45	03-5283-5111
	ハウスプラス住宅保証(株)	建物に関する性能の評価・保証	H20.2	907	96	03-5777-1434
	(株)環境美化センター	電柱・建造物等の美化清掃	S53.4	15	83	03-3502-1381
	(株)当間高原リゾート	ホテル、ゴルフ場の経営	H1.2	100	187	025-758-4888
	日本ユーティリティサービスウェイ(株)	共同溝に関する監視システムの設計、建設ならびに管理	S61.1	1,400	51	03-3663-7611
	大同工業(株)	電柱広告製品の製作	S28.10	10	30	03-6372-6969
	ハウスプラス確認検査(株)	建築基準法に基づく確認検査	H11.11	300	54	03-5777-1416
海外事業	テフコ・インターナショナル社	海外プロジェクト会社への出資・融資	H11.7	240,000千EUR	0	-
	(株)ユーラスエナジーホールディングス	国内外風力発電事業等の統轄・管理	H13.11	18,199	181	03-5561-6580
	テフコ・インターナショナル・パイトン社	インドネシアにおけるIPP事業会社への投資	H17.5	34千EUR	0	-
	ティーエムエナジー・オーストラリア社	豪州における発電事業	H14.2	88,500千AUD	0	-
	テフコ・インターナショナル・パイトン社	インドネシアにおけるIPP事業会社への投資	H17.5	18千EUR	-	-
	シビー・ジービー社	インドネシアにおけるIPP事業会社への投資	H7.1	12千USD	-	-
	シビー・シービー	インドネシアにおけるIPP事業会社への投資	H6.12	-	-	-
	ジャパン・ウラニウム・マネジメント社	ウラニウム・ワン社(カナダ)の株式保有	H21.1	275.5百万CAD	0	-
	SAP - Japan(株)	硫酸製造工場の運営会社(カザフスタン)への出資	H20.12	10	0	-
	ロイ・ヤン・マーケティング・ホールディングス社	豪州ロン・ヤンA火力発電所で発電した電力取引を行うマネジメント持株会社	H15.7	25AUD	21	-
	アイティーエム・インベストメント社	ウム・アル・ナール発電・造水プロジェクトへの投資	H15.2	16千USD	0	-
	グレート・エナジー・アライアンス社	豪州ロン・ヤンA火力発電所を買収するためのプロジェクト会社	H15.6	316,500千AUD	566	-
	アイティーエム・オーアンドエム社	ウム・アル・ナール発電・造水プロジェクトでの発電・造水設備の運転・保守	H15.2	0AED	318	-
スターバックパワー社	台湾におけるIPP事業	H18.8	33億TWD	58	-	
チームエナジー社	フィリピンにおけるIPP事業	H2.12	12,162千USD	756	-	

2. 新事業

東京電力グループの主な新事業

(平成22年5月末現在)

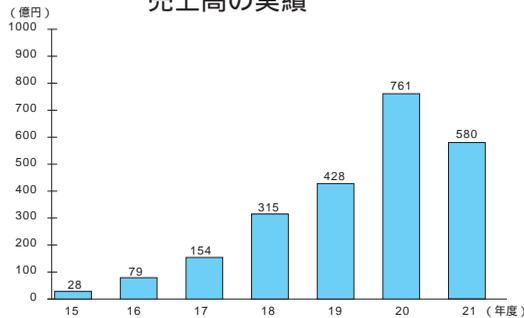
	名 称	事業概要	設立時期	資 本 金	持分割合
情報通信事業	日本デジタル配信(株)	デジタル放送配信事業、ブロードバンドコンテンツ配信事業	H12.4.10	22億5,000万円	18.3%
	(株)アット東京	データセンター事業	H12.6.26	133億7,850万円	81.2%
	(株)ファミリーネット・ジャパン	マンション向けインターネット接続サービス	H12.10.6 (当社出資はH16.9.30)	2億7,000万円	87.1%
	(株)ジャパン・イーマーケット	電力資機材などのeマーケットプレイス事業	H12.12.14	15億円	23.0%
	ジャパンケーブルネットホールディングス(株)	CATV会社統括事業	H13.3.8	325億円	23.0%
エネルギー・環境事業	東電ユークエスト(株)	組込ソフトウェア事業	H15.10.31	2億円	96.7%
	日本自然エネルギー(株)	グリーン電力証書事業(自然エネルギーによる発電受託及び再委託)	H12.11.1	3億9,500万円	58.0%
	日本ファシリティソリューション(株)	ESCO、省エネ診断、リニューアル、エネルギーセンター、省エネ機器販売事業	H12.12.14	4億9,000万円	45.0%
	ガス・カンパニー	大口のお客さま向けのガス供給事業	H14.3.1		
	バイオ燃料(株)	バイオマスエネルギーの開発 燃料加工設備の設計、施工、運転・保守 燃料の売買・輸送	H17.3.15	4億9,000万円	100.0%
住生活・生活関連事業	ハウスプラス住宅保証(株)	住宅の性能表示サービス、住宅瑕疵担保責任保険事業	H20.2.1	9億700万円	59.6%
	ハウスプラス確認検査(株)	建築基準法に基づく確認検査	H11.11.30	3億円	40.4%
	(株)キャリアライズ	人材派遣、職業紹介、研修、バックオフィス事業、指定管理事業	H12.6.20	2億円	100.0%
	東電ライフサポート(株)	介護型有料老人ホームの企画・運営・管理事業	H12.10.26	4億9,000万円	95.0%
	東電タウンプランニング(株)	都市計画や電線類の地中化に関するコンサルティング、及びこれらに係わる設計・施工事業	H13.8.1	3億円	100.0%
	(株)TEPCOコールアドバンス	コールセンター運営の受託、コールセンター設立・システム構築・運営に関するコンサルティング事業	H15.7.1	1億5,000万円	80.0%
	(株)リビタ	リノベーション事業(既存建築物の再生、販売)	H17.5.13	1億円	96.0%
	東電パートナーズ(株)	訪問介護、居宅介護支援、訪問看護、デイサービス事業	H18.1.23	1億円	83.4%

参考 東京電力のガス事業の概要

ガス販売の強化

- ・新規の設備投資を極力抑え、収益性が確保できる既存のLNG基地やガス導管近傍の工場などを中心に営業を展開
- ・当社エリア内のお客さまの幅広いニーズに対応したトータルエネルギーソリューションの実現

売上高の実績



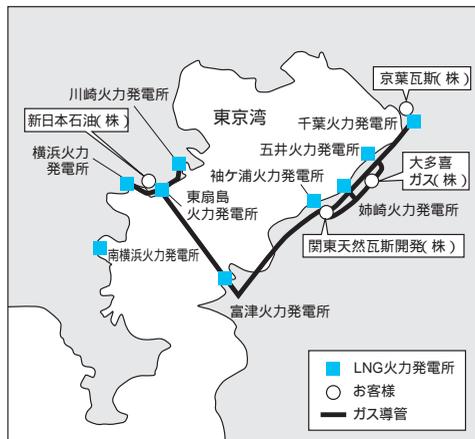
ガスを販売している主なお客さま
(平成22年4月現在)

【直送など】

大多喜ガス(株)	様
京葉瓦斯(株)	様
新日本石油(株)	様
関東天然瓦斯開発(株)	様
契約件数 22件	他
契約数量約112万t/年(平年ベース)	

【託送】(東京ガス導管)

(株)中野サンプラザ	様
日本製紙クレシア(株)	様
東日本ガス(株)	様
日本瓦斯(株)	様
契約件数 15件	他
契約数量 約2万t/年(平年ベース)	

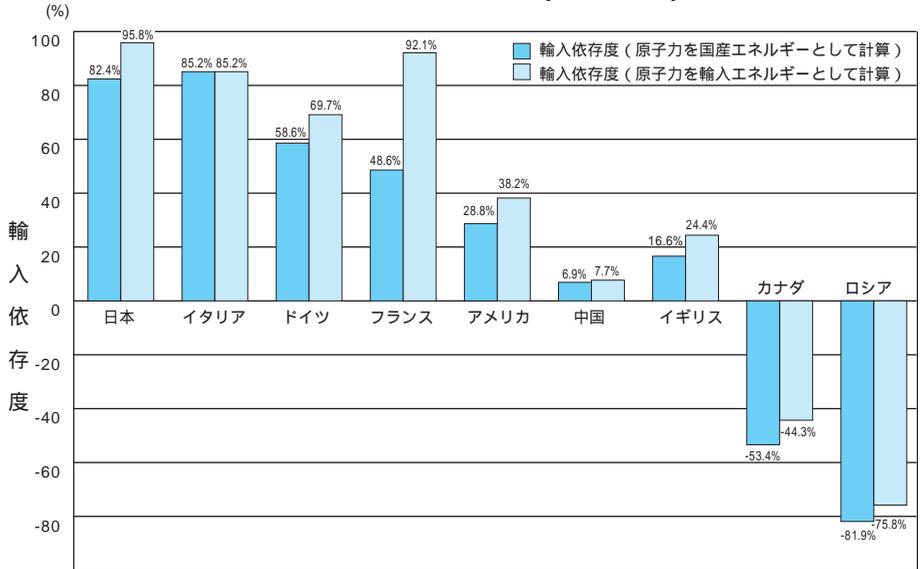


新たな展開

- ・ガス導管網未整備地域のお客さまニーズにお応えすべく、平成19年度よりLNGローリー販売を開始しました。(富津LNG基地に出荷設備を建設)

XIV. その他

1. 主要国のエネルギー輸入依存度（2007年）



-100 (注) カナダ、ロシアはエネルギーの純輸出国

(出所) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES 2009 Edition
ENERGY BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES 2009 Edition

2. 主要国の一次エネルギー構成（2007年）

(単位：%)

	石炭	石油	ガス	原子力	再生可能エネ	電力輸入	計
日本	22.3	44.8	16.2	13.4	3.4		100.0
アメリカ	23.7	38.9	23.0	9.3	5.0	0.1	100.0
イギリス	18.3	32.6	38.8	7.8	2.4	0.2	100.0
フランス	5.1	31.6	14.6	43.5	7.2	1.9	100.0
ドイツ	26.2	31.5	23.1	11.1	8.6	0.4	100.0
イタリア	9.4	42.1	39.0		7.2	2.2	100.0
カナダ	11.2	35.1	29.3	9.0	16.2	0.8	100.0

(注) 1. 電力輸入欄の は輸出を示す。

2. 四捨五入の関係で合計が100にならない場合がある。

3. 再生可能エネには、地熱、太陽光、水力、風力等を含む。

(出所) IEA Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition

参考 わが国のエネルギー自給率

(単位：%)

年	71	73	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
エネルギー自給率	13.4	9.2 (最低)	18.7	19.3	17.6	17.1	17.2	17.9	17.7	19.2	18.8	20.0
年度	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07
エネルギー自給率	20.2	20.9	21.8	20.6	20.4	20.6	19.0	16.6	18.2	19.3	19.5	17.6

*原子力のウランを国産エネルギーとした場合の自給率

(出所：IEA Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition)

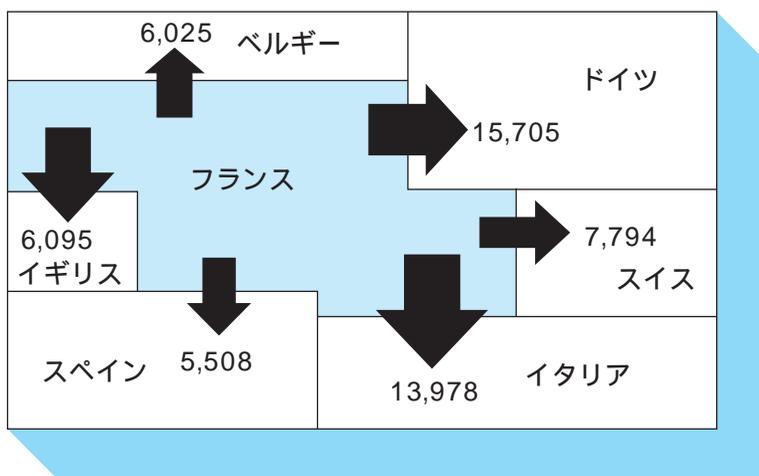
$$(注) \text{自給率}(\%) = \frac{\text{国産エネルギー}}{\text{国産エネルギー} + \text{輸入エネルギー}} \times 100$$

参考 各エネルギー別の自給率(2007年)

(単位：%)

石炭	石油	天然ガス	原子力	水力・地熱・新エネルギー等
0	0.4	4.2	100	100

参考 フランスを中心とした電気の輸出(2007年)



(注) 図中の数値は輸出入の差引後。

単位：百万kWh

(出所) 海外電気事業統計(2009)

3. 日本のエネルギー需給見通し

(1) 最終エネルギー消費

(単位：原油換算百万kl)

	実績				見通し							
	1990年度		2005年度		2020年度				2030年度			
		構成比		構成比	努力継続ケース		最大導入ケース		努力継続ケース		最大導入ケース	
					構成比		構成比		構成比		構成比	
最終消費計	359	100%	413	100%	401	100%	375	100%	391	100%	345	100%
産業部門	181	50%	181	44%	180	45%	177	47%	179	46%	174	50%
民生部門	95	26%	134	32%	134	34%	121	32%	130	33%	103	30%
家庭	43	12%	56	14%	56	14%	52	14%	56	14%	47	14%
業務	52	15%	78	19%	78	20%	68	18%	74	19%	56	16%
運輸部門	83	23%	98	24%	86	22%	78	21%	82	21%	69	19%

(出所) 総合資源エネルギー調査会 / 長期エネルギー需給見通し (2009年8月)

(2) 一次エネルギー供給

(単位：原油換算百万kl)

エネルギー別区分	実績				見通し							
	1990年度		2005年度		2020年度				2030年度			
	国内供給				努力継続ケース		最大導入ケース		努力継続ケース		最大導入ケース	
	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比
一次エネルギー国内供給	508		588		596		553		590		515	
石油	265	52%	255	43%	215	36%	190	34%	204	35%	168	33%
LPG	19	4%	18	3%	18	3%	18	3%	18	3%	17	3%
石炭	85	17%	123	21%	120	20%	107	19%	119	20%	92	18%
天然ガス	54	11%	88	15%	104	17%	89	16%	94	16%	71	14%
原子力	49	10%	69	12%	99	17%	99	18%	107	18%	107	21%
水力	22	4%	17	3%	19	3%	19	3%	19	3%	20	4%
地熱	0	0%	1	0%	1	0%	1	0%	1	0%	2	0%
新エネルギー等	13	3%	16	3%	22	4%	30	5%	29	5%	38	7%

(出所) 総合資源エネルギー調査会 / 長期エネルギー需給見通し (2009年8月)

4. 電力長期需給見通し

(1) 年度末設備容量（電気事業者）

（単位：万kW）

	実績				見通し							
	1990年度		2005年度		2020年度				2030年度			
	17,212		24,137		25,782		28,054		28,821		29,577	
設備容量					努力継続ケース		最大導入ケース		努力継続ケース		最大導入ケース	
発電区分別	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比
火力	10,409	60%	14,303	59%	13,831	54%	13,761	49%	14,230	49%	12,090	41%
石油等	5,347	31%	4,662	19%	4,206	16%	4,206	15%	4,206	15%	4,206	14%
石炭	1,223	7%	3,767	16%	3,758	15%	3,788	14%	3,843	13%	3,003	10%
L N G	3,839	22%	5,874	24%	5,867	23%	5,767	21%	6,181	21%	4,881	17%
原子力	3,148	18%	4,958	21%	6,015	23%	6,015	21%	6,315	22%	6,315	21%
水力	3,632	21%	4,574	19%	4,913	19%	4,925	18%	4,933	17%	5,077	17%
一般	1,931	11%	2,061	9%	2,158	8%	2,170	8%	2,158	7%	2,302	8%
揚水	1,701	10%	2,513	10%	2,755	11%	2,755	10%	2,775	10%	2,775	9%
地熱	24	0%	52	0%	53	0%	53	0%	53	0%	120	0%
新エネルギー	-	-	250	1%	970	4%	3,300	12%	3,290	11%	5,975	20%

（出所）総合資源エネルギー調査会 / 長期エネルギー需給見通し（2009年8月）

(2) 発電電力量（電気事業者）

（単位：億 kWh）

	実績				見通し							
	1990年度		2005年度		2020年度				2030年度			
	7,376		9,889		11,728		10,460		12,049		9,646	
発電電力量					努力継続ケース		最大導入ケース		努力継続ケース		最大導入ケース	
発電区分別	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比	実数	構成比
火力	4,466	61%	5,940	60%	6,224	53%	4,701	45%	5,900	49%	3,080	32%
石油等	2,108	29%	1,072	11%	770	7%	485	5%	707	6%	363	4%
石炭	719	10%	2,529	26%	2,368	20%	1,905	18%	2,426	20%	1,346	14%
L N G	1,639	22%	2,339	24%	3,086	26%	2,311	22%	2,767	23%	1,371	14%
原子力	2,014	27%	3,048	31%	4,345	37%	4,345	42%	4,694	39%	4,695	49%
水力	881	12%	813	8%	832	7%	805	8%	828	7%	889	9%
一般	788	11%	714	7%	775	7%	781	7%	775	6%	834	9%
揚水	93	1%	99	1%	57	0%	24	0%	54	0%	54	1%
地熱	15	0%	32	0%	34	0%	34	0%	34	0%	75	1%
新エネルギー	-	-	56	1%	294	3%	575	5%	592	5%	907	9%
その他	-	-	44	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
非化石エネ(再掲)	2,910	39%	4,762	40%	5,505	47%	5,759	55%	6,148	51%	6,566	68%

（出所）総合資源エネルギー調査会 / 長期エネルギー需給見通し（2009年8月）

5. 各国のセキュリティ指標（2007年）

	エネルギーの 輸入依存度(%)	エネルギーの 石油依存度(%)	石油の 輸入依存度(%)	輸入原油の ホルムズ依存度	石油の消費量 (石油換算100万t)
日 本	82.4	44.8	99.6	72.5	221.8
アメリカ	28.8	38.9	65.1	10.9	884.5
イギリス	16.6	32.6	16.4	0.4	78.7
ド イ ツ	58.6	31.5	95.7	2.4	118.3
フランス	48.6	31.6	98.7	10.6	92.2
カナダ	53.4	35.1	70.4	8.7	102.0
イタリア	85.2	42.1	91.6	11.3	80.9
スウェーデン	33.4	26.4	100.0	0.0	14.5
イ ン ド	24.2	32.5	72.2	-	12.1
中 国	7.2	20.2	47.5	-	375.7
ロシア	83.1	19.9	270.1	-	130.4

- (注) 1. は輸出を示す。 (出所)「IEA Energy Balances of OECD Countries 2009 Edition」
 2. ホルムズ依存度の対象は、サウジアラビア、イラン、カタール、クウェート、UAE、バーレーン及び中立地帯。 「IEA Energy Balances of NON-OECD Countries 2009 Edition」
 3. OPEC対象国は、サウジアラビア、イラン、カタール、クウェート、UAE、イラク、インドネシア、アルジェリア、アンゴラ、ナイジェリア、ベネズエラ、リビア及び中立地帯。(エクアドルは92年加盟権の一時停止、07年より再加盟)(ガボン75～95年、96年脱退) 「IEA OIL, GAS, COAL AND ELECTRICITY 1Q2009」
 4. 「輸入原油のホルムズ依存度」は2009年 日本は統計が異なるため下表と数値が一致しない。 「BP統計2009」
 5. 「石油の消費量」は2008年度実績。

6. わが国の原油輸入実績とセキュリティ指標の推移

年	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
原油輸入量 (万kℓ)	28,861 (16.9)	27,714 (2.6)	19,726 (7.4)	23,848 (13.1)	26,553 (3.0)	25,460 (2.4)	24,190 (0.9)	24,485 (1.2)	24,181 (1.2)	24,901 (3.0)	23,865 (4.2)	24,203 (1.4)	23,441 (3.1)
中東依存度 (%)	77.5	75.9	68.8	71.5	78.6	87.1	85.3	88.5	89.5	89.1	88.9	86.4	87.8
OPEC依存度 (%)	92.9	87.5	71.6	78.0	79.9	87.6	85.6	90.4	91.9	90.0	90.3	87.7	88.2
ホルムズ依存度 (%)	75.3	66.3	56.7	63.0	71.4	81.1	79.3	83.9	85.0	85.4	86.0	83.1	84.0

- (注) 1. 原油輸入量の()内は対前年伸び率。
 2. ホルムズ依存度の対象は、サウジアラビア、イラン、カタール、クウェート、UAE、バーレーン及び中立地帯。
 3. OPEC対象国は、サウジアラビア、イラン、カタール、クウェート、UAE、イラク、インドネシア、アルジェリア、アンゴラ、ナイジェリア、ベネズエラ、リビア及び中立地帯。
 (エクアドルは92年加盟権の一時停止、07年より再加盟)(ガボン75～95年、96年脱退)
 (出所)石油資料月報、資源・エネルギー統計年報

7. 電源別の発電コストについて

平成16年1月に経産大臣の諮問機関である「総合資源エネルギー調査会」の電気事業分科会コスト等検討小委員会が、平成14年度運転開始ベースの各電源のモデルプラントによる発電コストの試算値を公表しました。

運転年数を各電源の法定耐用年数（原子力16年、火力15年、水力40年）、設備利用率を80%（水力のみ45%）に統一した場合の試算は下記（A）のとおりですが、実際の発電コストは運転年数のもとより、設備利用率や燃料価格などによって大きく変動します。運転年数を40年に統一した場合の試算は下記（B）のとおりです。

こうした状況を総合的にふまえると、原子力の発電コストは他の電源と比較しても遜色のない水準にあると考えられます。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会の試算（平成16年1月）
平成14年度運転開始ベース

	原子力	水力	石油火力	LNG火力	石炭火力
発電単価（円/kWh）（A） （各電源の法定耐用年数を運転年数とした場合）	7.3	10.6	12.2	7.0	7.2
発電単価（円/kWh）（B） （運転年数を40年とした場合）	5.3	11.9	10.7	6.2	5.7
利用率	80%	45%	80%	80%	80%

（このコスト試算には、発電所の経年使用に伴う改良工事などの追加投資や修繕費の増加分などは含まれていない。）

参考 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会が試算するにあたって使用した諸元

1. モデルプラントの出力規模は、原子力：130万kW、水力：1.5万kW、石油火力：40万kW、LNG火力：150万kW、石炭火力：90万kW
2. 試算の際に使用したデータ
 - ・ 為替レート：121.98円（平成14年度平均）
 - ・ 初年度燃料費（平成14年度平均価格）
（石油：27.41ドル/バレル、LNG：28,090円/トン、石炭：35.5ドル/トン）
 - ・ 石油、LNG、石炭の燃料上昇率はIEAの「World Energy Outlook」の値を応用（2030年の予測値を使用し、足下は2002年度実績値を使用し、伸び率を試算）

東京電力株式会社

広報部

〒100-8560

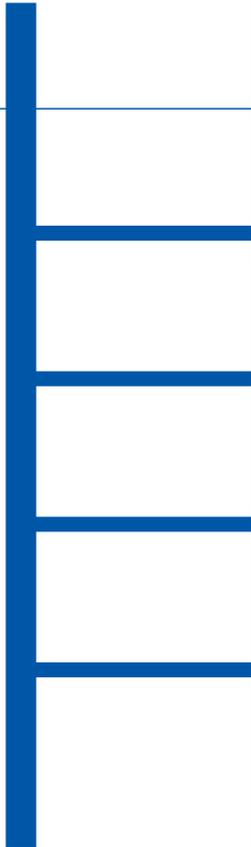
東京都千代田区内幸町1丁目1番3号

電話 (03)6373-1111(代)

4

3

6



9

当社はインターネットを通じ情報提供をしています。

当社ホームページアドレスは、
<http://www.tepco.co.jp> です。
皆さまからのアクセスをお待ちしております。

